



RINA

# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

**Final**

“Projeto Energia de Usinas Eólicas”  
no  
Brasil

Relatório N° 2012-BQ-MD-22

Revisão N° 1.3

# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

<b>Título do projeto:</b> Projeto Energio de Usinas Eólicas		<b>País:</b> Brasil	<b>RCEs estimadas (tCO2e):</b> Média anual de 129.317	
<b>Cliente:</b> Energio Nordeste Energias Renováveis S.A.		<b>Contato do Cliente</b>		
<b>Relatório No.:</b> 2012-BQ-MD22		<b>Revisão:</b> 1.3	<b>Data deste relatório</b> 26/10/2012	
<b>Aprovado por (Relatório final – EA escritório autorizado assinando pela EOD):</b>			<b>Data de aprovação</b> 26/07/2013	
<b>Metodologia</b>				
<b>Número:</b> ACM0002	<b>Versão:</b> 13.0.0 de 11/05/2012	<b>Título:</b> Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis	<b>Escala:</b> Grande	<b>SS(s):</b> 1
<p>A RINA Services S.p.A. (RINA), contratada pela Energio Nordeste Energias Renováveis S.A., realizou a validação da atividade de projeto intitulada “Projeto Energio de usinas eólicas” no Brasil, de acordo com as exigências relevantes para atividades de MDL.</p> <p>Em resumo, a opinião da RINA que a atividade de projeto “Projeto Energio de usinas eólicas” no Brasil, conforme descrito no PDD, versão 07 de 17/09/2013 atende a todas as exigências para atividades de MDL e todos os critérios relevantes da parte anfitriã e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, “metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 13.0.0 de 11/05/2012.</p> <p>Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá receber a aprovação, por escrito, da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país.</p>				

<b>Trabalho realizado por:</b> Américo Varkulya Jr. Talita Carvalho Beck	<input checked="" type="checkbox"/> Nenhuma distribuição sem permissão do cliente ou unidade organizacional responsável <input type="checkbox"/> Distribuição restrita <input type="checkbox"/> Distribuição irrestrita
<b>Trabalho verificado por (Relatório final – Gerente de esquemas)</b>  	<b>Palavras chave:</b> Mudança climática, protocolo de Quioto, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Validação.



# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

## Abreviações

Explique qualquer abreviação que foi usada no relatório aqui.

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANPAD	Associação Nacional de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração
BE	Emissões de linha de base
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo
SAC	Solicitação de Ação Corretiva
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
CDM M&P	Modalidades e procedimentos de MDL
CDM-PCP	Procedimento de ciclo de projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
CDM-PS	Padrão de projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
CDM-VVS	Padrão de validação e verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
RCE(s)	Redução Certificada de Emissões
CH <sub>4</sub>	Metano
SE	Solicitação de Esclarecimento
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade
COPOM	Comitê de Política Monetária
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2</sub> e	Equivalente a dióxido de carbono
CRT	Equipe de coordenação e controle técnico
DCI	Divisão de certificações da RINA Services Spa
AND	Autoridade Nacional Designada
EOD	Entidade operacional designada
CE	Conselho Executivo
EIA	Estudo de impacto ambiental
EPC	Contrato de Engenharia, Aprovisionamento e Construção
RE	Redução de Emissões
SAP	Solicitação de ação posterior
GEE(s)	Gases de efeito estufa
GWP	Potencial de aquecimento global
IPCC	Painel intergovernamental de mudanças climáticas
CA	Carta de aprovação
MoV	Meios de verificação
MOC	Declaração de modalidades de comunicação
PM	Plano de monitoramento
RM	Relatório de monitoramento
ONG	Organização não governamental
AOD	Assistência Oficial ao Desenvolvimento
PDD	Documento de concepção do projeto
PE	Emissões do projeto
PIS	Programa de Integração Social
PP(s)	Participantes de projeto



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

PPA	Acordo de Compra de Energia (do Inglês <i>Power Purchase Agreement</i> )
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Ref.	Documento de referência
RINA	RINA Services Spa
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SEMACE	Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará
SS(s)	Escopo setorial
SSC	Pequena escala
TFSEE	Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão
CQNUMC	Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
WPP	Usina de Energia Eólica (do inglês <i>Wind Power Plant</i> )

# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Índice	Página
1	INTRODUÇÃO .....ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
1.1	Objetivo 6
1.2	Escopo Erro! Indicador não definido.
2	METODOLOGIA.....ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
2.1	Revisão de documento Erro! Indicador não definido.
2.2	Ações de seguimento Erro! Indicador não definido.
2.3	Resolução de temas pendentes 12
2.4	Controle interno de qualidade 14
2.5	Equipe de validação e revisor(es) técnico(s) Erro! Indicador não definido.
3	CONCLUSÕES DA VALIDAÇÃO.....ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
3.1	Aprovação e participação 14
3.2	Modalidades de comunicação 16
3.3	Documento de concepção do projeto 16
3.4	Concepção do projeto 16
3.5	Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento Erro! Indicador não definido.
3.6	Limite do projeto Erro! Indicador não definido.
3.7	Identificação do cenário de linha de base 22
3.8	Adicionalidade 22
3.9	Consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo Erro! Indicador não definido.
3.10	Identificação de alternativas 25
3.11	Análise de investimentos 25
3.12	Análise de barreiras 31
3.13	Análise de prática comum Erro! Indicador não definido.
3.14	Conclusão 33
3.15	Plano de monitoramento Erro! Indicador não definido.
3.16	Estimativa de emissões de GEE Erro! Indicador não definido.
3.17	Impactos ambientais Erro! Indicador não definido.
3.18	Consulta aos atores locais Erro! Indicador não definido.
4	COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONGS....ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
5	OPINIÃO DA VALIDAÇÃO .....ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.

Anexo A: Protocolo de validação

# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

## 1. INTRODUÇÃO

A Energio Nordeste Energias Renováveis S.A. contratou a RINA para realizar a validação do projeto “Projeto Energio de usinas eólicas” no Brasil.

Este relatório resume os resultados da validação do projeto, realizado com base nos critérios da CQNUMC para o MDL, bem como nos critérios dados para fornecer operações de projetos consistentes, monitoramento e elaboração de relatórios.

### 1.1. Objetivo

O objetivo da validação é ter uma avaliação independente de uma atividade de projeto por uma entidade operacional designada de acordo com os requisitos do MDL, conforme estabelecido na decisão 3/CMP.1, seu anexo e decisões pertinentes da COP/MOP, com base no documento de concepção do projeto. Em particular, a linha de base do projeto, o plano de monitoramento, o cumprimento do projeto de acordo com os requisitos relevantes da CQNUMC e os critérios do país anfitrião são validados a fim de confirmar que a concepção do programa, como documentada, é razoável e atende aos critérios identificados. A validação é uma exigência para todos os projetos de MDL e é vista como necessária para fornecer uma garantia para as partes interessadas da qualidade do projeto e sua geração prevista de redução certificadas de emissões (RCEs).

### 1.2. Escopo

O escopo da validação é o de rever o PDD contra os critérios da CQNUMC para o MDL.

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

A validação não se destina a fornecer qualquer consultoria em relação aos participantes do projeto. Entretanto, solicitações de esclarecimentos e/ou ações corretivas podem ter fornecido elementos para a melhoria da concepção do projeto.

## 2. METODOLOGIA

A validação foi conduzida usando os procedimentos RINA em linha com as exigências especificadas no MDL M&P, a última versão do padrão de validação e verificação de MDL e as decisões relevantes do COP/MOP e do Conselho Executivo do MDL e aplicando técnicas padrões de auditoria.

A validação consistiu das três fases abaixo:

- Revisão de documento;
- Ações de seguimento;
- Resolução de temas pendentes e a emissão de um relatório final de validação.

As seções a seguir, demonstram cada etapa em maiores detalhes.

### 2.1. Revisão de documento

O PDD versão 07 de 17/09/2013, versão 06 de 17/07/2013, versão 05 de 08/07/2013, versão 04 de 17/05/2013, versão 03 de 10/04/2013, versão 02 de 28/12/2012 e versão 01 de 02/05/2012 /01/, em particular, a aplicabilidade da metodologia, a determinação da linha de base, a adicionalidade da atividade de projeto, a data de início do projeto, o plano de monitoramento, os cálculos de redução de emissões fornecidos na forma de uma tabela, 1 - Energio Ers.xls versão 01 foram avaliados como parte da validação.

A tabela abaixo lista a documentação que foi analisada durante a validação.

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

/1/	<p>AMBIO Participações Ltda.: CDM-PDD para atividade de projeto “Projeto Energia de usinas eólicas” no Brasil, versão 01 de 02/05/2012</p> <p>CDM-PDD para atividade de projeto “Projeto Energia de usinas eólicas” no Brasil, versão 02 de 28/12/2012</p> <p>CDM-PDD para atividade de projeto “Projeto Energia de usinas eólicas” no Brasil, versão 03 de 10/04/2013</p> <p>CDM-PDD para atividade de projeto “Projeto Energia de usinas eólicas” no Brasil, versão 04 de 10/04/2013</p> <p>CDM-PDD para atividade de projeto “Projeto Energia de usinas eólicas” no Brasil, versão 05 de 08/07/2013</p> <p>CDM-PDD para atividade de projeto “Projeto Energia de usinas eólicas” no Brasil, versão 06 de 17/06/2013</p> <p>CDM-PDD para atividade de projeto “Projeto Energia de usinas eólicas” no Brasil, versão 07 de 17/09/2013</p>
/2/	AND do país: Carta de aprovação DD/MM/AAAA Pendente
/3/	AND de parte do Anexo 1: Carta de aprovação DD/MM/AAAA Pendente
/4/	Conselho Executivo do MDL: Padrão de validação e verificação do MDL (VVS), versão 03.0, datada de 23/11/2012
/5/	Conselho Executivo do MDL: ACM0002 “ Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012.
/6/	Conselho Executivo do MDL: Diretrizes para completar o formulário do documento de concepção do projeto, versão 01.0 de 02/03/2012
/7/	Conselho Executivo do MDL: Ferramenta para demonstração de avaliação de adicionalidade, versão 07.0.0 datada de 23/11/2012.
/8/	Conselho Executivo do MDL: Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico versão 03.0.0 de 23/11/2012.
/9/	<p>a. Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda. e Central Geradora Taíba Andorinha S.A.: Contrato EPC de 21/12/2011, em a. EPC Taíba Andorinha.pdf</p> <p>b. Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda. e Central Geradora Eólica Colônia S.A.: Contrato EPC de 21/12/2011, em b. EPC Colônia.pdf</p> <p>c. Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda. e Central Geradora Eólica Icaraí I S.A.: Contrato EPC de 21/12/2011, inc. EPC Icaraí I.pdf</p> <p>d. Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda. e Central Geradora Eólica Icaraí II S.A.: Contrato EPC de 21/12/2011, inc. EPC Icaraí II.pdf</p> <p>e. Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda. e Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A.: Contrato EPC de 21/12/2011, em a. EPC Taíba Águia.pdf</p> <p>f. Arquivos EPC Anexo 6.pdf – valores de investimento e capacidade instalada das usinas de energia eólica incluídas nesta atividade de projeto</p>
/10/	<p>Portarias ANEEL:</p> <p>a. Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A. como um produtor independente de energia elétrica de 01/07/2010, em - ANEEL #608 Taíba Águia.pdf</p> <p>b. Central Geradora Eólica Colônia S.A. como um produtor independente de energia elétrica de 06/07/2010, em b - ANEEL #616 Colônia.pdf</p> <p>c. Central Geradora Taíba Andorinha S.A. como um produtor independente de energia elétrica de 04/10/2010, em c - ANEEL #828 Taíba Andorinha.pdf</p> <p>d. Central Geradora Eólica Icaraí I S.A. como um produtor independente de energia elétrica de 04/10/2010, em d - ANEEL #827 Icaraí I</p> <p>e. Central Geradora Eólica Icaraí II S.A. como um produtor independente de energia elétrica de 30/08/2010, em e - ANEEL #761 Icaraí II.pdf</p>
/11/	Suzlon: S95 2.1MW dados técnicos, edição 4 de 23/11/2011, no Anexo 08A - WD00412-04-

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	00-Technical-Data.pdf
/12/	Inova Energy: Medições anemométricas e relatórios anuais de produção de energia para <ol style="list-style-type: none"> <li>Colônia, Águia e Andorinha, versão A 28/11/2011 e versão B 14/03/2012, em Relatório Técnico 2011.003B-ENERGIO - 120314 (CO AG AN).pdf</li> <li>Icarai I e Icarai II, versão A 28/11/2011 e versão B de 14/03/2012, em Relatório Técnico 2011.004B-ENERGIO - 120314 (ICA I &amp; II).pdf</li> </ol>
/13/	CCEE Acordo de compra de energia: <ol style="list-style-type: none"> <li>Central Geradora Taíba Andorinha S.A. de 16/11/2010, em CER Andorinha.pdf</li> <li>Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A. de 27/09/2010, em CER Águia.pdf</li> <li>Central Geradora Eólica Colônia S.A. de 16/11/2010, em CER Colônia.pdf</li> <li>Central Geradora Eólica Icarai I S.A. de 16/11/2010, em CER Icarai I.pdf</li> <li>Central Geradora Eólica Icarai II S.A. de 16/11/2010, em CER Icarai II.pdf</li> </ol>
/14/	SEMACE: Licença ambiental de instalação: <ol style="list-style-type: none"> <li>Icarai II – nº 09/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 39/2013</li> <li>Taíba Águia - nº 10/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 40/2013</li> <li>Icarai I - nº 11/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 43/2013</li> <li>Colônia - nº 12/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 42/2013</li> <li>Taíba Andorinha - nº 13/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 41/2013</li> </ol>
/15/	AMBIO: <ol style="list-style-type: none"> <li>Análise financeira – Complexo Taíba v1.xls, planilha, versão 01</li> <li>Análise financeira – Complexo Icarai (versão 2)</li> <li>Análise financeira - "Análise financeira 2013.07.19.xls" recebida em 19/07/2013</li> </ol>
/16/	AMBIO: <ol style="list-style-type: none"> <li>Financial Analysis – Icarai Complex v1.xls, planilha, versão 01</li> <li>Financial_analysis_-_Taíba_Complex_(versão_2)</li> <li>Financial.xls – versão 3, 10/04/2013</li> <li>Financial_using_inova.xls – versão 4, 20/05/2013</li> <li>Financial analysis 2013.07.19.xls – versão 5 19/07/2013</li> </ol>
/17/	Conselho Executivo de MDL: Diretrizes na Avaliação de análise de investimentos, versão 05, datada de 15/07/2011. (EB 62, Anexo 5).
/18/	Receita federal brasileira: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Informação oficial concernente aos leilões de energia elétrica. Disponível em português em: <a href="http://www.ccee.org.br/">http://www.ccee.org.br/</a> . Acessado em 04/11/2012.
/19/	Central Geradora Eólica Taíba Águia S/A. & Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda.: Garantia, Contrato de Operação e Manutenção da usina eólica, datado de 21/12/2011. Em documento a. <i>GOM Taíba Águia.pdf</i> Central Geradora Eólica Taíba Andorinha S/A. & Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda.: Garantia, Contrato de Operação e Manutenção da usina eólica, datado de 21/12/2011. Em documento b. <i>GOM Andorinha.pdf</i> Central Geradora Eólica Colônia S/A. & Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda.: Garantia, Contrato de Operação e Manutenção da usina eólica, datado de 21/12/2011. Em documento c. <i>GOM Colônia.pdf</i> Central Geradora Eólica Icarai I S/A. & Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda.: Garantia, Contrato de Operação e Manutenção da usina eólica, datado de 21/12/2011. Em documento d. <i>GOM Icarai I.pdf</i> Central Geradora Eólica Icarai II S/A. & Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda.: Garantia, Contrato de Operação e Manutenção da usina eólica, datado de 21/12/2011. Em documento e. <i>GOM Icarai II.pdf</i> Suzlon Energia Eólica do Brasil Ltda.: Anexo 6 de contratos GOM: Proposta para garantia, operação e manutenção das usinas Energio (inclui proposta de preços para o ano 3 ao ano 10 da operação), datado de 21/12/2011.
/20/	Banco Central do Brasil: Reuniões da COPOM para estabelecer a taxa SELIC. Disponível em Português em: <a href="http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS">http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS</a> . Acessado em 04/11/2012.
/21/	Conselho Executivo de MDL: Diretrizes para avaliação de análise de investimentos versão 5 de 15/07/2011
/22/	Conselho Executivo de MDL: Diretrizes para a prática comum versão 2 de 13/09/2012.

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

/23/	<a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora</a> EF publicado pela AND brasileira Disponível em Português Acessado pela última vez em 05/11/2012
/24/	Ambio: Energio cálculos de REs 1, em 1 - Energio Ers.xls 1 - Energio Icarai ERs (versão 2).xls; 23_-_Energio_Taiba_ERs_(version_2).xls ER Calculation 2013.07.19.xls
/25/	Energio Nordeste Energias Renováveis S.A e Rina: Contrato de validação assinado em 11/07/2012.
/26/	AND brasileira: carta avisando recebimento de documentação enviada em 16/06/2010 sobre a notificação do Projeto de Geração de Energia Eólica (EOL Taíba Águia, Taíba Andorinha, Colônia, Icarai I e Icarai II), datado de 17/06/2010.
/27/	Conselho Executivo do MDL: Glossário de termos de MDL versão 07.0 de 23/11/2012
/28/	Dewi: relacionado ao potencial de análise eólica e avaliação da produção de energia do local de Icarai (Brasil) – Relatório final de 21/12/2011
/29/	Dewi: relacionado ao potencial de análise eólica e avaliação da produção de energia do local de Taíba – Relatório final datado de 21/12/2011
/30/	Instituto Acende Brasil: 2º Leilão de Energia de Reserva - Análise Pós-Leilão, acessado pela última vez em 18/03/2013 <a href="http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/200912114_Analise_Pos_Eolica_Rev3.pdf">http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/200912114_Analise_Pos_Eolica_Rev3.pdf</a>
/31/	SEMACE: a. Termo de compensação ambiental de Taíba Andorinha, datado de 01/12/2011 b. Termo de compensação ambiental de Taíba Águia, datado de 01/12/2011 c. Termo de compensação ambiental de Colônia, datado de 01/12/2011 d. Termo de compensação ambiental de Icarai I, datado de 01/12/2011 e. Termo de compensação ambiental de Icarai II datado de 01/12/2011
/32/	Central Eólica Icarai I e John Richard Blackaby: Contrato de aluguel de terra datado de 01/01/2008.
/33/	ANEEL: Resolução normativa nº 109, datada de 26 de Outubro de 2004 <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf</a>
/34/	Luis Nassif Online: O domínio das eólicas no leilão de energia <a href="http://www.advivo.com.br/blog/luisnassif/o-dominio-das-eolicas-no-leilao-de-energia">http://www.advivo.com.br/blog/luisnassif/o-dominio-das-eolicas-no-leilao-de-energia</a>
/35/	Central Geradora Eólica Colônia S.A.: Ata da reunião geral de constituição datada de 04.01.2010 e registrado no Conselho de Comércio do Estado do Ceará em 20.01.2010. Central Geradora Taíba Águia S.A.: Ata da reunião geral de constituição datada de 04.01.2010 e registrado no Conselho de Comércio do Estado do Ceará em 20.01.2010. Central Geradora Taíba Andorinha S.A.: Ata da reunião geral de constituição datada de 04.01.2010 e registrado no Conselho de Comércio do Estado do Ceará em 20.01.2010.
/36/	AND brasileira: Resolução n.8, publicada em 26/05/2008 em <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html</a> , acessado em 19/04/2013.
/37/	Ambio Participações Ltda.: ATA de Assembleia dos Sócios-Cotistas datada de 01/08/2012.
/38/	Queiroz Galvão: Declaração de que Energio Nordeste Energias Renováveis S.A. ainda gerencia o Projeto Energio de usinas eólicas datado de 09/04/2013.
/39/	Energio Nordeste Energias Renováveis S.A.: Ata da reunião do Conselho Administrativo de 19/06/2012.
/40/	CCEE: Manual para Aporte de Garantias – Garantias de Participação e de Fiel Cumprimento Leilão para a Contratação de Energia – Edital do Leilão N°03/2009 ANEEL de 10/11/2009
/41/	CQNUMC: site com “Status de ratificação do Protocolo de Quioto” disponível em inglês em <a href="http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php">http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php</a> acessado pela Rina em 19/07/2013

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

/42/	CQNUMC: site com localização da AND disponível em inglês em <a href="http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html">http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html</a> acessado pela Rina em 19/07/2013
/43/	Energio Nordeste Energias Renováveis S.A. MOC – modalidade de comunicação datada de 07/11/2012, assinada pelo Sr. Raul Barroso da Mota Junior (Energio Nordeste Energias Renováveis S.A.) e Sr. Luis Filipe Kopp (AMBIO Participações Ltda.)
/44/	RINA: Contrato de serviços entre Rina Brasil Serviços Técnicos Ltda. e Energio Nordeste Energias Renováveis S.A., datado de 11/07/2012
/45/	Energio Nordeste Energias Renováveis S.A. ata de reunião datada de 19/06/2012
/46/	AMBIO Participações Ltda. ata de reunião datada de 15/06/2012
/47/	Conselho executivo de MDL: F-CDM-MOC – declaração de modalidades de comunicação, versão 02.1, datada de 16/03/2012
/48/	Conselho executivo de MDL: F-CDM-PDD – formulário do documento de concepção do projeto, versão 04.1 datada de 11/04/2012
/49/	Fotos do local do projeto tiradas durante a visita ao local em 04/09/2012
/50/	Operador nacional do sistema brasileiro “Mapas geoeletricos”, datada de Novembro de 2011, disponível em português em <a href="http://www.ons.com.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx">http://www.ons.com.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx</a> acessado pela RINA em 23/07/2013
/51/	Padrão de Projeto (do inglês <i>Project Standard</i> ) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, versão 04.0, dated 29/07/2013
/52/	Notificação de consideração prévia de MDL: secretariado da CQNUMC <ul style="list-style-type: none"> <li>• Formulário de consideração prévia datado de 14/06/2012 – verificado através de imagem da tela fornecida pelos participantes do projeto</li> <li>• Projeto Energio de usinas eólicas enviado pela AMBIO Participações Ltda., datado de 01/06/2012 disponível no site da CQNUMC <a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html">http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html</a> acessado pela RINA em 24/07/2013</li> </ul>
/53/	AMBIO Participações Ltda. notificação de início da atividade de projeto e intenção de buscar status de MDL, datado de 01/06/2012.
/54/	Site da CQNUMC da atividade de projeto descrevendo a data de publicação e o período disponível para comentários disponível em inglês em <a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/S1CT6LEKGM07EXOHLT9QIFW5ZFUONS/vie_w.html">http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/S1CT6LEKGM07EXOHLT9QIFW5ZFUONS/vie_w.html</a> acessado pela RINA em 24/07/2013
/55/	Conselho Executivo de MDL: “Diretrizes para relato e validação do fator de capacidade das usinas” versão 01 datado de 17/07/2009.
/56/	Site do Banco Central do Brasil “Comitê de política monetária” disponível em português em <a href="http://www.bcb.gov.br/?COPOM">http://www.bcb.gov.br/?COPOM</a> acessado pela RINA em 24/07/2013
/57/	ANPAD – Associação Nacional de Pós-graduação e pesquisa em administração: cálculo do prêmio de risco do mercado brasileiro datado de outubro de 2011
/58/	Receita Federal Brasileira – site com valores do IPI (imposto sobre produtos industrializados) disponível em português em <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/TabIncidIPITUPI.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/TabIncidIPITUPI.htm</a> acessado pela RINA em 24/07/2013
/59/	Receita Federal Brasileira – Taxas PIS/COFINS disponível em Português em <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/PisPasepCofins/RegIncidencia.htm#Regim">http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/PisPasepCofins/RegIncidencia.htm#Regim</a> e de incidência não cumulativa acessado pela RINA em 24/07/2013
/60/	Receita Federal Brasileira – imposto de renda disponível em Português em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr617a633.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr617a633.htm</a> acessado pela RINA em 24/07/2013
/61/	Receita federal brasileira – valores do imposto de renda adicional e CSLL - contribuição social sobre o lucro líquido disponível em Português em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2000/Orientacoes/Determinacao2.htm#Alíquota">http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2000/Orientacoes/Determinacao2.htm#Alíquota</a>
/62/	ANEEL: Relatório com valores de depreciação, disponível em <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2012474_2.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2012474_2.pdf</a> .
/63/	AMBIO Participações Ltda. planilha com análise de prática comum “39 - Common

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	Practice.xls”, recebida em 20/05/2013 sem versão
/64/	ANEEL: Planilhas com implantação de usinas energéticas disponível em português em <a href="http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&amp;idPerfil=2">http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&amp;idPerfil=2</a> avaliado pela RINA em 24/07/2012
/65/	ONS: Procedimentos de rede disponível em português em <a href="http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset">http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset</a> , avaliado pela RINA em 06/12/2012
/66/	Resolução nº 10 da AND do Brasil, datada 22/05/2013 disponível em português em <a href="http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226477.pdf">http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226477.pdf</a> acessado pela RINA em 13/
/67/	ANEEL: Nota Técnica nº 092/2009-SRT/ANEEL, datada 09/11/2009 – define o cálculo da TUST
/68/	Governo Federal do Brasil– Decreto nº 2410, datado 28/11/1997 – define o cálculo da TFSEE
/69/	Ministério de Minas e Energia – plantas de energia eólica sob o PROINFA disponível em <a href="http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf">www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf</a>
/70/	Guias de instrução e referência da Bloomberg: disponível em inglês em <a href="http://guides.lib.byu.edu/content.php?pid=53518&amp;sid=401576">http://guides.lib.byu.edu/content.php?pid=53518&amp;sid=401576</a> acessado pela RINA em 02/09/2012
/71/	Atividades de projeto brasileiras registradas na CQNUMC: “Power generation from renewable sources – Arvoredo and Varginha Small Hydropower Plants” disponível em inglês em <a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/RINA1280817733.62/view">http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/RINA1280817733.62/view</a> acessado pela RINA em 17/09/2013; “Electric Power Generation from Renewable Sources – Barra da Paciência, Ninho da Águia, Corrente Grande, Paiol, São Gonçalo and Várzea Alegre Small Hydropower Plants” disponível em inglês em <a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/RINA1280826819.25/view">http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/RINA1280826819.25/view</a> acessado pela RINA em 17/09/2013
/72/	Mercurius Engenharia:  Preço das estacas de fundação e acesso interno do complexo de energia eólica Taiba Aguia, datado 01/11/2011; Preço das estacas de fundação e acesso interno do complexo de energia eólica Taiba Andorinha, datado 01/11/2011; Preço das estacas de fundação e acesso interno do complexo de energia eólica Taiba Colonia, datado 01/11/2011; Preço das estacas de fundação e acesso interno do complexo de energia eólica Icarai I, datado 01/11/2011; Preço das estacas de fundação e acesso interno do complexo de energia eólica Icarai II, datado 01/11/2011;
/73/	Proposta comercial da WEG para subestação de energia eólica incluindo os complexos Icarai and Taiba, datada 03/08/2011
/74/	Mercurius Engenharia:  Preços dos acessos externos do complex eólico Taiba Aguia, datado 01/11/2011; Preços dos acessos externos do complex eólico Taiba Andorinha, datado 01/11/2011; Preços dos acessos externos do complex eólico Taiba Colonia, datado 01/11/2011; Preços dos acessos externos do complex eólico Icarai I, datado 01/11/2011; Preços dos acessos externos do complex eólico Icarai II, datado 01/11/2011;
/75/	Alubar Energia S.A : Proposta comercial da linha de transmissão de energia eólica incluindo o complexo Icarai, 04/11/2011; Proposta comercial da linha de transmissão de energia eólica incluindo o complexo Icarai, 04/11/2011;

# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

## 2.2. Ações de seguimento

Em 04/09/2012, RINA visitou o Distrito Taíba, o município São Gonçalo do Amarante, o Distrito de Icarai e o Município Amontada para resolver questões e problemas identificados durante a análise do documento e realizar entrevistas com os atores relevantes no país anfitrião.

As pessoas principais que foram entrevistadas e os principais tópicos das entrevistas estão resumidos na tabela abaixo.

	Data	Nome e cargo	Organização	Tema
/a/	04/09/2012	Leandro Janke/ Gerente de projetos - consultor	AMBIO	Cálculo de RCEs, descrição do projeto, temas de linha de base, consulta às partes interessadas, temas ambientais
/b/	04/09/2012	José Henrique Vieira Campos – Gerente ambiental	Energio	Visita ao local, temas ambientais
/c/	04/09/2012	Luiz Sintes – Gerente de projeto	Queiroz Galvão Energias Renováveis	Visita ao local, temas ambientais, implantação do projeto

## 2.3. Resolução de temas pendentes

O objetivo desta fase da validação é resolver todas as questões pendentes que precisam ser esclarecidas para a conclusão positiva da RINA na concepção do projeto.

Para garantir a transparência um protocolo de validação foi personalizado para o projeto. O protocolo mostra de forma transparente os requisitos, meios de validação e os resultados da validação dos critérios identificados. O protocolo de validação é composto por quatro tabelas, as diferentes colunas nestas tabelas estão descritas na figura abaixo (ver Figura 1). O protocolo de validação completo está incluído no Anexo A deste relatório.

A solicitação de ação corretiva (SAC) é gerada se uma das seguintes situações ocorrer:

- Os participantes do projeto cometeram erros que influenciam a capacidade da atividade de projeto de atingir redução de emissões adicionais mensuráveis e reais.
- Os requisitos de MDL não foram cumpridos.
- Há um risco de que a redução de emissões não possa ser monitorada ou calculada

Uma solicitação de esclarecimento (SE) é gerada se a informação for insuficiente ou não estiver claro o suficiente para determinar se os requisitos de MDL aplicáveis foram cumpridos.

Uma solicitação de ação posterior (SAP) é levantada durante a validação para destacar questões relacionadas com a implantação do projeto que necessitam de revisão, durante a primeira verificação da atividade de projeto. SAPs não se relacionam com os requisitos do MDL para registro. SACs, SEs, e SAPs identificadas estão incluídas no protocolo de validação no Anexo A deste relatório.

# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

**Figura 1 Tabelas de protocolo de validação**

Protocolo de validação, Tabela 1 – exigências mandatórias		
Exigência	Referência	Conclusão
As exigências que o projeto deve cumprir.	Refere-se aos documentos onde a resposta à exigência foi encontrada.	Isso é aceitável com base em evidências fornecidas (OK), ou uma Solicitação de Ação Corretiva (SAC), foi pedida se a exigência não for atendida. Uma solicitação de esclarecimento (SE) foi usada quando a equipe de validação identificou uma necessidade de maiores esclarecimentos.

Protocolo de validação, Tabela 2 – Lista de verificação de exigências				
Questão da lista de verificação	Ref.	MoV	Comentários	Conclusão
As diversas exigências na Tabela 1 estão ligadas às questões da lista de verificação que o projeto deve cumprir. A lista de verificação está organizada em cinco sessões diferentes.	Refere-se aos documentos onde a resposta à questão da lista de verificação ou item foi encontrado.	Explica como a conformidade com a lista de verificação é investigada. Exemplos são revisão de documento (RD), entrevista ou qualquer ação de seguimento (E) e verificação (V) com as informações disponíveis relacionadas aos projetos, (N/A) significa “não se aplica”.	A discussão em como se chegou à conclusão e a conclusão na conformidade com a lista de verificação com a questão da lista de verificação até o momento.	Para SAC, SE e SAP veja as definições acima. OK é usado quando a informação e a evidência fornecida são adequadas para demonstrar conformidade com as exigências de MDL.

Protocolo de validação, Tabela 3 – Resolução de Solicitações de Ação Corretiva e Esclarecimento			
Solicitação de Ação Corretiva e/ou Solicitação de Esclarecimento	Referência a Tabela 2	Resposta pelos participantes do projeto	Conclusão da Validação
A SAC e/ou SE levantada na tabela 2, são repetidas aqui.	Referência ao número da questão da lista de verificação na Tabela 2, onde a SAC ou a SE é explicada.	As respostas dadas aos participantes do projeto para abordar a SAC e/ou SE.	A avaliação da equipe de validação e a conclusão final da SAC ou SE.

Protocolo de validação, Tabela 4 – Solicitação de Ação Posterior (se não houver SAP a tabela 4 é deletada)		
Solicitação de ação corretiva	Referência à tabela 2	Resposta pelos participantes do projeto Conclusão da validação
A SAP na tabela 2 é repetida aqui.	Referência ao número da questão na lista de verificação na tabela 2 onde a SAP é explicada.	Resposta pelos participantes do projeto em como uma solicitação de ação posterior será abordada antes da primeira verificação.

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 2.4. Controle de qualidade interna

Todas as revisões do relatório de validação antes de serem submetidas ao cliente foram submetidas a uma revisão técnica interna independente para confirmar que todas as atividades de validação tinham sido concluídas de acordo com as instruções pertinentes da RINA.

A revisão técnica foi realizada por revisores técnicos e qualificada de acordo com o esquema de qualificação da RINA para a validação e verificação de MDL.

### 2.5. Equipe de validação e revisor(es) técnico(s)

A equipe de validação e os revisores técnicos consistem da seguinte equipe:

Cargo/Qualificação	Sobrenome	Nome	País
Líder de equipe de MDL	Varkulya Jr.	Américo	Brasil
Validador de MDL	Beck	Talita	Brasil
Especialista técnico de MDL	Varkulya Jr.	Américo	Brasil
Especialista financeiro	Varkulya Jr.	Américo	Brasil
Revisor técnico	Príncipe	Geisa	Brasil
Revisor técnico	Arokiasamy. A	Cyril Augustus	Índia

## 3. CONCLUSÕES DA VALIDAÇÃO

As conclusões da validação relacionadas ao projeto, tal como descritas no PDD versão 07 de 17/09/2013, PDD versão 06 de 17/07/2013, versão 05 de 08/07/2013, versão 04 de 17/05/2013, versão 03 de 10/04/2013, versão 02 de 28/12/2012 e versão 01 de 02/05/2012 /01/, são descritas nas seções seguintes.

Os requisitos de validação, os meios de validação e os resultados da validação dos critérios identificados estão documentados em maiores detalhes no anexo A do protocolo de validação.

### 3.1. Aprovação e Participação

Os participantes do projeto são a AMBIO Participações Ltda. e a Energio Nordeste Energias Renováveis SA, ambas as entidades privadas, o projeto é um projeto unilateral e, portanto, o Brasil é a única parte envolvida na atividade de projeto proposta. Brasil cumpre os requisitos para participar do MDL, tendo ratificado o Protocolo de Quioto em 23/08/2002 /42/ e estabelecendo como AND o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), conforme o site da CQNUMC /43/. Os participantes do projeto estão corretamente listados na tabela A.4 do PDD e as informações são consistentes com os contatos fornecidos no Apêndice 1 do PDD.

O projeto proposto não envolve qualquer financiamento público a partir de uma Parte do Anexo I, bem como a validação não revelou nenhuma informação que indicasse que o projeto poderia ser visto como um desvio do financiamento oficial da assistência ao desenvolvimento (AOD) para o país anfitrião.

Antes da apresentação do Documento de Concepção do Projeto e o Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o projeto terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país na realização do desenvolvimento sustentável.

A tabela abaixo será concluída após o recebimento da carta de aprovação.

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Participantes do projeto		
Partes envolvidas		
<b>APROVAÇÃO</b>		
Carta de aprovação recebida		
Data da CA		
CA recebida por		
Validação da autenticidade		
Validação da CA		
<b>PARTICIPAÇÃO</b>		
Parte é parte do Protocolo de Quioto		
Participação voluntária		
Contribuição do Projeto para o Desenvolvimento Sustentável		

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 3.2. Modalidades de comunicação

O MoC datado de 07/11/2012 /44/ foi fornecido pela Energia Nordeste Energias Renováveis SA com quem a RINA tem uma relação contratual confirmada pela solicitação de serviços, assinada em 11/07/2012 /45/. A identidade corporativa de todas as PPs e pontos focais incluídos na declaração de MoC, bem como as identidades pessoais, as assinaturas e as assinaturas autorizadas relacionadas, e a situação de emprego foram verificadas. A assinatura do Sr. Raul Barroso da Mota Junior, que assinou o contrato entre PP e Rina /45/ também foi verificada na ata da reunião fornecida pela PP datada de 19/06/2012, que define também o Sr. Raul Barroso da Mota Júnior como Diretor Presidente da Energia Nordeste Energias Renováveis SA /46/. No caso do Sr. Luis Filipe Kopp, a situação do emprego, bem como a sua assinatura foram verificadas na ata da reunião fornecida pela PP datada de 15/06/2012, que define o Sr. Luis Filipe Kopp como sócio AMBIO Participações Ltda. /47/.

A RINA confirma que a declaração MoC fornecida pelas PP(s) /44/ está baseada no formulário válido atual "Declaração de Modalidades de Comunicação" (F-CDM-MOC) /48/, as informações exigidas pelo formulário, incluindo o seu anexo 1 está corretamente preenchido, e os signatários autorizados das PPs que assinaram o MoC correspondem aos signatários autorizados incluídos no Anexo 1.

Em conclusão, a RINA confirma que a declaração MoC fornecida pelas PP(s) está de acordo com os requisitos previstos no parágrafo 53-55 assim como está em conformidade com os requisitos previstos no parágrafo 60 do CDM-VVS /4/.

### 3.3. Documento de concepção do projeto

O PDD para a atividade de projeto "Projeto Energia de usinas eólicas", no "Brasil", versão 07 de 17/09/2013, versão 06, de 17/07/2013, versão 05, de 08/07/2013, versão 4 de 17/05/2013, versão 3, de 10/04/2013, versão 02 de 28/12/2012 e versão 01 de 02/05/2012/01/ apresentado pela AMBIO Participações Ltda. foi à base para o processo de validação.

A RINA confirma que o PDD acima é baseado no modelo de PDD atualmente válido /49/ e foi concluído em conformidade com o documento de diretrizes aplicável /6/.

As principais alterações entre o PDD versão 01 de 02/05/2012 publicado para consulta aos atores globais (CAG) e o PDD versão 06 de 17/07/2013 /1/ apresentado para registro são os seguintes:

Seção do PDD	Descrição e motivo para alterar as informações nessa seção
Seção B.6.3	A quantidade de redução de emissões no PDD versão 1 de 118.219 tCO <sub>2</sub> e foi modificada no PDD versão 07 para 129.317 tCO <sub>2</sub> e no PDD versão 07, uma vez que a quantidade de energia considerada no PDD versão 1 de 481.800 MWh/ano foi modificada pelo PDD versão 07 para 526.966 MWh/ano.
Sub-passo 2c	O valor de referência de 11,97% apresentado no PDD versão 1 foi modificado para 13,54% no PDD versão 07. O cálculo da TIR também foi revisto. No PDD versão 1 foi calculada apenas para Taíba e complexo Icaraí. A TIR no PDD versão 07 foi calculada para cada energia eólica apresentada incluída nesta atividade de projeto. Uma explicação mais detalhada sobre a análise de investimento é fornecida na seção 3.11.

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 3.4. Concepção do Projeto

#### Finalidade e descrição geral da atividade de projeto

A atividade de projeto se enquadra na categoria "geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" e Escopo Setorial 1 - Indústrias de energia (fontes renováveis/não renováveis). Consiste em uma atividade de projeto de geração de energia elétrica renovável, deslocando eletricidade da rede que é, em parte, gerada com base em combustíveis fósseis, com eletricidade gerada a partir de fontes renováveis, resultando, assim, na redução das emissões de gases de efeito estufa no setor energético.

A atividade de projeto proposta resulta na construção de cinco usinas eólicas agrupadas em dois complexos diferentes (Taíba e Icarai) e conectadas à rede nacional brasileira. A capacidade total instalada será de 121,80 MW como validado pelas licenças de instalação /14/. De acordo com o PDD versão 07 de 19/06/2013, o montante da redução de emissões corresponde a 103.570 tCO<sub>2</sub>e/ano.

#### Localização do projeto

O Projeto Energio de usinas eólicas está localizado no distrito de Taíba, Município de São Gonçalo do Amarante e Distrito de Icarai, Município de Amontada. As coordenadas geográficas da atividade do projeto são apresentadas na tabela abaixo:

Complexo de Energia eólica	Usina Eólica	Localização	Coordenadas de GPS	Avaliação
Taíba	Taíba Águia	Distrito de Taíba, Município de São Gonçalo do Amarante	03° 32' 53" S 38° 53' 17" W	/10/ (a)
	Taíba Andorinha	Distrito de Taíba, Município de São Gonçalo do Amarante	03° 31' 43" S 38° 53' 52" W	/10/ (c)
	Colônia	Distrito de Taíba, Município de São Gonçalo do Amarante	03° 32' 33" S 38° 52' 41" W	/10/ (b)
Icarai	Icarai I	Distrito de Icarai, Município de Amontada	03° 04' 12" S 39° 35' 34" W	/10/ (d)
	Icarai II	Distrito de Icarai, Município de Amontada	03° 03' 54" S 39° 35' 57" W	/10/ (e)

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

Conforme verificado durante a visita ao local, o "Projeto Energio de usinas eólicas" consiste em um projeto *Greenfield* e, na ausência da atividade do projeto, a eletricidade seria gerada pela rede elétrica brasileira. Assim, o cenário anterior à implantação da atividade de projeto é o mesmo do cenário de referência descrito na metodologia de linha de base aplicada ACM002 Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis /5/ "A eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinada (CM) na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" /7/.

#### Tecnologia(s) empregada(s)

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Como já mencionado, a atividade de projeto proposta resulta na construção de cinco usinas eólicas agrupadas em dois complexos diferentes (Taíba e Icaraí) e conectados à rede nacional brasileira. O design e a engenharia do projeto refletem as boas práticas atuais e resultariam nos mesmos serviços que estão sendo fornecidos com uma redução das emissões de GEE, portanto melhor desempenho ambiental na prestação dos serviços. A documentação técnica mostra que os fabricantes dos equipamentos estão localizados na Alemanha /11/.

A capacidade instalada de cada usina eólica está de acordo com a documentação da ANEEL, conforme apresentado na tabela abaixo:

Usina eólica	Quantidade de turbinas por complexo /28/ /29/	Capacidade individual (MW) /28/ /29/	Capacidade instalada (MW)	Portarias da ANEEL
Taíba Águia	11	2,1	23,1	Portaria da ANEEL n. 608, datada de 01/07/2010 /10/ (a)
Taíba Andorinha	7	2,1	18,9	Portaria da ANEEL n. 828 Taíba, datada de 04/10/2010/10/ (c)
Colônia	9	2,1	14,7	Portaria da ANEEL n. 616, datada de 06/07/2010 /10/ (b)
Icaraí I	13	2,1	27,3	Portaria da ANEEL n.827, datada de 04/10/2010 /10/ (d)
Icaraí II	18	2,1	37,8	Portaria da ANEEL n.761, datada de 30/08/2010 /10/ (e)

De acordo com o PDD versão 07 de 17/09/2013 a vida útil do projeto é de 20 anos. Este período de vida útil está de acordo com o esperado operacional segundo as especificações do fabricante /11/. As mesmas resoluções que definiram a capacidade instalada das usinas eólicas também definiram seus respectivos valores de energia assegurada. No entanto, com o objetivo de usar uma abordagem mais conservadora, os participantes do projeto aplicaram o maior valor de energia assegurada na análise de investimentos, escolhida entre três alternativas: o valor da energia assegurada definida pela ANEEL /10/, a produção anual de energia definida pela empresa DEWI /28/ /29/ e a empresa INOVA /12/ que apresentaram os maiores valores de geração de energia, conforme apresentados na tabela abaixo:

Usina eólica	Capacidade instalada (MWh/ano)
Taíba Águia	101,715
Taíba Andorinha	65,812
Colônia	88,369
Icaraí I	119,579
Icaraí II	151,491

### Implantação do projeto

O Projeto Energia de usinas eólicas são usinas de novas instalações, *Greenfield* o que foi confirmado através das licenças ambientais /14/ e a visita ao local que ocorreu em 04/09/2012. Verificou-se também, durante a visita ao local, que as turbinas e os geradores estavam disponíveis, mas eles não foram completamente instalados /50/.

### Período de creditação e redução de emissões estimadas

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Para os cálculos de redução de emissões, os participantes do projeto aplicaram o valor mais conservador de geração de energia, com base no relatório elaborado pela empresa DEWI /28/ e /29/. No caso do Complexo Taíba, composto por usinas de energia eólica:

- Taíba Andorinha - geração de energia de 65.812 MWh/ano;
- Taíba Águia - geração de energia de 101.715 MWh/ano
- Colônia - geração de energia de 88.369 MWh/ano

O total de geração de energia resulta em 255.896 MWh/ano, considerando o fator de emissão da rede de 0,2454 tCO<sub>2</sub>/MWh, calculado de acordo com a AND brasileira, /23/ a quantidade de redução de emissões para o complexo Taíba resulta em 62.796 tCO<sub>2</sub>/ano.

No caso do complexo de Icaraí. Composto pelas seguintes usinas eólicas:

- Icaraí I - com geração de energia de 119.579 MWh/ano
- Icaraí II - com geração de energia de 151.491 MWh/ano

O total de geração de energia resulta em 271.070 MWh/ano, considerando o fator de emissão da rede de 0,2454 tCO<sub>2</sub>/MWh, calculado de acordo com a AND brasileira, /23/ a quantidade de redução de emissões do complexo de Icaraí resulta em 66.521 tCO<sub>2</sub>/ano. Assim, o total de redução de emissões pretendido por esta atividade de projeto resulta em 129.317 tCO<sub>2</sub>/ano.

### Contribuição para o desenvolvimento sustentável

Conforme a seção A.1 do PDD versão 7, a principal contribuição do Projeto Energia de usinas eólicas para o desenvolvimento sustentável do Brasil, além da redução das emissões de gases de efeito estufa, evitando a geração de energia a partir de fontes de combustíveis fósseis, consiste na melhoria da economia local, o aumento em oportunidades de emprego e também contribui para a biodiversidade brasileira.

Antes da apresentação do Documento de Concepção do Projeto e o Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o projeto terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país na realização do desenvolvimento sustentável.

A RINA foi capaz de verificar todas as provas documentais listadas acima, durante o processo de validação e pode confirmar que os dados e as considerações são completos e precisos. Além disso a RINA confirma que a descrição da atividade de projeto de MDL proposta, contida no PDD cobre suficientemente todos os elementos relevantes, é precisa e completa e que oferece ao leitor uma compreensão clara da natureza da atividade de projeto de MDL proposta.

### 3.5. Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento aprovada

O projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002, Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão 13 de 11/05/2012 /5/.

As condições dos critérios de aplicabilidade listados na metodologia aprovada foram avaliadas em relação aos critérios contidos no PDD. A atividade de projeto proposta atende aos critérios definidos na metodologia da linha de base, pois garante que:

A atividade de projeto consiste na instalação de cinco novos parques eólicos com capacidade instalada total de 121,8 MW, conforme resoluções da ANEEL /10/, em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implantação do projeto e, portanto, não envolve adições de capacidade, uma modernização de uma usina já existente ou a substituição da usina existente. Essas informações foram verificadas nas licenças ambientais /14/ e verificadas durante a visita ao local;

Conforme verificado durante a visita ao local a atividade proposta é um projeto *Greenfield*, portanto, não envolve a mudança de combustíveis fósseis para energia renovável no local do projeto;

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A proposta de atividade de projeto substitui eletricidade da rede e a margem de operação (OM), a margem de construção (BM) e/ou a margem combinada (CM), são estimadas, aplicando a Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico /8/, ao calcular as emissões da linha de base;

O projeto está ligado ao sistema elétrico brasileiro, Sistema Interligado Nacional (SIN). A delimitação do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos conectados está claramente identificada e as informações sobre as características da rede são disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Brasileiro /51/.

Fontes de emissão que não são abordadas pela metodologia aplicada e que deverão contribuir com mais de 1% da média anual de redução de emissões global esperada não foram identificadas. A atividade de projeto aplica as seguintes ferramentas metodológicas:

- Ferramenta metodológica para demonstração e avaliação de adicionalidade versão 07.0.0 datada de 23/11/2012 /7/.

Em relação à Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade, ela é abordada na metodologia de linha de base ACM0002 versão 13 de 11/05/2012, portanto, a sua aplicação a esta atividade de projeto, é obrigatória.

A "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" é aplicada pela AND brasileira para o cálculo do fator de emissão da rede e atende aos critérios definidos, pois garante que:

- A energia elétrica será fornecida pela rede brasileira na ausência da atividade do projeto;
- O fator de emissão da rede não incluiu usinas fora da rede e o cálculo do fator de emissão da margem de construção e do fator de emissão da margem de operação foram feitos pela AND brasileira;
- Toda a rede para o cálculo do fator de emissão está incluída no Brasil, que não é o Anexo I do país anfitrião;
- A emissão de energia gerada por biocombustíveis é zero.

A RINA confirma que a metodologia de linha de base e monitoramento selecionada foi previamente aprovada pelo Conselho Executivo do MDL e é aplicável ao projeto, que está em conformidade com todas as condições de aplicabilidade da mesma e a versão selecionada estava válida no momento da submissão da atividade de projeto proposta para registro. Também foi confirmado que toda a metodologia é corretamente aplicada comparando-a com o texto atual da versão da metodologia aplicável.

### 3.6. Limite do projeto

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada, ACM0002: Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis versão 13 de 11/05/2012 /5/ o limite do projeto inclui o limite do projeto proposto (extensão espacial) e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade nacional (SIN) ao qual a atividade de projeto está conectada.

O diagrama dos limites do projeto apresentado na seção B.3 do PDD versão 07 de 17/09/2013, inclui as usinas de projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao SIN, e descreve os gases incluídos no limite do projeto e variáveis de monitoramento. O delineamento do Sistema Interligado Nacional brasileiro é fornecido pelo Operador Nacional do Sistema nos mapas geo-elétricos do Brasil /51/, em linha com a metodologia aplicada de linha de base ACM0002 versão 13 de 11/05/2012.

Fontes de emissões incluídas no limite do projeto são mostradas na tabela abaixo:

	GEEs envolvidos	Descrição
Emissões de linha de base	CO <sub>2</sub>	Emissões provenientes da geração de eletricidade em usinas de combustíveis fósseis que são deslocadas devido à

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

<b>Emissões do projeto</b>	N/A	atividade do projeto. De acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 /5/, as emissões de projeto para projetos de energia renovável são igual a zero. Isto é aplicado para esta atividade de projeto, já que utiliza a fonte eólica e nenhuma emissão significactiva, conforme verificado durante a visita ao local.
<b>Fugas</b>	N/A	As principais emissões com possibilidade de provocar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como a construção de usinas e emissões a montante pelo uso de combustíveis fósseis. De acordo com a metodologia aplicada /5/, essas fontes de emissões são negligenciadas (não é necessário levar fugas em consideração).

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Ao verificar as informações e evidências disponíveis através de documentos da ANEEL /10/ licenças ambientais /14/ e pelo site físico, a RINA pode confirmar que todas as fontes de emissão e gases foram incluídas no limite do projeto e a descrição do PDD é precisa e completa, e também que as fontes e os gases selecionados são justificados pela atividade de projeto proposta.

### 3.7. Identificação do cenário de linha de base

Conforme o parágrafo 115 do Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - Versão 3.0, datada de 23/11/2012 /4/, quando o cenário de linha de base é prescrito na metodologia aprovada, que é o caso do "Projeto Energia de usinas eólicas" nenhuma análise posterior é necessária.

De acordo com a metodologia de linha de base aprovada ACM0002 versão 13 de 11/05/2012 /5/, o cenário de linha de base "Projeto Energia de usinas eólicas" é definido como "A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada outra forma, pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" /7/.

O cenário de linha de base prescrito é aplicável à atividade de projeto que está em conformidade com a legislação nacional e/ou políticas setoriais, como verificado em documentos da ANEEL /10/. A RINA foi capaz de verificar toda a evidência documentada e pode confirmar que:

- Em relação ao fator de emissão aplicado, conforme Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT, o Sistema Interligado Nacional é definido como um único sistema de eletricidade para calcular o fator de emissão de CO<sub>2</sub>. O fator de emissão da rede é fornecido pela AND brasileira e será monitorado ex-post durante o período de obtenção de créditos. /23/
- O valor do fator de emissão da rede aplicado na planilha atualizada de RCEs ("1 - Energia Icarai ERs (version 2).xls" and 23\_-\_Energio\_Taiba\_ERs\_(version\_2).xls") /24/ e do PDD versão 7 /1/ é: EF=0,2454 tCO<sub>2</sub>/MWh." Todos os dados utilizados para calcular o fator de emissão fornecido no PDD foram verificados com fontes credíveis fornecidos pela AND brasileira. /23/

A metodologia de linha de base aprovada ACM0002 versão 13 de 11/05/2012 /5/ foi corretamente aplicada para identificar o cenário mais razoável e o cenário de linha de base identificado representa razoavelmente o que ocorreria na ausência da atividade de projeto de MDL proposta.

### 3.8. Adicionalidade

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada "ACM0002" /5/, a adicionalidade do projeto foi estabelecida aplicando a Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 07.0.0, datada de 23/11/2012 /7/.

A opinião acima da RINA para a adicionalidade do projeto proposto é mais explicitamente explicada nos passos a seguir.

### 3.9. Consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo

Foi demonstrado que o MDL foi seriamente considerado antes da decisão de ir em frente com o projeto proposto, de acordo com as "Diretrizes para demonstração e avaliação de consideração prévia de MD" /52/.

A data de início da atividade do projeto é 21/12/2011 (PDD versão 07 de 17/09/2013), correspondendo à data de decisão de investimento e data quando o contrato com o fornecedor do equipamento foi assinado /9/. Esta data está em linha com o Glossário de termos do MDL, versão 7 de 23/11/2012 /27/, pois, como verificado durante a visita ao local, que corresponde à primeira data em que o participante do projeto comprometeu-se com as despesas relacionadas à implantação ou a

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

construção da atividade de projeto. Os participantes do projeto apresentaram o contrato de aluguel do terreno, datado de 01/01/2008, entretanto não foi considerado a data de início do projeto já que, de acordo com a cláusula 8.3, o contrato pode ser suspenso a qualquer momento, sem penalidade a ser paga pelos participantes do projeto.

Com o objetivo de verificar se as informações de investimento encontravam-se disponíveis na época da decisão do investimento, foi verificado que propostas comerciais referentes à construção dos complexos de energia eólica incluídos nesta atividade de projeto, datada 15/12/2010 /71/ e foram verificados que os valores considerados no EPC foram previamente negociados entre fornecedores e participantes do projeto.

Os participantes do projeto aplicaram as informações do EPC ao investimento já que são mais conservadores do que valores obtidos durante a negociação do contrato, conforme apresentado na tabela abaixo.

Estacagem de fundação e acesso interno por complexo eólico /74/	Subestação /75/	Seriço de pavimentação externa por complexo eólico /76/	Linha de transmissão por complexo eólico /77/	Obra civil total por complexo
R\$ 43.052.979,89	R\$ 13.427.456,01	R\$ 826.960,68	R\$ 27.030.848,00	R\$ 84.38.244,58
R\$ 43.436.337,50	R\$ 13.572.544,00	R\$ 679.577,60	R\$ 2.417.181,60	R\$ 60.105.640,70
Investimento total em obras civis				R\$ 144.443.885,28

Informações das Propostas /71/	USD	R\$ ==> USD	1-698/78/
Valor total e serviços de equipamentos	\$ 182.822.438,00		<b>R\$ 310.432.499,72</b>

Desta forma, o investimento em obras civis e turbinas eólicas, baseado em propostas comerciais, resultou em R\$ 454.876.385,00 (R\$ 144.443.885,28 + R\$ 310.432.499,72), isto é maior do que os valores aplicados nos contratos EPC, que resultaram em um valor total de R\$ 422.674.091,00. Já que a data de início do projeto é posterior a 02/08/2008 e o PDD foi publicado para consulta pública global em 27/12/2012 (período de comentários de 27/07/2012 a 25/08/2012 /55/), de acordo com o Padrão de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, versão 04.0 /52/, os participantes de projeto devem enviar uma notificação para a AND do Brasil e para o secretariado da CQNUMC, informando o início da atividade de projeto e de sua intenção de buscar o status de MDL, dentro de seis meses da data de início do projeto. Sobre a notificação para a CQNUMC, os participantes do projeto forneceram as seguintes evidências, obtidas dentro de dois anos da notificação inicial /53/:

Formulário de Consideração Prévia, datado de 14/06/2012 – a confirmação de envio foi verificada por meio de imagens da tela do computador do histórico do arquivo

Notificação de Notificação de Status do Projeto do "Projeto Energia de usinas eólicas", datado de 01/06/2012 (Site da CQNUMC <http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html>)  
Verificou-se o site da CQNUMC)

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Ambas as notificações acima referidas descrevem o Projeto Energia de usinas eólicas e sua localização.

Em relação à notificação enviada a AND brasileira, os participantes do projeto também forneceram uma Carta confirmando o recebimento da documentação enviada em 16/06/2010 que diz respeito à notificação do "Projeto de Geração de Energia Eólica", de 17/06/2010 /26/.

O seguinte cronograma foi apresentado pelas PPs para mostrar o desenvolvimento da implantação do projeto:

	Data	Atividades verificadas
1	14/12/2009	Leilão de segunda reserva de energia /30/
2	14/06/2010	Notificação de consideração prévia – CQNUMC – e-mail enviado para a CQNUMC, verificado através de um <i>print screen</i> fornecido pelos participantes do projeto, que se refere ao Projeto Energia de usinas eólicas /53/
3	16/06/2010	Notificação de consideração prévia - AND /26/
4	01/07/2010	Autorização da ANEEL Taíba Águia – MME 608/2010 /10/
5	06/07/2010	Autorização da ANEEL Colônia – MME 616/2010 /10/
6	30/08/2010	Autorização da ANEEL Icaraí II – MME 761/2010 /10/
7	27/09/2010	CCVE assinado entre Taíba Águia e CCEE /13/
8	04/10/2010	Autorização ANEEL Taíba Andorinha e Icaraí I – MME 827 e 828/2010 /10/
9	16/11/2010	CCVE assinado entre outras WPPs e CCEE /13/
10	11/01/2011	Licença ambiental de instalação (Complexo de energia eólica Taíba) /14/
11	19/01/2011	Licença ambiental de instalação (Complexo de energia eólica Icaraí) /14/
12	28/11/2011	Emissão de relatório de ventos preparado pela Inova /12/
13	21/12/2011	Emissão de relatório de ventos preparado pela DEWI /28/ /29/
14	21/12/2011	Contrato com fornecedor de equipamento – Data de início do projeto /9/
15	01/06/2012	Notificação de progresso para a CQNUMC /54/, verificado no sítio da internet da CQNUMC com a notificação de consideração prévia do MDL /53/
16	11/07/2012	Contrato de validação /45/
17	12/07/2012	Carta de consulta pública enviada às partes interessadas /26/
18	27/07/2012	Publicação da consulta aos atores globais/55/

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 3.10. Identificação de alternativas

De acordo com a metodologia de linha de base aprovada ACM0002 versão 13.0.0 de 11/05/2012 /5/ como este projeto consiste na implantação de uma nova unidade/usina de energia renovável conectada à rede o cenário de linha de base é definido como "A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada de outra forma, pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração", como refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" /8/

Como é prescrito na metodologia aprovada nenhuma análise mais aprofundada é exigida conforme o parágrafo 115 da CDM-VVS /4/. O proponente do projeto justificou a escolha do cenário de linha de base, de acordo com a metodologia aplicada e o mesmo foi considerado razoável.

### 3.11. Análise de investimentos

A análise de investimentos foi usada para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto de MDL proposta e a avaliação de análise de investimento da RINA (realizada pelo perito financeiro) foi baseada na versão mais recente das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimento" /17/ e "Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação de fatores de capacidade da usina" /56/.

#### Escolha da abordagem

Os participantes do projeto aplicaram a Análise de referência opção III, em linha com a ferramenta de adicionalidade aplicada /7/ e com as "Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimento" /17/. A análise de custo simples não é aplicável, pois o projeto irá gerar benefícios financeiros e econômicos (com a venda de eletricidade) além da renda do MDL. A análise de comparação de investimento não é aplicável, pois a única alternativa para a atividade do projeto é o fornecimento de energia elétrica a partir de uma rede, o que não deve ser considerado como um projeto de investimento similar.

O indicador financeiro/econômico utilizado pelos participantes do projeto é a tarifa TIR após impostos, calculada a partir do fluxo de caixa líquido da atividade de projeto, conforme se verifica na planilha de análise de investimento "Análise financeira 2013.07.19.xls" recebida em 19/07/2013 /15/. O indicador financeiro é apropriado já que considera o investimento total requerido pela atividade de projeto, incluindo o capital próprio e de terceiros. A TIR foi confrontada, conforme apresentado no PDD versão 07 de 17/09/2013 /1/ com taxa SELIC /20/ acrescido de um prêmio de risco de 2,10%, calculada com base na BOVESPA /58/, resultando em um valor de referência de 13,54%. O valor do Beta é também em linha com os Guias de Referência e Instrução da Bloomberg /72/, o qual demonstra que o beta de 1 indica que o prêmio de risco é esperado mover-se exatamente com o mercado, e isto é apropriado já que o prêmio de risco sendo utilizado é para o Mercado Brasileiro de Ações. É importante explicar que no PDD publicado o valor da taxa de referência foi a média da taxa SELIC de 11,97%, referente à data de início de Dezembro de 2009. Como a data de início foi modificada no PDD versão 07, os participantes do projeto ajustaram o período da taxa SELIC e também incluíram a taxa de risco, como já aplicado em projetos registrados de MDL /73/.

Os valores ou a TIR para cada usina de energia eólica, bem como para o Complexo Taíba e o Complexo Icarai são apresentados na tabela abaixo:

Visão Geral da sensibilidade	TIR sem carbono
ICARAÍ I	10,61%
ICARAÍ II	6,32%
TAÍBA ANDORINHA	11,85%
TAÍBA ÁGUIA	8,97%
COLÔNIA	12,87%
ICARAÍ COMPLEX	7,96%

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

TAÍBA COMPLEX	10,90%
---------------	--------

### Seleção do índice de referência (*Benchmark*)

Conforme descrito no PDD versão 07 /1/, a referência aplicada pelos participantes do projeto baseia-se na SELIC calculada de acordo com a seguinte fórmula:

Referência = taxa livre de risco + beta \* risco de mercado, onde:

Taxa livre de risco - SELIC;

Risco de Mercado – dados da bolsa de valores brasileira

Como já explicado, o investimento em obras civis e turbinas eólicas, baseado em propostas comerciais, resulta em R\$ 454.876.385,00 (R\$ 144.443.885,28 + R\$ 310.432.499,72 ), isto é maior do que os valores aplicados nos contratos EPC, que resultaram em um valor total de R\$ 422.674.091,00. Os parâmetros de referência, disponíveis na tomada de decisão do investimento em 21/12/2011 (a mesma data da data de início do projeto) e as propostas comerciais demonstrando que os valores do EPC foram previamente discutidos /71/ foram avaliados pela RINA, como descrito a seguir:

- Impostos livres de risco - os participantes do projeto aplicaram a taxa SELIC como taxa livre de risco. A SELIC é expressa anualmente pelo cálculo da taxa média overnight ponderada para operações de financiamento, garantido pela dívida pública federal e negociados no sistema mencionado (SELIC) como operações compromissadas. É uma taxa básica utilizada como referência pela política monetária, que é estabelecida pelo Comitê de Política Monetária (COPOM) /57/. O valor aplicado de 11,44% corresponde à média dos últimos 12 meses a contar da data de ambos os contratos de EPC, que é a prova da data de início da atividade de projeto /9/ isso foi verificado através site do Banco Central Brasileiro /20/.
- Beta - Para riscos de projetos em diferentes escopos setoriais, o índice utilizado é o Beta. Nas "Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos" /17/, este índice é calculado levando em consideração os seguintes setores: Indústria de Energia, distribuição de energia, demanda de energia e tratamento de resíduos. Neste cálculo o beta foi considerado como 1%. O valor do beta também está em linha com o Guias de Referência e Instrução da Bloomberg /72/, o qual demonstra que um beta de 1 indica que o prêmio de risco é esperado mover-se exatamente com o mercado e isto é apropriado já que o prêmio de risco sendo utilizado é para o Mercado Brasileiro de Ações.
- Risco de Mercado - o valor de 2,10% foi verificado através de uma publicação emitida pela ANPAD (Associação Nacional de Pesquisa de Pós-Graduação em Gestão do Brasil), datada de Outubro de 2011 /58/.

### Parâmetros de entrada

A RINA validou os parâmetros utilizados na análise de investimentos e os seguintes passos foram seguidos para avaliar a análise de investimento:

- Avaliação do período entre o momento da decisão de investimento e a data de início da atividade do projeto proposta. Todos os dados utilizados para a análise de investimentos estavam disponíveis no momento da decisão de investimento. No caso do "Projeto Energia de usinas eólicas", a decisão de investimento é a mesma de data de início do projeto, em 21/12/2011, de acordo com o PDD versão 7. Rina também verificou que os valores do EPC foram previamente discutidos /71/. O investimento em obras civis e turbinas eólicas, baseado em propostas comerciais, resulta em R\$ 454.876.385,00 (R\$ 144.443.885,28 + R\$ 310.432.499,72 ), isto é maior do que os valores aplicados nos contratos EPC, que resultaram em um valor total de R\$ 422.674.091,00.

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Verificar os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimentos. Os parâmetros utilizados na análise financeira foram verificados e todas as fontes de dados utilizadas para o cruzamento de dados foram verificadas durante o processo de validação. A seguir, o que foi realizado:

<b>Valor de entrada</b>	<b>Avaliação – Usinas eólicas Icará I (Todos os dados aplicados estavam disponíveis na decisão de investimento).</b>
Obras civis	R\$ 23.175.278 –/9/ - O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto. Rina também verificou que os valores do EPC foram previamente discutidos /71/
Turbinas eólicas	R\$ 60.698.121 - O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
<i>Taxas IPI</i>	R\$ 6,744,236 - taxa federal brasileira /59/. Este imposto é aplicável a todas as plantas eólicas incluídas nesta atividade de projeto.
Termo de compensação ambiental	R\$ 491.949 /31/
O&M e administração (R\$/MWh)	19,50 calculado com base em contrato O&M /19/
Tarifa de energia (R\$/MWh)	142,00 – Leilão de energia /18/
ANEEL TUST (R\$/kW.mês)	5,0865 Nota técnica ANEEL /68/
TFSEE Bg (R\$/kW)	385,73 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
TFSEE Gu (R\$/kW)	0,005 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
<b>Valor de entrada</b>	<b>Avaliação – Usina de energia eólica Icará II (Todos os dados aplicados estavam disponíveis na decisão de investimento).</b>
Obras civis	R\$ 64.226.799 – O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
Turbinas eólicas	R\$ 84.043.552- O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
Imposto IPI	R\$ 9.338.172- imposto federal brasileiro /59/
Termo de compensação ambiental	R\$ 669.228 /31/
O&M e administração (R\$/MWh)	19,50 calculado com base em contrato O&M /19/
Tarifa de energia (R\$/MWh)	142,00 – Leilão de energia /18/
ANEEL TUST (R\$/kW.mês)	5,0865 Nota técnica ANEEL /68/
TFSEE Bg (R\$/kW)	385,73 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
TFSEE Gu (R\$/kW)	0,005 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
<b>Valor de entrada</b>	<b>Avaliação – Usina de energia eólica Taíba Andorinha (Todos os dados aplicados estavam disponíveis na decisão de investimento).</b>
Obras civis	R\$ 12.478.996 - O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Turbinas eólicas	R\$ 32.683.603 - O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
<i>Taxas IPI</i>	R\$ 3.631.511 - taxa federal brasileira /59/
Termo de compensação ambiental	R\$ 272.224,73 /31/
O&M e administração (R\$/MWh)	21,44 calculado com base em contrato O&M /19/
Tarifa energética (R\$/MWh)	149,90 – Leilão de energia /18/
ANEEL TUST (R\$/kW.mês)	5,1439 Nota técnica ANEEL /68/
TFSEE Bg (R\$/kW)	385,73 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
TFSEE Gu (R\$/kW)	0,005 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
<b>Valor de entrada</b>	<b>Avaliação – Usina de energia eólica Taíba Água (Todos os dados aplicados estavam disponíveis na decisão de investimento).</b>
Obras civis	R\$ 35.941.504 – verificado por 6 - EPC Anexo 6 /9/ O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
Turbinas eólicas	R\$ 51.359.948 - O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
<i>Taxas IPI</i>	R\$ 5.706.661 - taxa federal brasileira /59/
O&M e administração (R\$/MWh)	21,44 calculado com base em contrato O&M /19/
Tarifa energética (R\$/MWh)	149,90 – Leilão de energia /18/
Termo de compensação ambiental	R\$ 435.411,20 /31/
ANEEL TUST (R\$/kW.mês)	5,1439 Nota técnica ANEEL /68/
TFSEE Bg (R\$/kW)	385,73 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
TFSEE Gu (R\$/kW)	0,005 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
<b>Valor de entrada</b>	<b>Avaliação – Usina de energia eólica Colônia (Todos os dados aplicados estavam disponíveis na decisão de investimento).</b>
Obras civis	R\$ 16.044.423 – O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
Turbinas eólicas	R\$ 42.021.776 - O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
<i>Taxas IPI</i>	R\$ 4.669.086 - taxa federal brasileira /59/
O&M e administração (R\$/MWh)	21,44 calculado com base em contrato O&M /19/
Tarifa energética (R\$/MWh)	149,90 – Leilão de energia /18/
Termo de compensação ambiental	R\$ 348.140,72 /31/
ANEEL TUST (R\$/kW.mês)	5,1439 Nota técnica ANEEL /68/
TFSEE Bg (R\$/kW)	385,73 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
TFSEE Gu (R\$/kW)	0,005 - Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia elétrica /69/
<b>Valor de entrada</b>	<b>Avaliação – Complexo de energia eólica Icaraí</b>

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	<b>(Todos os dados aplicados estavam disponíveis na decisão de investimento).</b>
Obras civis	R\$ 87.402.077 – O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
Turbinas eólicas	R\$ 144.741.672 - O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
<i>Taxas IPI</i>	R\$ 16.082.408 - taxa federal brasileira /59/
Termo de compensação ambiental	R\$ 1.161.176 /31/
<b>Valor de entrada</b>	<b>Avaliação – Complexo de energia eólica Taiba (Todos os dados aplicados estavam disponíveis na decisão de investimento).</b>
Obras civis	R\$ 64.464.923 – O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
Turbinas eólicas	R\$ 126.065.328 - O valor é apresentado no EPC do Projeto. Este documento é datado 21/12/2011 correspondendo à tomada de decisão de investimento e data de início do projeto.
<i>Taxas IPI</i>	R\$ 14.007.259 - Taxa federal brasileira /59/
Termo de compensação ambiental	R\$ 1.055.777 /31/

Os seguintes impostos, de acordo com o governo brasileiro e válidos na data da tomada de decisão do investimento, foram aplicados na análise de investimentos e verificados pela RINA:

<b>Tarifas</b>	<b>Valor</b>	<b>Avaliação</b>
PIS - Programa de Integração Social	1,65%	Receita Federal brasileira /60/
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social	7,6%	Receita Federal brasileira /60/
IR – Imposto de renda	15%	Receita Federal brasileira /61/
CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido	9%	Receita Federal brasileira /62/
TIR adicional	10%	Receita Federal brasileira /62/
Depreciação	5%	Receita Federal brasileira /63/

Com base nas informações verificadas, a RINA foi capaz de confirmar que os parâmetros utilizados na análise de investimentos são razoáveis e representam adequadamente a situação econômica da atividade de projeto no momento da decisão de investimento.

### Cálculo e conclusão

As TIR de patrimônio líquido sem receitas de MDL conforme apresentadas a seguir e fornecidas na planilha de análise de investimentos Financial analysis 2013.07.19.xls /16/, confirmam que a atividade de projeto proposta, na ausência dos benefícios do MDL e comparada com o valor de referência de TIR de 13,54%, não é financeiramente atraente:

- Usina Eólica ICARÁ I - 10,61%;
- Usina Eólica ICARÁ II - 6,32%
- Usina Eólica TAÍBA ANDORINHA - 11,85%
- Usina Eólica TAÍBA ÁGUIA - 8,97%

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Usina Eólica COLÔNIA -12,87%
- COMPLEXO ICARAÍ -7,96%
- COMPLEXO TAÍBA 10,90%

O cálculo foi verificado e considerado correto pela RINA, assim como os pressupostos utilizados no cálculo foram considerados corretos.

### Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros que contribuem com mais de 20% das receitas e custos, para demonstrar a robustez da análise financeira. Variações razoáveis do investimento, preço da energia e os custos de O&M foram considerados pelo cálculo da variação necessária para atingir a referência.

O resultado da análise de sensibilidade é apresentado na tabela abaixo, que indica as variações para fazer a TIR igual ao valor de referência:

Visão geral da sensibilidade	TIR sem carbono	Variação para atingir o índice de referência		TIR na DEWI P50
		Aumento no preço da energia	Redução de investimento	
ICARAÍ I	10,61%	13,73%	-16,89%	8,98%
ICARAÍ II	6,32%	43,94%	-47,50%	4,66%
TAÍBA ANDORINHA	11,85%	7,47%	-20,97%	9,88%
TAÍBA ÁGUIA	8,97%	23,92%	-38,44%	6,54%
COLÔNIA	12,87%	2,87%	-21,81%	9,72%
ICARAÍ COMPLEX	7,96%	30,62%	-36,31%	6,31%
TAÍBA COMPLEX	10,90%	12,42%	-29,14%	8,36%

Em todos os cenários, a TIR do projeto não é susceptível de atingir o índice de referência, como veremos a seguir:

Preço da energia - é baseado no 2º Leilão de Reserva de Energia /18/, número 003/2009, os valores também estão em linha com os CCVEs de cada usina de energia eólica /13/. Baseado em CCVEs e o valor do leilão verifica-se que não é provável que a variação no preço da energia permita atingir o índice de referência.

Investimento - os valores de investimento foram baseados em contratos de EPC para cada usina de energia eólica incluída nesta atividade de projeto /9/. Uma vez que os valores totais de investimentos são definidos nesses contratos, não é provável que ocorra uma variação de seus valores.

Custos O&M - conforme apresentado nos cálculos apresentados pelos participantes do projeto, devido ao baixo custo de O&M não se verificou qualquer alteração no valor final da TIR quando este parâmetro muda, portanto, verificou-se que este parâmetro não é sensível para a análise. Os valores dos custos de O&M foram verificados em contratos para cada usina de energia eólica incluída nesta atividade de projeto /19/.

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 3.12. Análise de barreiras

A adicionalidade foi demonstrada apenas através da análise de investimentos.

### 3.13. Análise da prática comum

A Análise de Prática comum foi avaliada com base nas "Diretrizes sobre a prática comum", versão 02.0 datado 13/09/2012 /22/ e com base na planilha de prática comum fornecida "39 - prática comum" /64/.

Com base nas premissas acima, foram consideradas as seguintes etapas:

#### **PASSO 1: Calcular a faixa de saída aplicável como +/- 50% da saída de concepção ou capacidade da atividade de projeto proposta**

Considerando que o Projeto Energia de usinas eólicas é composto por cinco usinas eólicas, a faixa a ser aplicada na análise de prática comum foi definida com base no valor individual da capacidade instalada de cada usina. Os valores de capacidade instalada estão em linha com a documentação ANEEL /10/.

Usina de energia eólica	Geração de Energia	Faixa	
Icará I	27,30	13,65	40,95
Icará II	37,80	18,90	56,70
Taíba Águia	23,10	11,55	34,65
Taíba Andorinha	14,70	7,35	22,05
Colônia	18,90	9,45	28,35

A faixa de capacidade instalada foi baseada nas variações mais baixas e mais altas de capacidade instalada, o que corresponde a Taíba Andorinha (7,35 MW) e Icará II (56,70 MW), respectivamente.

#### **PASSO 2: Identificar projetos semelhantes (ambos de MDL e não de MDL)**

Em uma abordagem conservadora, os participantes do projeto consideraram o país anfitrião como a área geográfica no PDD versão 07 /1/. Um total de 19 usinas eólicas, incluindo projetos de MDL e não de MDL, sob a faixa considerada, de acordo com cada usina de energia eólica é apresentado na tabela abaixo. A quantidade de usinas de energia foi verificada na base de dados da ANEEL /65/: <b>Complexo/Usina de energia eólica</b>	Estado	Capacidade Instalada (MW)
Palmares	RS	8,0
Água Doce	SC	9,0
Millennium	PB	10,2
Pedra do Sal	PI	15,3
Taíba Albatroz	CE	16,5
Foz do Rio Choró	CE	25,2
Parque Eólico de Beberibe	CE	25,6
Gargaú	RJ	28,1

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Praias de Parajuru	CE	28,8
Praia do Morgado	CE	28,8
Enacel	CE	31,5
Volta do Rio	CE	42,0
RN 15 - Rio do Fogo	RN	49,3
Parque Eólico de Osório	RS	50,0
Parque Eólico de Sangradouro	RS	50,0
Parque Eólico dos Índios	RS	50,0
Bons Ventos	CE	50,0
Alegria I	RN	51,0
Icaraizinho	CE	54,6

**PASSO 3: No âmbito dos projetos identificados no Passo 2, identificar aqueles que não são nem atividades de projeto de MDL registradas, atividades de projetos apresentadas para registro, nem atividades de projeto submetidas à validação. Observe o número Nall.**

Conforme verificado no site da CQNUMC, os seguintes projetos, em linha com a variação individual de cinco usinas eólicas incluídas nesta atividade do projeto foram identificados 23 projetos de MDL.

Usina de energia eólica	Geração de energia	Faixa		Nall
Icaraí I	27,30	13,65	40,95	8
Icaraí II	37,80	18,90	56,70	14
Taíba Águia	23,10	11,55	34,65	8
Taíba Andorinha	14,70	7,35	22,05	5
Colônia	18,90	9,45	28,35	6

**Passo 4: dentre projetos similares identificados no Passo 3, identificar aqueles que aplicam tecnologias que são diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposta. Observe o número Ndiff**

Verificou-se que as usinas eólicas que receberam incentivos do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) as usinas de energia eólica com investimentos em cenários diferentes ao da atividade de projeto foram excluídas resultando no seguinte Ndiff.

Usina de energia eólica	Geração de Energia	Faixa		Nall	Ndiff
Icaraí I	27,30	13,65	40,95	8	8
Icaraí II	37,80	18,90	56,70	14	13
Taíba Águia	23,10	11,55	34,65	8	8
Taíba Andorinha	14,70	7,35	22,05	5	5
Colônia	18,90	9,45	28,35	6	6

**Passo 5: Calcular o fator  $F = 1 - Ndiff/Nall$  representando a parcela de projetos semelhantes (taxa de penetração da medida/ tecnologia), utilizando uma medida/tecnologia similar à medida/tecnologia utilizada na atividade de projeto proposta que oferece o mesmo resultado ou capacidade que a atividade de projeto**

Usina de	Geração de	Faixa	Nall	Ndiff	F	Nall-
----------	------------	-------	------	-------	---	-------

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

energia eólica	energia						Ndiff
Icaraí I	27,30	13,65	40,95	8	8	0	0
Icaraí II	37,80	18,90	56,70	14	13	0,071	1
Taíba Águia	23,10	11,55	34,65	8	8	0	0
Taíba Andorinha	14,70	7,35	22,05	5	5	0	0
Colônia	18,90	9,45	28,35	6	6	0	0

Resultado: O projeto proposto seria uma prática comum dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior do que 0,2 e Nall - Ndiff for superior a 3.

Como demonstrado acima, a atividade de projeto não é uma prática comum na área geográfica aplicável. Além disso, a prática comum no Brasil é a instalação e operação de grandes usinas hidrelétricas e usinas termoelétricas a gás natural que representam a maioria 93,07% das usinas atualmente em operação no Brasil (usinas térmicas 27,16% e grandes hidrelétricas 65,91%). Assim, a atividade de projeto "Projeto Energia de usinas eólicas" não é o tipo de cenário de negócios comuns no Brasil.

### 3.14. Conclusão

A RINA pode confirmar que todos os dados, lógicas, hipóteses, justificativas e documentos fornecidos pelos participantes do projeto para apoiar a demonstração da adicionalidade são credíveis e confiáveis.

Ao avaliar as evidências apresentadas e verificação da informação, a RINA considera que o raciocínio para a demonstração de adicionalidade do projeto proposto é credível e razoável, ou seja, a atividade de projeto tem a capacidade de reduzir as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto de MDL proposta.

### 3.15. Plano de Monitoramento

A metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" versão 13 de 11/05/2012 /5/ foi aplicada.

O plano de monitoramento está de acordo com a metodologia de monitoramento, o plano de monitoramento vai dar oportunidade para a medição real da redução de emissões alcançadas.

A RINA verificou todos os parâmetros apresentados no plano de monitoramento em relação aos requisitos da metodologia, nenhum desvio relevante para a atividade do projeto foi encontrado no plano.

A RINA confirma que os sistemas de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto, e os meios de implantação do plano de monitoramento são suficientes para garantir que a redução de emissões obtidas por/resultante da atividade de projeto de MDL proposta podem ser relatadas *ex-post* e verificadas.

#### Parâmetros determinados *ex-ante*

Os parâmetros monitorados *ex-ante* que são mencionados na metodologia estão incluídos no PDD genérico e são fornecidos em conformidade com a metodologia:

	Parâmetro/dados	Unidade	Valor aplicado	Avaliação
1	Ponderação do fator de emissão	%	25%	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico, versão

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	da margem de construção			3.0.0 - padrão
2	Ponderação do fator de emissão da margem de operação	%	75%	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico, versão 3.0.0 - padrão

### Parâmetros monitorados *ex-post*

Os parâmetros *ex-post* que são mencionados na metodologia estão incluídos no PDD específico e são fornecidos de acordo com a metodologia, e eles serão monitorados durante o período de creditação:

	Parâmetro	Descrição/Avaliação
1	$EG_{\text{facility},y}$ - Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida à rede. Será verificada através de medidores de eletricidade (um principal e um reserva) de acordo com os padrões nacionais definidos pela ONS /66/	<p>Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano <math>y</math> de 422.100 MWh/y. Este valor é calculado através da soma da energia elétrica produzida por todas as usinas de energia eólica incluídas nesta atividade do projeto. A quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade de projeto para a rede será verificada a partir do banco de dados da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) on-line, que existe com o propósito específico de compartilhar essa informação on-line com fornecedores e CCEE. Desta forma, a eletricidade gerada pela atividade de projeto será sempre verificada pela CCEE. De acordo com as regras Brasileiras definidas pela ONS os medidores de energia instalados nos projetos informam à CCEE a quantidade de energia elétrica exportada à rede.</p> <p>Como definido pela ONS e verificado durante o site visit, a eletricidade líquida fornecida à rede será continuamente medida e pelo menos mensalmente registrada em cada 5 usinas de energia eólica pelo Operador do Medidor através de medidores de eletricidade modelo ION 8600C (ou similar) com 0.2% de precisão, como segue:</p> <p><b>Icaraí I</b> – 4 medidores de eletricidade no Painel de Medição para Faturamento - 1 da Subestação Icaraí;  <b>Icaraí II</b> – 6 medidores de eletricidade no Painel de Medição para Faturamento - 2 da Subestação Icaraí;  <b>Taíba Andorinha</b> – 4 medidores de eletricidade no Painel de Medição para Faturamento - 1 da Subestação Taíba;  <b>Taíba Águia</b> – 4 medidores de eletricidade no Painel de Medição para Faturamento - 2 da Subestação Taíba;  <b>Colônia</b> – 4 medidores de eletricidade no Painel de Medição para Faturamento - 3 da Subestação Taíba.</p> <p>Apenas as usinas de energia eólica incluídas nesta atividade de projeto serão conectadas aos medidores mencionados acima.</p>
2	$EF_{\text{grid},CM,y}$ - Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem combinada é calculado usando a última versão da "Ferramenta para calcular o fator de	<p>Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano <math>y</math>, calculada usando a última versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" (tCO<sub>2</sub>/MWh) de 0,2454 tCO<sub>2</sub>/MWh. Calculado baseado nos últimos valores do fator de emissão da rede brasileira disponibilizado publicamente pelo site da AND brasileira /23/.</p>



## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	<p>emissão de um sistema elétrico", baseado nos valores do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação e valores do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção da rede, que são disponibilizados publicamente pelo site da AND brasileira. Portanto, o monitoramento deste parâmetro será ex-post através de acesso periódico aos dados fornecidos pela AND /23/</p>	
3	<p><math>EF_{grid,OM-DD,y}</math> – monitorado ex-post, baseado nos valores disponibilizados publicamente pela AND brasileira /23/</p>	<p>Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação da rede no ano y, de 0,2920 tCO<sub>2</sub>/MWh. Valor baseado nos últimos valores do fator de emissão da rede brasileira disponibilizado publicamente pelo site da AND brasileira /23/</p>
4	<p><math>EF_{grid,BM,y}</math> monitorado ex-post, baseado em valores disponibilizados publicamente pela AND brasileira /23/</p>	<p>Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção da rede, no ano y de 0,1056 tCO<sub>2</sub>/MWh. Valor baseado nos valores mais atuais do fator de emissão da rede brasileira disponibilizado publicamente pelo site da AND brasileira /23/</p>

# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

## Sistema de gestão e garantia de qualidade

A eletricidade líquida entregue à rede será medida a cada hora e por registro mensal e verificada através dos medidores de energia elétrica (um principal e um reserva). Os medidores devem estar em conformidade com os padrões nacionais estabelecidos pela ONS módulo 12.2 (que pode ser visto através do link [http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\\_12.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx)) /66/, e regulamentação da indústria para garantir a precisão. Todos os dados coletados como parte do monitoramento devem ser arquivados eletronicamente e armazenado por pelo menos dois anos após o fim do último período de obtenção de créditos.

A calibração dos medidores será conduzida por uma organização qualificada que deve respeitar os padrões nacionais e regulamentos industriais /66/ para garantir a precisão do sistema. A periodicidade da calibração seguirá o Procedimento 12.3 do ONS. Após a calibração, os medidores devem ser selados para a segurança e os certificados de calibração devem ser registrados com outros dados de monitoramento. A classe de exatidão do equipamento que será utilizado na atividade de projeto está de acordo com as normas nacionais (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas). Isto pode ser visto no Procedimento 12.2 do ONS /66/

Além das medições de eletricidade realizadas pelos proprietários do projeto, toda a energia gerada pelo “Projeto Energia de usinas eólicas” também será monitorada on-line pelos medidores da CCEE, também em linha com os procedimentos de rede brasileira /66/. O sistema de medição da CCEE tem um sistema de comunicação que tem a função de enviar os dados de eletricidade despachada para a rede para a CCEE. A CCEE é responsável pelas leituras mensais e manutenção dos registros da energia despachada.

### 3.16. Estimativa de emissões de GEE

As fórmulas e os fatores utilizados no cálculo das emissões do projeto estão de acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002: Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis versão 13 de 11/05/2012 /5/. De acordo com a metodologia aplicada, a redução de emissões é calculada como segue:

$ER_y = BE_y - PE_y$ , onde:

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

Como no caso do “Projeto Energia de usinas eólicas” as emissões de projeto nem fugas são consideradas pela atividade do projeto:  $PE_y = 0$ , assim  $ER_y = BE_y$ .

Todas as estimativas das emissões de linha de base podem ser replicadas usando os dados e valores de parâmetros fornecidos no PDD e arquivos de apoio apresentados para o registro, e as fontes de dados mencionados foram verificados pela RINA.

#### Emissões de linha de base

As emissões de linha de base consideram emissões de  $CO_2$  provenientes da geração de eletricidade em usinas de energia de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade do projeto, calculado através das seguintes equações, devidamente aplicadas pelos participantes do projeto:

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

$BE_y$  = Emissões de linha de base no ano  $y$  ( $tCO_2/yr$ )

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada na rede como resultado da implantação da atividade de projeto de MDL no ano  $y$  (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$  = Fator de emissão de  $CO_2$  da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano  $y$ ,

### Cálculo *ex-ante* da redução de emissões

Os participantes do projeto atualizaram os cálculos de RCE ("1 -..Energio Icarai ERs (version 2)xls e '23\_-\_Energio\_Taiba\_ERs\_ (version\_2) xls» /24/). O valor do fator de emissão da margem combinada da rede foi calculado com base no fator de emissão da margem de construção ( $EF_{grid,BM,y}$ ) de 0,1056 t $CO_2$ /MWh e a média dos valores mensais do fator de emissão da margem de operação ( $EF_{grid,OM-DD y}$ ) de 0,2920 t $CO_2$ /MWh. Considerando os pesos aplicados, o fator de emissão combinado da rede resulta em  $EF_{grid,CM,y} = 0,2454$  t $CO_2$ /MWh. Este valor é apresentado na planilha "RCEs" da planilha com o cálculo RCE "CERs JUN 1064\_v2.xls" Este valor é baseado no cálculo apresentado na planilha "EF" da mesma planilha (0,189779 t $CO_2$ /MWh) arredondado para baixo na quinta casa decimal, resultando em um cálculo de RCE mais conservador.

Os valores da margem de construção e o fator de emissão da margem de operação são fornecidos pela AND brasileira /23/, considerando um único sistema de energia elétrica, o Sistema Interligado Nacional – SIN, para calcular o fator de emissão de  $CO_2$ , e calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" /8/

### Cálculo *ex-post* da redução de emissões

O fator de emissão da margem combinada ( $EF_{grid,CM,y}$ ) será calculado *ex-post* usando os fatores de emissão de  $CO_2$  para a margem de construção e de operação que são fornecidos pela AND brasileira /23/. Os fatores de emissão de  $CO_2$  para a margem de construção e de operação para geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN), são calculados de acordo com a análise do despacho, a partir dos registros de geração de usinas despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) .

### Emissões do Projeto

De acordo com a ACM0002: Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis versão 13 de 11/05/2012 /5/ as emissões de projeto não são consideradas.

### Emissões de fuga

De acordo com a ACM0002: Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis versão 13 de 11/05/2012 /5/ as emissões de fuga não são consideradas.

## 3.17. Impactos Ambientais

Os participantes do projeto apresentaram as licenças de instalações. Conforme a legislação ambiental brasileira, a licença de instalação só é emitida nos casos que o proprietário do projeto já obteve a licença prévia, portanto, a conclusão da RINA é que o Estudo de Impacto Ambiental - EIA está de acordo com a legislação. Como verificado no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e descrito na seção D.1 do PDD, as seguintes conclusões são descritas:

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- As condições geológicas permanecerão inalteradas, uma vez que as obras terrestres serão feitas apenas nas fundações dos hubs e nas vias de acesso.
- Não há geração de efluentes e a qualidade do ar permanecerá inalterada.
- É possível a geração de barulho, mas será monitorada após o início da operação.
- Nenhuma alteração nas águas superficiais ou subterrâneas é esperada.
- Nenhum impacto em animais terrestres e uma baixa probabilidade em animais alados (já que foi observado que na região não há rotas migratórias).

Durante a validação as seguintes licenças ambientais /14/ foram verificadas:

SEMACE: Licenças ambientais de instalação para:

- a. Icaraí II – nº 09/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 39/2013
- b. Taíba Águia - nº 10/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 40/2013
- c. Icaraí I - nº 11/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 43/2013
- d. Colônia - nº 12/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 42/2013
- e. Taíba Andorinha - nº 13/2011, renovada em 10/07/2013, se tornando nº 41/2013

### 3.18. Consulta aos atores locais

Antes da publicação do PDD no site da CQNUMC, de 27/12/2012 a 25/08/2012 o proprietário do projeto realizou a consulta aos atores locais, conforme exigido pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) e de acordo com a Resolução 7 da AND brasileira (05 de Março de 2008)./66/

Os seguintes atores locais foram convidados para fornecer comentários:

- Prefeitura e Câmaras Municipais;
- Órgão ambiental do Estado e órgãos ambientais municipais;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais Ambientais e de Desenvolvimento
- Associações comunitárias;
- Ministério Público do Estado;
- Ministério Público Federal.

A fim de satisfazer e dar cumprimento a presente decisão os proponentes do projeto enviaram cartas-convite descrevendo o projeto, e solicitaram comentários das seguintes partes interessadas, em 12/07/2012 e deste modo 15 dias antes do início da consulta aos atores globais (o que significa 15 dias antes do início do processo de validação). Nenhum comentário foi recebido dos atores locais, do mesmo modo que nenhum comentário foi levantado durante a visita ao local:

- a) Prefeitura de Amontoada
- b) Prefeitura de São Gonçalo do Amarante
- c) Câmara Municipal de São Gonçalo do Amarante
- d) Câmara Municipal de Amontoada
- e) Agência Ambiental do Estado do Ceará (SEMACE)
- f) Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento - FBOMS;
- g) Ministério Público Federal
- h) Ministério Público do Estado do Ceará

Conforme definido pela AND do Brasil, na resolução nº10, datada de 22/05/2013 /67/, os participantes do projeto realizaram uma reunião e forneceram as respectivas atas de reunião, datadas de 11/07/2013, com os seguintes atores locais:

- Associação Comunitária de Nossa Senhora Aparecida de Sabiabagua;
- Associação dos Moradores de Parada e Adjacências;
- Secretaria de Meio Ambiente do Município de São Gonçalo do Amarante

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Secretaria de Meio Ambiente do Município de Amontada

### 4. COMENTÁRIOS PELAS PARTES, ATORES E ONGS

A versão 01 do PDD de 02/05/2012 /1/ foi disponibilizada publicamente no site do MDL da CQNUMC e as partes, atores e ONGs foram convidados através do website do MDL (<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/S1CT6LEKGM07EXOHLT9QIFW5ZFUONS/view.html>) a apresentar as suas observações durante um período de 30 dias a partir de 27/12/2012 a 25/08/2012. Nenhum comentário público foi recebido durante este período.

## RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

### 5. OPINIÃO DA VALIDAÇÃO

A RINA Serviços Spa (RINA) realizou a validação da atividade de projeto “Projeto Energia de usinas eólicas” no Brasil, no que diz respeito aos requisitos relevantes para as atividades de MDL.

A revisão do documento de concepção do projeto e as subsequentes entrevistas de acompanhamento proporcionaram a RINA com evidências suficientes para determinar o cumprimento dos critérios estabelecidos.

A parte anfitriã é o Brasil.

Antes da apresentação do Documento de Concepção do Projeto e o Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país na realização do desenvolvimento sustentável.

O projeto aplica corretamente a metodologia linha de base e monitoramento aprovada, ACM0002 Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis versão 13 de 11/05/2012.

Através da geração de energia renovável a partir de usinas de energia eólica o projeto resulta em redução de emissões de CO<sub>2</sub> que são reais, mensuráveis e fornecem benefícios em longo prazo para a mitigação da mudança climática. Demonstra-se que o projeto não é um cenário de linha de base provável. A redução de emissões atribuíveis ao projeto é adicional às que ocorreriam na ausência da atividade do projeto.

A redução total de emissões a partir do Projeto Energia de usinas eólicas é estimada para serem em média, 129.317 tCO<sub>2e</sub> por ano ao longo dos sete anos selecionados para o período de creditação. A previsão de redução de emissões foi verificada e considera-se provável que a quantidade indicada seja alcançada, uma vez que os pressupostos subjacentes não mudam.

O plano de monitoramento prevê o monitoramento da redução de emissões do projeto. Os sistemas de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto e é opinião da RINA que os participantes do projeto são capazes de implantar o plano de monitoramento.

Em conclusão, a opinião de RINA é que a atividade do projeto “Projeto Energia de usinas eólicas” no Brasil, conforme descrito no PDD, versão 07, de 17/09/2013, cumpre todos os requisitos relevantes da CQNUMC para o MDL e todos os critérios relevantes da parte anfitriã e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 13 de 11/05/2012.

## **ANEXO A**

### **PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO**

## TABELA 1 REQUISITOS COMPULSÓRIOS

Requisito	Referência	Conclusão
1. O projeto deve considerar as Partes incluídas no Anexo I para cumprir com a conformidade de seu compromisso de redução de emissões contidas no Art. 3.	Protocolo de Quioto Art.12.2	OK
2. O projeto deve atender a outras Partes que não estejam contidas no Anexo I, mas que contribuam para o objetivo final da CQNUMC.	Protocolo de Quioto Art.12.2	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá receber a aprovação, por escrito, da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país.
3. O projeto deverá 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 do MDL §40a	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá receber a aprovação, por escrito, da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país.
4. O projeto deve atender a outras Partes que não estejam contidas no Anexo I, no tocante a desenvolvimento sustentável, e deverá obter a confirmação do país anfitrião.	Protocolo de Quioto Art.12.2 Modalidades e Procedimentos do MDL §40a	OK
5. Caso financiamento público das Partes incluídas no Anexo I seja utilizado na atividade de projeto, as Partes devem fornecer declaração esclarecendo que tal financiamento não resulta em desvio de assistência oficial ao desenvolvimento (AOD), e é separado desse contexto e não está contabilizado nas obrigações financeiras das Partes.	Decisão 17/CP.7 Modalidades e Procedimentos do MDL Apêndice B §2	OK
6. As Partes participantes do MDL devem designar uma autoridade nacional para o MDL	Modalidades e Procedimentos do MDL §29	OK
7. A parte anfitriã e a Parte participante do Anexo I devem fazer parte do Protocolo de Quioto.	Modalidades e Procedimentos do MDL §30/31a	OK
8. A quantidade atribuída à parte participante do Anexo I deve ser calculada e registrada.	Modalidades e Procedimentos do MDL §31b	OK
9. A parte participante do Anexo I deve dispor de um sistema nacional que promova a estimativa das	Modalidades e Procedimentos do MDL §31b	OK

Requisito	Referência	Conclusão
emissões de GEE e um registro nacional de acordo com o Protocolo de Quioto, artigo 5 <sup>o</sup> e 7 <sup>o</sup> .		
10. A redução das emissões de GEE deve ser adicional a qualquer outra que ocorresse na ausência da atividade de projeto, ou seja, uma atividade de projeto de MDL é adicional se as emissões antrópicas de GEE por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada.	Modalidades e Procedimentos do MDL §43	OK
11. A redução de emissões deverá ser real, mensuráveis e produzir benefícios, a longo termo, relacionados à mitigação da mudança climática.	Protocolo de Quioto Art.12.5b	OK
12. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade de projeto - incluindo impactos além-fronteiras - deverá ser apresentada, e, se tais impactos forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela parte anfitriã, deverá ser executada uma avaliação de impacto ambiental, em conformidade com os procedimentos exigidos pela parte anfitriã. (Se não for SSC, deletar a seção).	Modalidades e Procedimentos do MDL §37c	OK
13.		
14.		
15.		
16. Devem ser enviados comentários das partes interessadas, deve ser feita uma síntese dos mesmos e como foram levados em conta cada um dos comentários recebidos.	Modalidades e Procedimentos do MDL §37b	OK
17. As Partes, as partes interessadas e as ONGs acreditadas pela CQNUMC devem ser convidadas a comentar sobre a validação dos requisitos num prazo mínimo de 30/45 dias e o documento de concepção do projeto e seus comentários devem estar disponíveis publicamente.	Modalidades e Procedimentos do MDL §40	OK

Requisito	Referência	Conclusão
18. Metodologias de base e monitoramento deverão ser previamente aprovadas pelo Painel de Metodologia do MDL.	Modalidades e Procedimentos do MDL §37e	OK
19. A linha de base deve ser estabelecida em uma base específica do projeto, de forma transparente e levando em consideração políticas nacionais relevantes e/ou políticas setoriais e suas circunstâncias.	Modalidades e Procedimentos do MDL §47	OK
20.		
21. Provisões para monitoramento, verificação e relatórios devem estar de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marraqueche e nas decisões relevantes da COP/MOP.	Modalidades e Procedimentos do MDL §37f	OK

TABELA 2 LISTA DE VERIFICAÇÃO DOS REQUISITOS

Questão da lista de verificação	Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão	
<b>A Descrição da Atividade do Projeto</b>					
<b>A.1 Título da Atividade do Projeto</b>					
A.1.1.	O título utilizado para o projeto permite claramente ao leitor identificar a atividade específica do MDL? Existe uma indicação de um número de revisão e de uma data da revisão?	/1/	RD	O título do projeto é “Projeto Energio de Usinas Eólicas”, como publicado na PDD versão 1, datada de 02/05/2012.	OK
A.1.2	O projeto está em conformidade com os requisitos aplicáveis para completar o PDD (última versão disponível)?	/1/ /8/	RD	Pendência SAC09 seção A.3.1 e SAC11 seção B.2	<b>Pendê cia SAC 09 e SAC 11 OK</b>
A.1.3	O PDD está em conformidade com o último modelo disponível (última versão)?	/1/	RD	Sim, o modelo PDD utilizado é a versão 04.1 de 11/04/2012 (a última versão data de 26/10/2012).	OK
<b>A.2 Descrição da atividade de projeto proposta</b>					
A.2.1	O PDD contém uma descrição precisa da atividade de projeto e fornece ao leitor uma compreensão clara da natureza precisa da atividade do projeto e dos aspectos técnicos de sua execução? Como o projeto de concepção foi avaliado?	/1/ /10/ /12/	RD	Conforme publicado no PDD, a atividade do projeto consiste na instalação de cinco novas usinas eólicas com a capacidade instalada total de 121,80 MW, como evidenciado nos contratos EPC /9/ e pelas autorizações da ANEEL de centrais eólicas como produtores independentes de energia elétrica/10/. A expectativa de produção das usinas é de 481.800 MWh, com um fator de capacidade média de 45,16%, de acordo com as CCVEs /13/. SE01 – Ver seção B.4.4.6.	<b>SE01 OK</b>
A.2.2	A atividade do projeto envolve alteração de instalações já existentes? Em caso afirmativo, as diferenças, entre a atividade pré e pós projeto, foram claramente descritas no PDD?	/1/	CI	A atividade do projeto é uma usina nova, <i>greenfield</i> como confirmado na visita ao site, onde a RINA evidenciou que as instalações iniciais haviam começado recentemente.	OK
A.2.3	Todas as informações fornecidas são consistentes e	/1/	RD	Ver acima A.2.1 e A.2.2.	OK

<sup>1</sup> MoV: **RD** Revisão do Documento, **E**: Entrevista, **CI** Cruzamento das Informações para Verificação

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
	em conformidade a situação atual ou planejada?		SVI		
<b>A.3 Participantes do projeto</b>					
A.3.1	As partes e os participantes do projeto foram listados de acordo com a tabela da Seção A.4 e foram consistentes com as informações detalhadas no Anexo 1 do PDD?	/1/	RD	SAC09 As Partes e os participantes do projeto foram listados numa tabela na Seção A.4 e são consistentes com as informações detalhadas no Anexo 1 do PDD, no entanto alguns dos campos obrigatórios não foram preenchidos na tabela do apêndice 1.	SAC09 OK
A.3.2	Todas as Partes participantes cumprem as exigências de participação como segue: (a) A parte ratificou o Protocolo de Quioto (b) A parte tem uma Autoridade Nacional Designada (c) A quantidade atribuída foi determinada	/1/	RD	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL o projeto terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país.	-----
A.3.3	As cartas de aprovação foram encaminhadas?	/1/	RD	Pendência de CA na AND brasileira	-----
A.3.4	As cartas de aprovação atendem aos seguintes requisitos? (a) A(s) carta(s) de aprovação foi/foram emitida(s) pela AND (b) A CA confirma que a parte ratificou o Protocolo de Quioto? (c) A CA confirma que a participação é voluntária (d) A carta de aprovação confirma que a atividade do projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião? (e) A CA é válida para a atividade de projeto sob validação (f) A CA foi recebida diretamente pela AND ou pelo PP	/1/	RD	Pendência de CA na AND brasileira	-----
A.3.5	Indique os meios de validação utilizados para avaliar a autenticidade.	/1/	RD	Pendência de CA na AND brasileira	-----
A.3.6	Todos os participantes públicos/privados foram autorizados por uma Parte do Protocolo de Quioto?	/1/	RD	Pendência de CA na AND brasileira	-----
A.3.7	As entidades incluídas no PDD são aquelas autorizadas como PPs?	/1/	RD	Pendência de CA na AND brasileira	-----
A.3.8	A(s) PP(s) listadas no PDD têm um contrato com a RINA para a validação do projeto?	/1/ /25/	RD	Sim, o contrato foi assinado entre a Energio Nordeste Energias Renováveis S.A. e a RINA em 11/07/2012.	OK

Questão da lista de verificação	Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão	
<b>A.4 Modalidades de comunicação</b>					
A.4.1	A declaração MoC está em conformidade com a versão mais recente do formulário F-CDM-MOC disponível?	/1/	RD	Ver SAC10 abaixo	Pendência SAC10 OK
A.4.2	A declaração MoC está corretamente preenchida, incluindo o Anexo 1?	/1/	RD	Ver SAC10 abaixo	Pendência SAC10 OK
A.4.3	A declaração MoC identifica todos as PPs e os pontos focais?	/1/	RD	Ver SAC10 abaixo	Pendência SAC10 OK
A.4.4	Como as identidades pessoais, assinaturas e a situação de emprego foram verificadas?	/1/	RD	<p>SAC 10 Favor fornecer uma declaração MoC com evidências para que a EOD possa checar a identidade de todos os participantes da corporação e dos pontos focais incluídas na MoC, assim como identidades pessoais, incluindo assinaturas e situação trabalhista de seus signatários autorizados, de acordo com os parágrafos 53 a 60 VVS.</p> <p>Favor observar que uma prova de propriedade sobre as usinas da Energia Nordeste Energias Renováveis S.A. deve ser fornecida à EOD juntamente com a confirmação do oficial autorizado a assinar em nome da(s) respectiva(s) PPs, desde que não seja notificado em qualquer documentação fornecida até então.:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A.</li> <li>2. Central Geradora Eólica Taíba Andorinha S.A.</li> <li>3. Central Geradora Eólica Colônia S.A.</li> <li>4. Central Geradora Eólica Icaraí I S.A.</li> <li>5. Central Geradora Eólica Icaraí II S.A.</li> </ol>	SAC10 OK
A.4.5	A pessoa que submeteu a declaração de MoC e a pessoa que assinou a confirmação escrita são devidamente autorizadas a realizar essas atividades	/1/	RD	Ver SAC10 abaixo	Pendência SAC10

Questão da lista de verificação	Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão																				
em nome das respectivas PPs?				OK																				
<b>A.5 Descrição técnica do projeto</b>																								
A.5.1	<p>As informações fornecidas sobre a localização da atividade do projeto permite a clara identificação do(s) local(is)?</p> <p>A latitude e a longitude do local são indicadas (em decimais)?</p>		<p>As seguintes coordenadas foram publicadas no PDD para cada usina:</p> <table border="1" data-bbox="1234 384 1955 810"> <tr> <td>Taíba Águia</td> <td>Distrito de Taíba, no município de São Gonçalo do Amarante.</td> <td>03° 32' 53" S 38° 53' 17" W</td> <td>/10/ a</td> </tr> <tr> <td>Taíba Andorinha</td> <td>Distrito de Taíba, no município de São Gonçalo do Amarante.</td> <td>03° 31' 43" S 38° 53' 52" W</td> <td>/10/ c</td> </tr> <tr> <td>Colônia</td> <td>Distrito de Colônia, no município de São Gonçalo do Amarante.</td> <td>03° 32' 33" S 38° 52' 41" W</td> <td>/10/ b</td> </tr> <tr> <td>Icaraí I</td> <td>Distrito de Icaraí, no município de Amontada.</td> <td>03° 04' 12" S 39° 35' 34" W</td> <td>/10/ d</td> </tr> <tr> <td>Icaraí II</td> <td>Distrito de Icaraí, no município de Amontada.</td> <td>03° 03' 54" S 39° 35' 57" W</td> <td>/10/ e</td> </tr> </table> <p>SE03 – O PDD informou que os distritos de Icaraí I e Icaraí II estão em Sabiaguaga enquanto que na autorização da ANEEL consta que as usinas estão localizadas no distrito de Icaraí. As coordenadas geográficas também não coincidem com o documento da ANEEL, que é o documento que está sendo usado pela EOD para validar a localização e coordenadas geográficas. Favor explicar as diferenças, corrigir, se for o caso, o PDD e fornecer evidências de que a informação no PDD, se for o caso, está correta para que a EOD possa validar as informações. A equipe de validação verificou o PDD versão 2 /1/ e confirma que o distrito das usinas de Icaraí e as coordenadas geográficas foram corrigidos no PDD de acordo com a autorização da ANEEL. SE03 encerrada.</p>	Taíba Águia	Distrito de Taíba, no município de São Gonçalo do Amarante.	03° 32' 53" S 38° 53' 17" W	/10/ a	Taíba Andorinha	Distrito de Taíba, no município de São Gonçalo do Amarante.	03° 31' 43" S 38° 53' 52" W	/10/ c	Colônia	Distrito de Colônia, no município de São Gonçalo do Amarante.	03° 32' 33" S 38° 52' 41" W	/10/ b	Icaraí I	Distrito de Icaraí, no município de Amontada.	03° 04' 12" S 39° 35' 34" W	/10/ d	Icaraí II	Distrito de Icaraí, no município de Amontada.	03° 03' 54" S 39° 35' 57" W	/10/ e	SE03 OK
Taíba Águia	Distrito de Taíba, no município de São Gonçalo do Amarante.	03° 32' 53" S 38° 53' 17" W	/10/ a																					
Taíba Andorinha	Distrito de Taíba, no município de São Gonçalo do Amarante.	03° 31' 43" S 38° 53' 52" W	/10/ c																					
Colônia	Distrito de Colônia, no município de São Gonçalo do Amarante.	03° 32' 33" S 38° 52' 41" W	/10/ b																					
Icaraí I	Distrito de Icaraí, no município de Amontada.	03° 04' 12" S 39° 35' 34" W	/10/ d																					
Icaraí II	Distrito de Icaraí, no município de Amontada.	03° 03' 54" S 39° 35' 57" W	/10/ e																					
A.5.2	A categoria da atividade de projeto foi corretamente identificada?		A Metodologia aplicada é a ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis". A aplicabilidade	OK																				

Questão da lista de verificação	Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão	
			da metodologia é validada na seção B.1.3.		
A.5.3	A concepção do projeto de engenharia reflete as boas práticas atuais? A tecnologia poderia resultar numa significativa melhora de desempenho do que qualquer outra tecnologia comumente utilizada no país anfitrião? Alguma transferência de tecnologia de alguma Parte do Anexo 1 está envolvida?			OK	
A.5.4	Qual a vida útil operacional esperada da atividade de projeto? É um tempo razoável?	/1/ e /11/	RD	20 anos, como evidenciado pelas especificações dos fabricantes. /11/	OK
<b>A.6 Financiamento público</b>					
A.6.1	A informação sobre o financiamento público fornecida está em conformidade com a situação atual e/ ou com o planejamento, tal como apresentado pelas PPs?	/1/	RD	As informações contidas no PDD versão 1 é de que não foi recebido financiamento público das Partes do Anexo I ou AOD. A EOD aguarda evidências acerca da estrutura financeira de dívida e de patrimônio líquido da atividade de projeto na SE06.	Pendência-SE06 OK
A.6.2	Se o financiamento público das Partes incluídas no Anexo I for utilizado para a atividade de projeto, forneceram estas Partes uma declaração de que este financiamento não resulta de um desvio da assistência oficial ao desenvolvimento, está separado e não é contado como parte das obrigações financeiras destas Partes?	/1/	RD	Pendência SE06	Pendência-SE06 OK
<b>B. Metodologia de linha de base e monitoramento</b>					
<b>B.1 Metodologia aplicada</b>					
B.1.1	A atividade de projeto aplica uma metodologia aprovada e a versão correta da mesma?	/1/	RD	Sim, o projeto aplica a ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" versão 13, que é a última versão disponível no site da CQNUMC e válida desde 12 de maio de 2012.	OK
B.1.2	Existe alguma diretriz específica, incluindo as ferramentas metodológicas oferecidas pelo CE? Tais diretrizes estão sendo aplicadas?	/1/	RD	A atividade do projeto segue as seguintes ferramentas: Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade a versão 6.0.0, foi utilizada (pendência SAC01, trocar para a versão 6.1.1). Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico, versão 2.2.1 (foi aplicada corretamente a orientação com esta ferramenta).	Pendência- SAC01 SAC08 SE01

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão												
				Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação de fator de capacidade da usina (esta é a pendência SE01) Diretrizes sobre práticas comuns, versão 2, (pendência SAC08).	OK												
B.1.3	Como foi validado que a atividade de projeto está em conformidade com os critérios de aplicabilidade?	/1/ /13/	RD	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Crítérios de aplicabilidade</th> <th>Atividade do projeto</th> <th>O critério foi cumprido?</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">Condições de aplicabilidade da ACM0002 versão 13</td> </tr> <tr> <td>A atividade de projeto é a instalação, aumento de capacidade, modernização ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: hidroelétrica (tanto com reservatório à fio d'água ou com reservatório de acúmulo), usina/unidade de energia eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade de energia solar, usina/unidade de ondas ou marés</td> <td>Instalação de cinco usinas de energia eólica</td> <td>Sim, a atividade de projeto foi confirmada, durante visita ao local e análise documental, assim como a instalação de cinco usinas novas, <i>greenfield</i> de energia eólica.</td> </tr> <tr> <td>No caso de adições de capacidade ...</td> <td>Instalação de cinco usinas de energia eólica</td> <td>Sim, a atividade de projeto foi confirmada, durante</td> </tr> </tbody> </table>	Crítérios de aplicabilidade	Atividade do projeto	O critério foi cumprido?	Condições de aplicabilidade da ACM0002 versão 13			A atividade de projeto é a instalação, aumento de capacidade, modernização ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: hidroelétrica (tanto com reservatório à fio d'água ou com reservatório de acúmulo), usina/unidade de energia eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade de energia solar, usina/unidade de ondas ou marés	Instalação de cinco usinas de energia eólica	Sim, a atividade de projeto foi confirmada, durante visita ao local e análise documental, assim como a instalação de cinco usinas novas, <i>greenfield</i> de energia eólica.	No caso de adições de capacidade ...	Instalação de cinco usinas de energia eólica	Sim, a atividade de projeto foi confirmada, durante	OK
Crítérios de aplicabilidade	Atividade do projeto	O critério foi cumprido?															
Condições de aplicabilidade da ACM0002 versão 13																	
A atividade de projeto é a instalação, aumento de capacidade, modernização ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: hidroelétrica (tanto com reservatório à fio d'água ou com reservatório de acúmulo), usina/unidade de energia eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade de energia solar, usina/unidade de ondas ou marés	Instalação de cinco usinas de energia eólica	Sim, a atividade de projeto foi confirmada, durante visita ao local e análise documental, assim como a instalação de cinco usinas novas, <i>greenfield</i> de energia eólica.															
No caso de adições de capacidade ...	Instalação de cinco usinas de energia eólica	Sim, a atividade de projeto foi confirmada, durante															

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários			Conclusão
						visita ao local e análise documental, assim como a instalação de cinco usinas novas, <i>greenfield</i> de energia eólica.	
				No caso de usinas hidrelétricas...	Instalação de cinco usinas de energia eólica	Sim, a atividade de projeto foi confirmada, durante visita ao local e análise documental, assim como a instalação de cinco usinas novas, <i>greenfield</i> , de energia eólica.	
				Atividades do projeto que envolvem a mudança de combustíveis fósseis para fontes	A instalação das cinco usinas de energia eólica vai substituir os combustíveis	Sim, as 5 usinas de energia eólica serão	

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários			Conclusão
				renováveis de energia no local da atividade de projeto ...	fósseis refletidos no CM EF da rede.	conectadas à rede e substituirão os combustíveis fósseis refletidos na CM EF da rede.	
				Usinas de energia de biomassa	Instalação de cinco usinas de energia eólica	Sim, a atividade de projeto foi confirmada, durante visita ao local e análise documental, assim como a instalação de cinco usinas novas, <i>greenfield</i> , de energia eólica.	
				Usinas de energia de biomassa	Instalação de cinco usinas de energia eólica	Sim, a atividade de projeto foi confirmada, durante visita ao local e análise	

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários			Conclusão
						documental, assim como a instalação de cinco usinas novas, <i>greenfield</i> de energia eólica.	
				Condições de aplicabilidade da Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico, versão 03.0.0			
				Esta ferramenta pode ser aplicada para estimar o OM, BM e/ou CM no cálculo das emissões de linha de base da atividade de projeto, que substitui a rede de eletricidade, que é onde a atividade de projeto fornece energia elétrica para uma rede, ou uma atividade de projeto, resultando em economia de energia elétrica que poderia ter sido fornecida pela rede (por exemplo, projetos energéticos demand-side).	Esta atividade de projeto substitui a rede de eletricidade, fornecendo eletricidade a partir de fontes renováveis à rede.	Sim, a atividade de projeto foi confirmada, através de análise documental, como uma usina de energia conectada à rede /13/	
				Com esta ferramenta, o fator de emissão do	O fator de emissão foi calculado	As PP adotou o	

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários			Conclusão
				<p>projeto para o sistema de eletricidade pode ser calculado tanto para uma rede de energia apenas quanto, como opção, pode incluir usinas fora da rede. No último caso, as condições especificadas no "Apêndice 2: Procedimentos relacionados à geração de energia fora da rede" devem ser seguidas...</p>	<p>considerando apenas as usinas da rede de energia.</p>	<p>EF calculado pela AND brasileira que define o sistema elétrico do projeto como um sistema único formado pela união de subestações do Sistema Interligado Nacional e assim não considera usinas de energia de fora.</p> <p>/36/.</p>	
				<p>No caso de projetos MDL a ferramenta não se aplica se o projeto do sistema de eletricidade for localizado parcial ou totalmente em um país listado no Anexo 1.</p>	<p>O sistema de eletricidade está totalmente incluído em um país não incluído no Anexo 1.</p>	<p>Sim, foi confirmado durante a visita ao local e análise documental que o projeto é totalmente localizado no Brasil. Foi</p>	

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários			Conclusão
						também confirmado que o projeto será conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e não a uma rede internacional. O sistema de eletricidade e de nenhum país citado no Anexo 1 está envolvido.	
				Com esta ferramenta, o valor aplicado ao fator emissão de CO2 de biocombustíveis é zero.	Nenhuma emissão de carbono de biocombustíveis foi considerada para os cálculos de OM, BM e CM.	Resolução AND n.8/36/, estabelece que a EF para a rede seja calculada de acordo com a Ferramenta para calcular o fator de emissão	

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
				de um sistema elétrico para biocombustíveis. O valor EF aplicado é igual a zero.	
B.1.4	A linha de base selecionada é uma das linhas de base descritas na metodologia e isto confirma, portanto, a aplicabilidade da metodologia?	/1/	RD	De acordo com a ACM0002, se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina/unidade de energia renovável conectada à rede, o cenário de linha de base é o seguinte: <i>A eletricidade liberada para a rede pela atividade de projeto teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico".</i> O texto acima é o cenário de linha de base de modo que este confirma a aplicabilidade da metodologia.	OK
<b>B.2 Limite do projeto</b>					
B.2.1	O limite do projeto está claramente definido e de acordo com a metodologia aplicada?	/1/	RD	SAC11 A tabela correta com as fontes de GEE está na seção B.3 do PDD, no entanto, as diretrizes para preenchimento do formulário de documento de concepção do projeto, versão 01.0, requerem um diagrama de fluxo dos limites do projeto, delineando fisicamente a atividade de projeto, com base na descrição fornecida na seção A.3. Para mais detalhes sobre o requisito ver seção B.3 das Diretrizes.	<del>SAC11</del>  OK
B.2.2	Quais são os limites do sistema do projeto (componentes e instalações utilizados para mitigar GEE)?	/1/	RD	Pendência SAC11	<del>Pendência</del> SAC11  OK
B.2.3	Que fontes são identificadas para o projeto? O limite do projeto identificado cobre todas as possíveis fontes	/1/	RD	Pendência SAC11	<del>Pendência</del> ia

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
	ligadas à atividade de projeto?				SAC11  OK
B.2.4	No caso de projeto conectado a rede de eletricidade: a relevância da rede é corretamente identificada, de acordo com a última versão do instrumento para calcular o fator de emissão do sistema elétrico e com a metodologia subjacente?	/1/	RD	O Sistema Interligado Nacional é definido como um sistema elétrico único da atividade de projeto, conforme recomendado pela AND brasileira por meio da Resolução n <sup>o</sup> 08 ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html</a> ).	OK
B.2.5	O projeto envolve outras fontes de emissões, não previstas pelas metodologias, que possam questionar a aplicabilidade da metodologia? Essas fontes podem contribuir com mais de 1% para a redução de emissões do projeto?	/1/	RD	O projeto não envolve outras fontes de emissões não previstas pelas metodologias que podem questionar a aplicabilidade da metodologia.	OK
<b>B.3 Identificação do cenário de linha de base</b>					
B.3.1	Que cenários de linha de base foram identificados? A lista dos cenários de linha de base está completa? O PDD segue os passos para determinar o cenário de linha de base exigido pela metodologia /ferramenta?	/1/	RD	De acordo com a ACM0002, se a atividade de projeto é a instalação de uma nova rede conectada de usina/unidade de energia renovável, o cenário de linha de base é o seguinte: <i>Eletricidade liberada para a rede pela atividade de projeto teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinadas (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".</i>  Por conseguinte, a linha de base é descrita na metodologia aplicada e não é necessário qualquer análise.	OK
B.3.2	Como os outros cenários de linha de base foram eliminados de modo a determinar a linha de base?	/1/	RD	Ver B.3.1.	OK
B.3.3	Qual é o cenário de linha de base? A determinação da linha de base está de acordo com a diretriz da metodologia?	/1/	RD	Ver B.3.1.	OK
B.3.4	O cenário de linha de base foi determinado utilizando premissas conservadoras? O cenário de linha de base leva, suficientemente, em conta políticas relevantes nacionais e/ou setoriais (E + / E-), as tendências macroeconômicas e as aspirações	/1/	RD	Ver B.3.1.	OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
	políticas?				
<b>B.4 Adicionalidade</b>					
B.4.1	Qual ferramenta o projeto utiliza para avaliar a adicionalidade? Isto está em linha com a metodologia?	/1/	RD	O PDD versão 1 define que a ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade versão 6.0.0 está sendo utilizada. SAC 1 – A versão mais recente da ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade deve ser utilizada. Por favor verifique também e corrija outras ferramentas e guias para as versões mais recentes (ex.: guias de prática comum, etc.)	OK
B.4.2	Em que a adicionalidade do projeto é principalmente baseada?	/1/	RD	A adicionalidade é baseada na análise financeira.	OK
<b>B.4.3 Consideração prévia de MDL</b>					
B.4.3.1	Qual é a data de início da atividade do projeto proposto? Está de acordo com o Glossário de Termos do MDL?	/1/	RD	De acordo com o PDD versão 1 a data de início da atividade do projeto é 14/12/2009, data do segundo leilão de reserva de energia, onde as PPs vendem a energia produzida pela atividade de projeto. SE 4 – Favor fornecer evidências que demonstrem que o leilão foi efetivamente realizado na data informada. Justificar, também, no PDD e fornecer na resposta evidências a esta SE que apoiem sua justificativa de que o leilão atende aos requisitos da definição de data de início da atividade do projeto, “data mais próxima em que a implantação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto começa”, como consta no VVS parágrafo 106.	<del>SE4</del> OK
B.4.3.2	A atividade de projeto é uma nova atividade de projeto ou projeto já existente?	/1/ /14/	RD Visita ao local	A data de início da atividade do projeto foi reportada como 14/12/2009 (data do segundo leilão de reserva de energia). Tal data é depois de 02/08/2008 e, portanto, esta é uma nova atividade de projeto. Além disso, as licenças de instalação (para Taíba Águia, Taíba Andorinha e Colônia Usinas Eólicas datadas de 11/01/2011 e Icaraí I e II Usinas Eólicas / 14 datadas de 19/01/2011 /) mostram que esta é uma atividade do projeto <i>Greenfield</i> . Isto foi corroborado pela visita ao local realizada em 04/09/2012, onde foi observado o início do processo de instalação. SAC 2 - Como uma nova atividade de projeto com data de início após 2 de agosto de 2008 e com o PDD publicado em	<del>SAC2</del> OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
				27/07/2012, após a anunciada data de início do projeto (14/12/2009), as PPs deveriam ter notificado a CQNUMC e a AND brasileira sobre o início de uma nova atividade de projeto no prazo de 180 dias da data de início da atividade do projeto. O PDD versão 1 estabelece que a notificação foi realizada, tanto para a CQNUMC quanto para a AND brasileira, em 14/06/2010. Isto significa que a notificação foi realizada a 182 dias da data de início do projeto. Além disso, a data da notificação relatada no site da CQNUMC ( <a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html">http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html</a> ) é 01/06/2012 e as PP não apresentaram qualquer prova da notificação ter sido recebida pela AND brasileira. Observar também que no PDD versão 1, página 16, as PPs menciona que o contrato EPC com a Suzlon é de 01/04/2011, Este Esta SAC também é uma pendência de resolução de SE4.	
B.4.3.3	Para uma atividade de projeto existente com uma data de início anterior à data da publicação do PDD para GSC, qual é a evidência de que houve séria consideração do MDL antes da decisão de prosseguir com a atividade de projeto?	/1/	RD	N / A, conforme explicado acima, na seção B.4.3.2, e de acordo com PDD versão 1 esta é uma nova atividade de projeto iniciada depois de 2 de agosto de 2008. Também é uma pendência SE4 acima, na seção B.4.3.1., e SAC2 na seção 4.3.2.	Pendência <del>SE2</del> e SAC4  OK
B.4.3.4	O cronograma do projeto confirma que ações contínuas, em paralelo com a implantação, foram feitas para garantir o status do MDL? Favor especificar o intervalo entre as evidências documentadas.	/1/	RD	Ações contínuas são consideradas N/A, conforme explicado acima, na seção B.4.3.2 e de acordo com PDD versão 1 esta é uma nova atividade de projeto, iniciada depois de 2 de agosto de 2008. Também é uma pendência a SE4 acima, na seção B.4.3.1. e SAC2 na seção 4.3.2.	Pendência <del>SE2</del> e SAC4  OK
<b>B.4.4 Análise de investimentos</b>					
B.4.4.1	Qual é o método de análise utilizado para determinar se a atividade de projeto não é (a) a mais economicamente ou financeiramente atrativa, ou (b) econômica ou financeiramente viável, sem a receita da venda de redução certificada de emissões?	/1/ /5/ /7/ /15/ /16/ /17/	RD	O método de análise utilizado é a análise do índice de referência. De acordo com a ACM0002 versão 13, se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede (como mostrado na seção A.2.1 se for o caso), o cenário de linha de base é: "a eletricidade liberada à rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela	OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
				adição de novas fontes de geração, como refletem os cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". Este é o cenário de linha de base adotado pelas PP no PDD versão 1. De acordo com as "Diretrizes para avaliação da análise de investimento" se a alternativa para a atividade do projeto é o fornecimento de energia elétrica de uma rede isto não deve ser considerado um investimento e uma análise de índice de referência é considerada apropriada.	
B.4.4.2	Que indicador financeiro é usado?	/1/ /15/ /16/	RD	SAC05 - A Taxa Interna de Retorno (TIR) foi o indicador financeiro utilizado. No entanto, as PP deveriam deixar claro no PDD se a TIR de patrimônio líquido ou a TIR do Projeto estão sendo usadas. Esclarecer também como a análise financeira está em conformidade com os parágrafos 9 a 11 das Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos versão 05.	<del>SAC05</del>  OK
B.4.4.3	Se um índice de referência é utilizado, é garantido que ele tenha sido selecionado de acordo com as exigências das diretrizes do CE e representa os retornos padrão no mercado? O índice de referência é adequado para o tipo de indicador financeiro apresentado? É garantido que todos os prêmios de risco aplicados na determinação do índice de referência refletem os riscos associados com o tipo de atividade ou projeto?	/1/ /15/ /16/ /20/	RD	Para a abordagem de índice de referência as PP optaram por utilizar a taxa SELIC média (títulos do governo brasileiro, opção a) do parágrafo nº 30 da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade" versão 6.1.0), calculado com base nas taxas públicas anunciadas pelo Banco Central do Brasil, resultantes de suas reuniões oficiais do COPOM realizadas de 19/04/2006 a 09/12/2009 /20/. As PPs não adicionaram prêmios de risco para ele, este é considerado conservador. No entanto, as PP não justificaram o período selecionado para calcular o valor da SELIC e, assim, a EOD não pôde chegar a uma conclusão sobre a adequação e os conservadores do período escolhido. SAC06 - O PDD não justifica o período utilizado para a taxa SELIC média.	<del>SAC06</del> OK
B.4.4.4	A análise de investimento é realizada em conformidade com as orientações específicas do CE? A análise de investimento é completa e exata? A análise de investimento é fornecida na forma de planilha? Todas as fórmulas utilizadas são legíveis e todas as células relevantes são visíveis e desprotegidas?	/1/ /15/ /16/	RD	SE05 - Explicar os critérios utilizados para agrupar as cinco usinas em dois complexos (Icaraí e Taiba) na análise de investimentos, pois as cinco usinas têm diferentes nomes de empresas, participaram do segundo leilão de reserva energia de cinco usinas diferentes e se beneficiariam de diferentes tarifas, tais como TUST. Favor observar que a correção da análise da prática comum também será revisada após a resposta desta SE.	<del>SE05</del>  OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
B.4.4.5	Verifique os parâmetros usados na análise financeira com uma terceira parte ou as fontes disponíveis publicamente (todos os parâmetros usados como valor de entrada devem ser verificados e avaliados).	/1/ /9/ /13/ /15/ /16/ /17/ /18/ /19/	RD	<p>SE06 – As PP não trouxeram para a avaliação da RINA, evidências oficiais ou de terceiras usadas nos modelos financeiros apresentados /15/ /16/, que estão em conformidade com a Diretriz 6 do Relatório 62 do CE, Anexo 5/17/, em:</p> <p><b>1. Investimento Total:</b> As PP não apresentaram uma lista desdobrada na qual as parcelas do investimento total estejam detalhadas juntamente com os documentos necessários para cada despesa mencionada. Além disso, a soma do investimento total fornecida no PDD deve ser representada pela soma exata das planilhas financeiras.</p> <p>❖ <b><u>Custos elegíveis:</u></b></p> <p><b>Ambiente</b>  Taíba Águia: R\$955.912,00  Taíba Andorinha: R\$443.444,00  Colônia: R\$558.748,00  Icaraí I: R\$1.725.390,00  Icaraí II: R\$1.349.095,00</p> <p><b>Estudos, Projetos e Assessoria:</b>  Taíba Águia: R\$187.389,00  Taíba Andorinha: R\$158.966,00  Colônia: R\$175.633,00  Icaraí I: R\$232.298,00  Icaraí II: R\$233.494,00</p> <p><b>Balanco da Usina (BdU):</b>  Taíba Águia: R\$35.941.503,20  Taíba Andorinha: R\$12.478.995,76  Colônia: R\$16.044.423,12  Icaraí I: R\$64.226.799,05  Icaraí II: R\$23.175.277,85</p> <p>❖ <b><u>Custos não elegíveis:</u></b></p>	CL06  OK

Questão da lista de verificação	Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
			<p><b>Custos de direito de passagem:</b>  Taíba Águia: R\$2.342.645,00  Taíba Andorinha: R\$235.960,00  Colônia: R\$17.393,00  Icaraí I: R\$806.402,00  Icaraí II: R\$230.417,00</p> <p><b>Despesas financeiras:</b>  Taíba Águia: R\$1.212.359,77  Taíba Andorinha: R\$638.656,55  Colônia: R\$791.305,85  Icaraí I: R\$1.736.563,13  Icaraí II: R\$1.534.540,54</p> <p><b>Outros custos:</b>  Taíba Águia: R\$5.161.772,00  Taíba Andorinha: R\$2.979.041,00  Colônia: R\$3.807.941,00  Icaraí I: R\$5.839.898,00  Icaraí II: R\$8.695.238,00</p> <p>❖ <b>Dívida/patrimônio líquido:</b></p> <p><b>Empréstimo BNDES</b>  Taíba Águia: 73%  Taíba Andorinha: 74%  Colônia: 74%  Icaraí I: 68%  Icaraí II: 73%</p> <p><b>1. Impostos:</b> Imposto de Renda, Imposto de Renda adicional, PIS/COFINS, CSLL, taxas da ANEEL, TUST, ONS + CCEE</p> <p><b>2. O&amp;M mais custos administrativos:</b>  Para as usinas do complexo eólico de Taíba - R\$ 13,59/MWh, e para as usinas do complexo eólico de Icaraí - R\$10,45 /MWh.</p>	

Questão da lista de verificação	Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
			<p>(Favor observar que dependendo da resposta a SE5 tal deverá ser dividido em diferentes usinas).</p> <p><b>3. Produção de eletricidade:</b>  Taíba Águia: 10MWmédia  Taíba Andorinha: 6MWmédia  Colônia: 8MWmédia  Icaraí I: 13MWmédia  Icaraí II: 18MWmédia  Responda esta juntamente com SE01 e SE02.</p> <p><b>4. Seguro (total de 20 anos):</b>  WPC Taíba – BRL 7.984.710,74; e WPC Icaraí – BRL 9.147.974,64. (Favor observar que dependendo da resposta a SE5 tal deverá ser dividido em diferentes usinas).</p> <p>Multa de Vento:  WPC Taiba – BRL 10.072.579,70  WPC Icaraí – BRL 54.497.567,43  (Favor observar que dependendo da resposta a SE5 tal deverá ser dividido em diferentes usinas).</p> <p>Solicita-se que as PPs forneçam as evidências, de terceiros ou oficiais, utilizadas nos modelos financeiros que cumprem a Diretriz 6 do Relatório EC62, Anexo 5 e que liste as parcelas do investimento total de acordo com as opções acima. As fontes devem ser listadas nas planilhas de análise financeira ou no PDD.</p> <p>As únicas evidências de terceiros já enviadas pelas PP para a avaliação/validação da RINA são:</p> <p><b>5. Tarifa de eletricidade:</b>  Taíba Águia, Andorinha e Colônia: R\$149,90 /18/ /13/  Icaraí I e II: R\$142,00 /18/ /13/</p>	

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
				<p>As tarifas estão corretas, assumindo a decisão de investimento tomada durante ou após a data do leilão.</p> <p><b>6. Engenharia, Montagem do equipamento e Contratos de construção dos parques eólicos:</b> Para WPC Taíba – BRL 45.162.599,00 (Andorinha), BRL 58.066.199,00 (Colônia), BRL 87.301.452,00 (Águia); e para WPC Icarai – BRL 3.873.399,00 (Icarai I), e BRL 148.270.351,00 (Icarai II) /9/.</p> <p>Os contratos EPC estabelecem que os custos do seguro estejam incluídos no preço do contrato e os custos totais de investimento dos contratos EPC (que a RINA compreende como custos realizados) são menores do que os custos apresentados nas planilhas financeiras em ambos os complexos.</p> <p><b>6. Garantia, Operação e Manutenção do Contrato de Parques Eólicos:</b></p> <p>Para WPC Taíba /19/:</p> <p>Anos 1 e 2: BRL 20.000,00 por Aero gerador/ano  Anos 3 a 5: BRL 121.069,58 por Aero gerador/ano  Anos 6 a 10: BRL 136.649,58 por Aero gerador/ano</p> <p>WPC Icarai /19/:</p> <p>Anos 1 e 2: BRL 20.000,00 por Aero gerador/ano  Anos 3 a 5: BRL 124.958,85 por Aero gerador/ano  Anos 6 a10: BRL 140.538,85 por Aero gerador/ano</p> <p>As PPs devem demonstrar que os preços utilizados na análise de investimento são mais conservadores do que os valores reais e, se não inclusos, devem ser incluídos na análise de sensibilidade.</p> <p>Além disso, certificar-se de que planilhas estejam apenas em inglês e que todas as fontes e pressupostos estejam no PDD.</p>	
B.4.4.6	Os valores de entrada usados na análise de investimentos são válidos e aplicáveis no momento da decisão do investimento pelas PP?	/1/ /13/ /15/	RD E	SE02 – Alguns dos valores de entrada análise de investimento, por exemplo, a estimativa de geração de energia (fator de capacidade da usina que parecem vir de CCVE /13/), parecem vir de fontes com data posterior, em comparação com a data de	<del>SE02</del>  OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
		/16/		início do projeto (a data do leilão) e, portanto, pode-se assumir que vem após a data de decisão do investimento. Favor esclarecer esta questão e fornecer evidências para todos os parâmetros utilizados na análise financeira que atendam a Diretriz 6 do Relatório EC 62, Anexo 5 (conforme SE6 acima) e para a data de decisão de investimento.	
B.4.4.7	Quando aplicável, o fator de carga da usina foi definido ex-ante de acordo com a aplicabilidade das diretrizes do CE?	/1/ /13/ /15/ /16/	RD E	SE01 - A fonte do valor estimado de eletricidade líquida que se espera ser fornecida à rede vem dos CCVEs. Os CCVEs em si (cláusulas 5.5 e 7.1) estabelecem que a eletricidade que exceder o valor contratado será paga pela CCEE como uma receita variável de estado. Dado que a eletricidade que excede o valor contratado irá gerar receitas para a atividade de projeto, favor explicar o uso de valores dos CCVEs. Favor explicar também como a referência escolhida cumpre com os requisitos das "Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação de fator de carga de usina" EB48 anexo 11.  Também foi observado que a data da certificação para geração de energia é posterior à autorização da ANEEL e CCVE e que elas são todas posteriores à data de início da atividade de projeto (Ver também em SE6). A equipe de avaliação compreende que o certificado de geração de energia é normalmente usado para o cálculo da energia firmada, que é autorizada pela ANEEL para os leilões. Favor explicar esta questão.	SE01  OK
B.4.4.8	O período da análise de investimentos reflete a operação esperada da atividade de projeto em questão (vida operacional útil)?			Sim, a análise de investimentos é realizada durante um período de 20 anos, que de acordo com as especificações técnicas do fabricante é o tempo de vida operacional dos principais equipamentos /11/.	OK
B.4.4.9	O valor justo dos ativos da atividade de projeto está incluído no final do período de avaliação como um fluxo de caixa do último ano?  O valor justo foi calculado de acordo com as normas contábeis locais disponíveis ou com as melhores práticas internacionais?	/1/ /15/ /16/		SAC03 As PPs indicaram na célula D25 do fluxo de caixa que inserido nos Resultados Líquidos foram incluídos os ativos residuais dos dois complexos, mas não os desdobrou.  A Diretriz 4 do Relatório EC 62, Anexo 5 /6/, estabelece o seguinte:  "O valor real de quaisquer ativos da atividade de projeto, ao final do período de avaliação, deve ser	SAC03  OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
				<p>incluído como entrada de caixa do último ano. O valor real deve ser calculado de acordo com as regulamentações contábeis locais disponíveis ou com as melhores práticas internacionais. Espera-se que tais cálculos do valor real incluam tanto o valor contábil do ativo e a expectativa razoável do potencial de lucro ou perda na realização dos ativos".</p> <p>Solicita-se que as PPs esclareçam quanto do valor residual foi incluído no resultado líquido do fluxo de caixa do último ano de operação. Favor fornecer as referências utilizadas para que a EOD possa verificar se foram efetuadas de acordo com a regulamentação contábil local ou com as melhores práticas internacionais.</p>	
B.4.4.10	O cálculo do imposto de renda leva em conta a depreciação? O ano de depreciação está de acordo com as práticas contábeis habituais do país anfitrião?	/1/ /15/ /16/	RD	<p>Sim, confere. SAC04</p> <p>O cálculo do imposto de renda leva em conta a depreciação e a taxa usada em ambos os fluxos de caixa foi de 2,87% ao ano.</p> <p>No entanto, as PPs não apresentaram nenhuma evidência formal do país anfitrião, que possa confirmar que a taxa de depreciação já é utilizada e que o ano de depreciação está de acordo com as práticas contábeis habituais no país anfitrião.</p> <p>É solicitado às PPs apresentarem à RINA uma evidência oficial de terceira parte que possa confirmar que a taxa de depreciação utilizada nos cálculos é a correta, assim como se o período de tempo aplicado no fluxo de caixa está de acordo com a prática contábil normal no Brasil. Além disso, a explicação deve ser adicionada ao PDD.</p>	SAC04 OK
B.4.4.11	Análise de sensibilidade: os parâmetros fundamentais contribuíram com mais de 20% da receita/custos durante a operação ou implementação serem identificados?	/1/ /15/ /16/	RD	As PPs seguiram o Relatório EC62 anexo 5 e identificou os principais parâmetros que contribuem com mais de 20% da receita/custos durante a implementação da atividade de projeto: preço de energia, produção de energia, investimentos e custos O & M.	OK
B.4.4.11	Análise de sensibilidade: a gama de variações é razoável na atividade de projeto?	/1/ /15/	RD	As PPs consideraram uma variação de $\pm 10\%$ , o que é aceitável, considerando que eles também estão realizando uma	OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
	Os principais parâmetros podem ser alterados para diferentes a categorias de projeto?	/16/		análise do ponto de equilíbrio com outros projetos recentemente registrados (Projeto 5495: A geração de eletricidade a partir de fontes renováveis - Parques Eólicos Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI e Eurus VI). Ver seção B.4.4.12.	
B.4.4.12	Os parâmetros chaves foram variados para atingir o índice de referência e a probabilidade disso acontecer foi justificada como sendo pequena?	/1/ /12/ /13/ /15/ /16/	RD	<p>SAC07:</p> <p><b>Varição na tarifa:</b> As PPs justificaram a variação da tarifa baseado em tarifas observadas no mesmo leilão. Embora isto dê uma ideia da variação das tarifas obtidas neste ano, não dá uma ideia das tendências das tarifas e como esta tendência teria um impacto sobre o ponto de equilíbrio. As PPs também não explicaram como a inflação está sendo tratada e impactaria nas tarifas, uma vez que os CCVEs /13/ preveem correção da tarifa baseada no IPCA.</p> <p><b>Varição na energia gerada:</b> Conforme SE01, SE02 e SE06 a EOD não pôde concluir se o PLF está em conformidade com a Diretriz 6 do Relatório EC 62, Anexo 5 e com "Diretrizes para a emissão de relatórios e validação de fatores de carga de usina" EB48 anexo 11. Além disso, há uma contradição no próprio PDD entre o fator de carga da usina mencionado na análise de sensibilidade (seção B. 5 pág. 11) e seção A.3 que suscita mais dúvidas sobre o PLF aplicado.</p> <p>Fora isto, o PDD na página 11 também menciona que "De acordo com as Regras do Leilão a energia contratada não será alterada ao longo do período do CCVE, não causando nenhum impacto positivo na TIR se o projeto produzir mais energia do que o esperado." Com relação a esta declaração, a EOD fez a seguinte constatação:</p> <p>Como estabelecido em SE01 os próprios CCVEs (cláusulas 5.5 e 7.1) afirmam que a eletricidade que exceder o valor contratado será pago pela CCEE como receita variável. O PDD não menciona como essa eletricidade que excede o valor contratado (e que vai gerar receitas para a atividade do projeto) está sendo tratada. Além disso, não há nenhuma menção das incertezas associadas com a geração de energia elétrica estimada e como isso afetaria o ponto de equilíbrio. Embora os certificados eólicos apresentados a RINA /12/ sejam posteriores</p>	SAC07  OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
				<p>à data de início do projeto, mencionado no PDD versão 1, eles indicam incertezas de 12,33% para as usinas de Taíba e 12,47% para as usinas de Icarai. Considerando-se que o PDD versão 1 afirma que o índice de referência seria alcançado com um aumento na geração de energia elétrica de 13,3% e 19,6% para Taíba e Icarai, respectivamente, esta informação, à luz das informações dos CCVEs acima citados e da questão da adequação da fonte do PLF utilizado pelas PP e levantada em SE01, SE02 e SE06, tem de ser considerada na análise de sensibilidade.</p> <p><b>Variação dos custos de investimento:</b> A argumentação de que aproximadamente 60% do valor dos custos de investimento foram devido aos geradores e que isto já estava contratado não é válida, pois os valores relatados para atingir o ponto de equilíbrio de Taíba e Icarai são -12,7% e -19,1%, respectivamente, o que é muito menos do que 40%. No entanto, isto também está nas pendências SE06 e SE02, para que a EOD possa entender os custos estimados no momento da tomada de decisão, o desmembramento dos custos nas planilhas financeiras e suas fontes e o relacionamento destes com os custos realizados em, por exemplo, nos contratos do EPC e outras referências apresentada à RINA, e a percentagem que estes representam do total dos custos de investimento, as PPs devem procurar responder a estas questões neste SE, em relação à análise de sensibilidade e ainda explicar isto, também, no PDD.</p> <p><b>Variação de custos O &amp; M:</b> Os cálculos mostraram que, mesmo que este custo fosse zero o projeto não atingiria o índice de referência. Isto será revisto de novo quando SE06 for respondida.</p>	
<b>B.4.5 Análise de barreiras</b>					
B.4.5.1	As barreiras identificadas são complementares a uma análise de investimento potencial?	/1/	RD	N / A as PPs não fizeram uso de barreiras para demonstrar a adicionalidade. Isto está de acordo com a Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade versão 06.1.0.	OK
B.4.5.2	Como as barreiras de investimento foram analisadas como reais?	/1/	RD	N/A	OK

Questão da lista de verificação	Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
	/1/	RD	N/A	OK
B.4.5.3	/1/	RD	N/A	OK
B.4.5.4	/1/	RD	N/A	OK
B.4.5.5	/1/	RD	N/A	OK
B.4.5.6	/1/	RD	N/A	OK
B.4.5.7	/1/	RD	N/A	OK
B.4.5.8	/1/	RD	N/A	OK
<b>B.4.6 Análise de prática comum</b>				
B.4.6.1	/1/ /5/ /13/ /14/	RD	Sim. A medida do projeto reconhecida no meio consiste na troca de tecnologia com a mudança da fonte de energia (uso de fontes renováveis para a geração de energia elétrica, substituindo o uso de combustíveis fósseis).	OK
B.4.6.2		RD	Pendência SAC08	Pendência SAC08 OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
B.4.6.3	A área geográfica aplicável está em conformidade com a definição das diretrizes do CE?	/1/ /22/	RD	Sim, o PDD afirma que a área geográfica aplicável é o país anfitrião inteiro. Isto está em conformidade com as "Diretrizes para Prática comum", versão 2.	OK
B.4.6.4	Quantos projetos semelhantes, que não MDL, existem na região do escopo? (descreva como os passos da ferramenta de adicionalidade foram usados)	/1/		<p>SAC08 Favor observar que a versão 2 é a última versão das "Diretrizes sobre práticas comuns".</p> <p>Passo 1 da análise de Prática Comum tem a pendência SE5, mas também inclui na análise de prática comum do PDD a referência exata da ANEEL, onde foi obtido o dado bruto da análise de prática comum.</p> <p>Fornecer uma folha de cálculo separada com a análise do dado bruto para chegar à faixa de saída das usinas (na verdade, todos os outros passos da análise de prática comum realizados pelas PPs deveriam ser auditados desta forma), ou incluir isto no PDD.</p> <p>Passo 2: Explicar como os dados na etapa 1 foram filtrados para atenderem às condições a) a f) do passo 2 das "Diretrizes sobre práticas comuns", versão 2, de forma que a EOD possa verificar se a análise está correta (ou seja, data de início de operação das amostras de usinas etc.)</p> <p>Passo 3 das "Diretrizes sobre práticas comuns", versão 2 não é descrito.</p> <p>Passo 4 Favor observar que este passo é uma análise de usinas com diferente tecnologia e não tecnologia semelhante, como está implícito no início da análise no PDD versão 1.</p> <p>Além disto, inserir no PDD a fonte exata da informação de cada item, em cada ano, na tabela 7 e estabelecer a qual item (do à ao e) do parágrafo 4 se aplica a informação. Explicar também, que usinas da análise do passo 3 estão na categoria post 2004 (todas as 11 usinas? Por quê?) Das usinas remanescentes, o que parece ser todas as 11, fornecer evidência que foram todas PROINFA e explicar porque o benefício não está disponível ou acessível para atividade do projeto. Em seguida prosseguir nos passos subsequentes das "Diretrizes sobre práticas comuns", versão 2</p>	SAC08  OK
B.4.6.5	Qual(is) é(são) a(s) fonte(s) de dados usada(s) para a	/1/	RD	Ver SAC08 acima	Pendênc

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
	análise de prática comum?				ia SAC08 OK
<b>B.4.7 Conclusão</b>					
B.4.7.1	Qual é a conclusão no que diz respeito à adicionalidade da atividade do projeto?	/1/	RD	Pendência nas SEs e SACs acima, na seção B.4 do protocolo.	Pendência ia SACs e SEs na seção B.4 OK
<b>B.5 Algoritmos e/ou fórmulas utilizadas para determinar redução de emissões</b>					
<b>B.5.1 Emissões de linha de base</b>					
B.5.1.1	Os passos e fórmulas, aplicados para calcular as emissões de linha de base, estão em conformidade com os requisitos da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada?	/1/ /10/ /12/ /13/ /23/ /24/	RD	Os passos e as equações aplicadas para calcular as emissões de linha de base estão em conformidade com os requisitos da metodologia de linha de base e monitoramento.  De acordo com a metodologia aplicada (ACM0002 versão 13.0.0), emissões da linha de base são calculadas conforme indicado abaixo:  $BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid, CM,y}$  $EF_{grid, CM,y}$ é estimada usando os últimos dados calculados e publicados pela AND brasileira, de acordo com a última versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". A RINA checkou os valores no site da AND brasileira /23/ e confirmou que estão corretos.  No entanto, a estimativa de $EG_{PJ,y}$ tem as pendências SE01, SE02 e SE06.	Pendência ia SE01 SE02 SE06  OK
B.5.1.2	Premissas conservadoras foram utilizadas no cálculo das emissões de linha de base e as estimativas incertas foram devidamente tratadas?  Todos os valores utilizados no PDD foram considerados razoáveis no contexto da atividade de projeto proposta?	/1/ /10/ /12/ /13/ /23/ /24/	RD	Em relação à conservação: as estimativas são razoáveis em termos de cálculos ERs, pois os dois parâmetros dos cálculos iniciais serão monitorados durante o período de creditação. No entanto, foram abertas SE01, SE02 e SE06 porque a RINA não pode confirmar ainda se as estimativas de $EG_{PJ,y}$ são conservadoras em termos de análise financeira. Com relação à incerteza da estimativa de $EG_{PJ,y}$ ver SAC07.	Pendência ia SE01 SE02 SE06 SAC07 OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
B.5.1.3	Emissões da linha de base estimadas (em caso de aplicação de diferentes componentes, favor torná-los transparentes).	/1/ /10/ /12/ /13/ /23/ /24/	RD	Pendência SE01, SE02, SE06, SAC07	Pendência SE04 SE02 SE06 SAC07 OK
<b>B.5.2 Emissões do projeto</b>					
B.5.2.1	Os passos e fórmulas, aplicados para calcular as emissões de linha de base, estão em conformidade com os requisitos da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada? Todos os valores utilizados no PDD são considerados razoáveis no contexto da atividade de projeto proposta?	/1/ /5/ /24/	RD	De acordo com a metodologia aplicada emissões do projeto não se aplicam a centrais eólicas.	OK
B.5.2.2	Premissas conservadoras foram utilizadas para calcular as emissões do projeto e as estimativas incertas foram devidamente tratadas?	/1/ /5/ /24/	RD	N/A	OK
B.5.2.3	Emissões estimadas de projeto	/1/ /5/ /24/	RD	N/A	OK
<b>B.5.3 Fuga</b>					
B.5.3.1	Os passos e as equações utilizados para o cálculo da fuga estão de acordo com os requisitos da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada? Todos os valores utilizados na CPA foram considerados razoáveis no contexto da atividade de projeto proposta?	/1/ /5/ /24/	RD	De acordo com a metodologia aplicada emissões de fuga podem ser negligenciada	OK
B.5.3.2	Premissas conservadoras foram utilizadas para calcular fugas e as estimativas incertas foram devidamente tratadas?	/1/ /5/ /24/	RD	N/A	OK
B.5.3.3	Fuga estimada	/1/ /5/ /24/	RD	N/A	OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
<b>B.5.4 Redução de emissões</b>					
B.5.4.1	A metodologia foi corretamente aplicada para calcular a redução de emissões e isso pode ser replicado pelos dados fornecidos no PDD e arquivos de suporte a serem apresentados para registro?	/1/ /5/ /24/	RD	A Metodologia tem sido aplicada corretamente para calcular as reduções de emissões e os cálculos podem ser replicados pelos dados fornecidos pelo PDD e dar suporte a arquivos que serão submetidos a registro.	OK
B.5.4.2	Todos os pressupostos e dados usados pelos participantes do projeto estão listados no PDD, incluindo as suas referências e fontes?	/1/ /10/ /12/ /13/ /23/ /24/	RD	Pendência SE06	Pendência SE06  OK
B.5.4.3	Toda a documentação utilizada pelos participantes do projeto, como base para pressupostos e fonte de dados, está citada e interpretada no PDD?	/1/ /10/ /12/ /13/ /23/ /24/	RD	Pendência SE06 no parâmetro $EG_{P,J,y}$	Pendência SE06 OK
B.5.4.4	Redução de emissões estimadas	/1/ /10/ /12/ /13/ /23/ /24/	RD	Pendência SE01, SE02, SE06	Pendência SE01 SE02 SE06 OK
<b>B.6 Plano de monitoramento</b>					
<b>B.6.1 Parâmetros ex-ante</b>					
B.6.1.1	O plano de monitoramento contém a lista de todos os parâmetros requisitados pela metodologia aprovada e pela ferramenta metodológica aplicada?	/1/	RD	Sim, apenas dois parâmetros determinados ex-ante $W_{BM}$ ex-ante que é 25% e $W_{OM}$ que é 75%.	OK
B.6.1.2	Como os parâmetros foram disponibilizados na verificação de validação?	/1/	RD	Foram verificadas segundo a Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade, versão 2.2.1	OK
B.6.1.3	Quais dados padrões foram selecionados e aplicados?	/1/	RD	Ver B.6.1.1	OK
B.6.1.4	Os valores utilizados no PDD foram considerados razoáveis no contexto da atividade do projeto?	/1/	RD	Sim	OK
<b>B.6.2 Parâmetros ex-post</b>					

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
B.6.2.1	O plano de monitoramento, descrito no PDD, está em conformidade com os requisitos da metodologia e com ferramenta metodológica aplicada?	/1/	RD	SAC12 O Plano de Monitoramento descreve que a eletricidade distribuída para uma rede será medida continuamente e finalmente registrada mensalmente, de acordo com a metodologia aplicada. No entanto, não estabelece que também vá se medir a quantidade de energia liberada pelo projeto, se este for o caso. Além disto, se $EGPJ,y = EGfacility,y$ não foi compreendido porque nas atividades de projeto Greenfield as PPs utilizaram ambos os parâmetros. Favor descrever também a precisão da métrica que será utilizada e como o PP garante a adequação da frequência de calibragem (que norma ou padrão será usada). No entanto, desde que não será possível verificar a eletricidade liberada para a rede com nota fiscal de venda, favor esclarecer com que tipo de registros de venda de eletricidade isto será checado. Em relação aos parâmetros utilizados para o cálculo da EF, o plano de monitoramento não indica a fonte de dados e os valores aplicados nos cálculos ex-ante.	SAC12  OK
B.6.2.2	O plano de monitoramento contém todos os parâmetros necessários e são claramente descritos?	/1/	RD	Ver B.6.2.1	Pendência SAC12 OK
B.6.2.3	O equipamento de medição foi descrito? A precisão do equipamento de medição foi abordada e considerada adequada? Os requisitos para a manutenção e calibração de equipamentos de medição estão descritos e foram considerados adequados?	/1/	RD	Ver B.6.2.1	Pendência SAC12  OK
B.6.2.4	O monitoramento e a frequência de registro são adequados para todos os parâmetros de monitoramento? Estão de acordo com a metodologia de monitoramento?	/1/	RD	Ver B.6.2.1	Pendência SAC12 OK
B.6.2.6	Como foi avaliado que os mecanismos de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto? Favor confirmar a capacidade dos participantes do projeto para implementarem o plano de monitoramento descrito.	/1/	RD	Ver B.6.2.1	Pendência SAC12  OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
<b>B.6.3 Controle do Gerenciamento/Qualidade e da Segurança/Qualidade</b>					
B.6.3.1	Foram identificados procedimentos para registros de manutenção de dados no dia-a-dia (incluindo quais registros devem ser mantidos, área de armazenamento de registros e como processar a documentação do desempenho)?	/1/	RD	SAC13 O plano de monitoramento no PDD versão 1 não parece identificar procedimentos de registros ocorridos no dia-a-dia (isto é, quais registros devem ser mantidos, a duração do período que devem ser mantidos tais registros). Favor adicionar tais informações ao plano de monitoramento.	SAC13 OK
B.6.3.2	A gestão de dados, a garantia da qualidade e os procedimentos de controle de qualidade são suficientes para assegurar que as reduções de emissões obtidas por/resultante do projeto podem ser relatadas <i>ex post</i> e verificadas?	/1/	RD	Ver B.6.3.1	Pendência SAC13 OK
B.6.3.3	Todos os dados monitorados necessários para a verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o término do período de creditação ou da última emissão de RCEs, para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tarde?	/1/	RD	Ver B.6.3.1	Pendência SAC13 OK
<b>C.1 Período de creditação</b>					
C.1.1	Qual é a expectativa de data inicial de creditação da proposta atividade de projeto? O período de creditação começa oito semanas após o pedido de registro?	/1/	RD	31/12/2012 ou o Registro do PDD (o que ocorrer mais tarde)	OK
C.1.2	Qual a duração do período de creditação? Ele está claramente definido e é razoável?	/1/	RD	7 anos do período de creditação renovável SE07 – Favor explicar como atividade de projeto espera ter 7 anos do período de creditação renovável, quando a vida útil operacional do equipamento principal tem a expectativa de 20 anos.	SE07 OK
<b>D.1 Impactos ambientais</b>					
D.1.1	Foi feita uma análise dos impactos ambientais da atividade de projeto? Está claramente e suficientemente descrita no PDD?	/1/	RD	SAC14 – O PDD não descreve a análise de impacto ambiental do EIA, não relata as licenças emitidas pela SEMACE e se a emissão destas era dependente da aprovação do EIA.	SAC14 OK
D.1.3	A análise de impactos ambientais é requerida pela legislação do país anfitrião? Caso afirmativo, o EIA foi aprovado pelo governo local? A aprovação contém alguma condição que necessite de monitoramento?	/1/ /14/	RD	Das licenças apresentadas à RINA é possível ver que a SEMACE solicitou um EIA para as PPs, portanto, da SAC14 acima.	Pendência SAC14 OK
D.1.4	O projeto está de acordo com a atual legislação ambiental vigente no país anfitrião?	/1/ /14/	RD	O projeto teve as licenças ambientais de instalação emitidas.	OK
D.1.5	O monitoramento dos indicadores de	/1/	RD	SEMACE é o órgão regulador e como tal a autoridade	OK

Questão da lista de verificação		Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
	desenvolvimento sustentável e impactos ambientais estão garantidos pela legislação do país anfitrião?	/14/		competente para verificar se o desenvolvimento sustentável e os impactos ambientais estão sendo monitorados. SEMACE não irá emitir licenças ambientais se for necessário monitoramento enquanto o EIA não tenha sido concluído.	
D.1.6	Os indicadores de desenvolvimento sustentável estão de acordo com as prioridades estabelecidas pelo país anfitrião?	/1/ /14/	RD	SEMACE é o órgão regulador e como tal a autoridade competente para verificar se o desenvolvimento sustentável e os impactos ambientais estão sendo monitorados. SEMACE não irá emitir licenças ambientais se for necessário monitoramento enquanto o EIA não tenha sido concluído.	OK
<b>E.1 Consulta aos atores locais</b>					
E.1.1	Os atores foram convidadas para dar comentários pelas PP antes da publicação do PDD no site da CQNUMC?	/1/	RD	SAC15 – O PDD não estabelece: 1) Os convites foram enviados para a consulta das partes interessadas locais, no entanto, as RAs sugerem que estes não foram enviados para as partes interessadas locais 15 dias antes do início do processo de validação, conforme exigido pela Resolução N ° 7 da AND brasileiro. 2) Se a carta foi enviada para as autoridades ambientais locais e associações locais. A RINA também não recebeu os comprovantes de que os convites foram enviados a eles. No entanto, a RINA não recebeu uma cópia da carta enviada às partes interessadas locais, de forma a validar se seu conteúdo, de acordo com a Resolução N ° 7.	SAC15  OK
E.1.2	As partes interessadas convidadas podem ser consideradas como valor agregado ao comentar a atividade de projeto proposta?	/1/	RD	Ver E. 1.1	Pendênc ia SAC15 OK
E.1.3	O sumário de comentários recebidos das partes interessadas foi fornecido pelo PPD completo?	/1/	RD	Ver E. 1.1	Pendênc ia SAC15 OK
E.1.4	Os comentários recebidos foram levados em conta pelos participantes do projeto?	/1/	RD	Ver E. 1.1	Pendênc ia SAC15 OK
E.1.5	Se um processo de consulta às partes interessadas	/1/	RD	Ver E. 1.1	Pendênc

Questão da lista de verificação	Referência	MoV <sup>1</sup>	Comentários	Conclusão
for requerido pelos regulamentos/leis do país anfitrião, o processo de consulta às partes interessadas foi realizado em conformidade com os regulamentos/leis?				ia SAC15 OK

### TABELA 3 RESOLUÇÃO DAS SOLICITAÇÕES DE AÇÃO CORRETIVA E DE ESCLARECIMENTO

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>SAC 1-</p> <p>O PDD versão 1 estabelece que a Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 6.0.0, está sendo usada.</p> <p>A última versão da ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade deve ser utilizada.</p> <p>Favor verificar também e corrigir outras ferramentas e diretrizes de acordo com as versões mais recentes (isto é, Diretrizes sobre a prática comum etc.).</p>	B.4.1	<p>O PDD, versão 2, foi atualizado considerando-se as últimas versões aprovadas 'metodologias/ferramentas utilizadas. Também foram adicionada as "Diretrizes para Prática comum", versão 2.</p> <p>10/04/2013</p> <p>A seção B. 1 foi revista para incluir a versão 3.0.0 "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de energia elétrica".</p> <p>E a seção B. 2 também foi revista, para incluir as condições de aplicabilidade, devidas à solicitação deste SAC.</p> <p>Não há nenhuma geração de eletricidade proveniente de fontes de biocombustível na rede nacional e nenhum outro impacto sobre o PDD foi relevante devido à <u>mudança</u> de versão da ferramenta.</p>	<p>A versão incorreta da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de energia elétrica" permanece. Dada as incertezas em relação ao período de tempo para receber a CA, após o relatório de validação ser emitido pela AND brasileira, favor corrigir isto e aplicar a quaisquer alterações necessárias (ou seja, explicar o tratamento dos biocombustíveis e listar no PDD como são atendidos todos os critérios de aplicabilidade da "Ferramenta").</p> <p>SAC01 permanece aberta.</p> <p>19/04/2013</p> <p>A equipe de validação checkou as mudanças da seção B. 1 e B. 2 e a versão da Ferramenta para calcular o fator de emissão de sistema de eletricidade agora foi corrigida para a versão mais recente 03.0.0. O PDD estabelece agora também como a atividade de projeto está em conformidade com as condições de aplicabilidade da "Ferramenta". Nenhuma</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			mudança no cálculo do EF, CM foi necessária com a mudança da versão 2.2.1 para versão 03.0.0 da Ferramenta. SAC01 está encerrada.
<p>SAC02 – Como uma nova atividade de projeto com data de início após 02/08/2012 e com o PDD publicado em 27/07/2012, após a alegada data de início do projeto (14/12/2009), os PPs deveriam ter notificado a CQNUMC e a AND brasileira sobre o início de uma nova atividade de projeto no prazo de 180 dias, a partir da data de início da atividade do projeto. O PDD versão 1 estabelece que a notificação foi realizada, tanto para a CQNUMC quanto para a AND brasileira, em 14/06/2010. Isto significa que a notificação foi realizada 182 dias depois da data de início do projeto. Além disso, a data da notificação relatada no site da CQNUMC (<a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notificatio ns/index_html">http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notificatio ns/index_html</a>) é 01/06/2012 e o PP não apresentou qualquer evidência da notificação ter sido recebida pela AND brasileira. Observar também que no PDD versão 1, página 16, o PP menciona que o contrato com o fornecedor de equipamento data de 01/04/2011 enquanto que a evidência fornecida pelo PP mostra que o contrato EPC com a Suzlon é de 21/12/2011. Esta SAC também é uma pendência de resolução da SE04.</p>	B.4.3.2	<p>Data de início do projeto foi corrigida para 21/12/2011 (contrato com o fornecedor do equipamento), uma vez que esta é a data mais antiga na qual começou a construção da atividade de projeto MDL. A data também foi corrigida na tabela 08 – cronograma de eventos significativos.</p> <p>A notificação da consideração anterior (AND) foi corrigida, de acordo com a data de recebimento da carta pela AND. (16/06/2010).</p> <p>Considerando a tabela 08 – cronograma de eventos significativos, fornecida pelo PDD versão 02, a atividade do projeto atende aos requisitos de MDL, uma vez que a realização da notificação de progresso foi feita dentro do espaço de 2 anos após a primeira notificação da CQNUMC e da AND.</p> <p>Observe que, na primeira notificação a atividade de projeto foi intitulada como "Projeto de usinas eólicas" e na notificação de progresso o título foi mudado para "Projeto Energio de Usinas eólicas", que é o atual título da atividade do projeto.</p> <p>10/04/2013</p>	<p>Em relação à mudança de data de início, está pendente de resposta às questões levantadas na SE04.</p> <p>Em relação à notificação enviada à AND brasileira e à CQNUMC:</p> <p>Mesmo mudando a data de início para 21/12/2011, a data na qual o contrato com o fornecedor do equipamento Suzlon foi assinado /09/, a data de início da atividade de projeto é, ainda, depois de 2 de agosto de 2008 e o PDD não foi publicado por GSC antes da data de início do projeto para que as notificações pudessem ter sido realizadas.</p> <p>A equipe de validação examinou a carta da AND brasileira, confirmando a recepção da documentação enviada em 16/06/2010, sobre a notificação do projeto de geração de energia eólica (Parques eólicos Taíba Águia, Taíba Andorinha, Colônia, e Icarai II), do projeto em português "Projeto Energio d usinas eólicas" (Taíba Águia, Taíba Andorinha, Colônia, Icarai eu e Icarai II)", com a data de 17/06/2010 /26/. Esta carta mostra que a AND brasileira foi notificada sobre a atividade de projeto antes de 21/12/2011, data de começo do projeto indicada no PDD versão 2.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>Favor consultar SE04 para a questão de data inicial.</p> <p>Favor observar que a notificação das intenções do projeto à CQNUMC aconteceu 182 dias depois do CCVE. Naquele momento, o VVM não estava disponível, assim, utilizou-se a ferramenta apropriada e ela diz claramente que "seis meses" e não de 180 dias, o que o PP considerou como algo entre 182 e 183 dias. E, esse requisito estaria satisfeito, ainda que a data de início tivesse sido mudada para a do contrato EPC.</p> <p>A cópia do e-mail enviado para a CQNUMC, com o arquivo anexo, com informações sobre o projeto foi disponibilizada para avaliação da EOD.</p> <p>15/05/2013</p> <p>A cópia do e-mail enviado a CQNUMC em 14/06/2010 e seu respectivo anexo nomeando o projeto e cada WPP foi enviada para a EOD como evidência.</p> <p>14/07/2013</p> <p>O PP encaminhou novamente o e-mail enviado pelo Sr. Paulo Tabah para a CQNUMC em 14/06/2010, como uma tela das propriedades do anexo, demonstrando que a última modificação no arquivo foi feita em 14/06/2010, provando assim que ele não foi</p>	<p>Em relação à notificação inicial, mencionada no PDD versão 2, página 17, e realizada em 14/06/2010 para a CQNUMC (ver link <a href="http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html?s40">http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html?s40</a>), a EOD não foi capaz de verificar se isto realmente se relaciona com a notificação inicial do mesmo projeto, por causa do nome diferente dado à atividade de projeto no link acima ("Projeto Eólico") e porque na página do site da CQNUMC, nenhuma informação adicional é dada sobre o projeto. Solicita-se que o PP forneça à EOD a comunicação - incluindo quaisquer formulários anexo - trocada entre eles e o secretariado, sobre notificação inicial e notificação de progresso realizada em 01/06/2012 (que também não foi possível verificar a partir do site da CQNUMC, se se tratava de uma notificação de progresso de um projeto já notificado), de forma que a equipe de validação possa verificar que eles na verdade se referem ao mesmo projeto, que eles se referem à notificação inicial e notificação de progresso, como foi afirmado no PDD versão 2.</p> <p>SAC 2 permanece em aberto.</p> <p>19/04/2013</p> <p>Nenhuma cópia do e-mail foi recebida assim a questão, em relação à notificação da CQNUMC, permanece sem resposta.</p> <p>SAC 02 permanece em aberto.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>modificado ultimamente. Além disso, o PP demonstrou para a EOD, no site da CQNUMC, onde está uma consideração prévia de projeto de energia eólica enviada pela Energio (PP) em 14/06/2010.</p> <p>Em 01/06/2012 outro e-mail foi enviado para a EOD, e também publicado no site da CQNUMC, sobre a consideração prévia. E este SIM foi sobre o progresso feito e esta era a intenção, conforme descrito na tabela 08 do PDD seção B. 5. A cópia do formulário F-CDM-PC preenchido e assinado por Leandro Janke da Ambio (PP) e a tela, mostrando que a última modificação do arquivo foi em 01/06/2012, foram enviados mais uma vez para a EOD.</p> <p>Isto considerado, o PP demonstrou que a consideração prévia foi enviada em 2010 e quase 2 anos mais tarde, os progressos também foram enviados para a CQNUMC. A tela das propriedades de arquivos e informações publicadas na página de consideração prévia no âmbito da CQNUMC demonstrou que a EOD está satisfeita, pois não foi apresentada nenhuma contradição.</p>	<p>03/07/2013</p> <p>1) O PP não enviou a troca de e-mails de notificação realizadas em 01/06/2012 pela Energio Nordeste Energias Renováveis S.A. assim não se pode dizer que isto seja apenas sobre o progresso realizado.</p> <p>2) O time de auditoria ainda não está certo de que o formulário enviado separadamente dos e-mails seja o enviado no e-mail de 14/06/2010 à CQNUMC.</p> <p>SAC 2 permanece em aberto.</p> <p>15/07/2013</p> <p>O e-mail foi fornecido pelos participantes do projeto. Está relacionado com a notificação enviada à CQNUMC em 14/06/2012. Ambas as notificações, com datas de 14/06/2012 e 01/06/2012 descrevem claramente a mesma atividade de projeto.</p> <p>Esta SAC está encerrada.</p>
<p>SAC03 O PP indicou na célula D25 do fluxo de caixa que inserido nos Resultados Líquidos estão inclusos os ativos residuais dos dois complexos, mas não os desdobrou.</p> <p>A Diretriz 4 do Relatório EB 62, Anexo 5, /6/,</p>	B.4.4.9	<p>Ambas as planilhas de análise financeira (Icarai e Taiba) foram revistas, considerando que o valor residual é somente aplicável em casos onde o período de fluxo de caixa é menor que o tempo operacional dos equipamentos.</p>	<p>O PP esqueceu que qualquer ativo tangível tem, no final de sua vida útil, ao menos, um valor de sucata.</p> <p>Não é possível que ao final de sua vida operacional de 20 anos estes</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>estabelece o seguinte:</p> <p>"O valor real de quaisquer ativos da atividade de projeto, ao final do período de avaliação, deve ser incluído como entrada de caixa do último ano. O valor real deve ser calculado de acordo com as regulamentações contábeis locais disponíveis ou com as melhores práticas internacionais. Espera-se que tais cálculos do valor real incluam tanto o valor contábil do ativo e a expectativa razoável do potencial de lucro ou perda na realização dos ativos".</p> <p>Solicita-se que o PP esclareça quanto do valor residual foi incluído no resultado líquido do fluxo de caixa do último ano de operação. Favor fornecer as referências utilizadas para que a EOD possa verificar se foram efetuadas de acordo com a regulamentação contábil local ou com as melhores práticas internacionais</p>		<p>Assim, de acordo com o fabricante de equipamento, o tempo de vida operacional estimado para as turbinas eólicas é de 20 anos (ou seja, mesmo período do fluxo de caixa) o valor residual / valor real não precisa estar presente no fluxo de caixa da análise financeira.</p> <p>10/04/2013</p> <p>A vida útil do equipamento é de 20 anos, que é mesmo período da avaliação financeira. O PP considerou como valor residual o valor restante, considerando a depreciação de 5% ao ano, resultante do valor zero restante.</p> <p>Esse valor pode ser considerado uma medida conservadora, uma vez que o custo de descomissionamento é maior do que o valor contido do material.</p> <p>Favor consultar como referência os links abaixo:</p> <p><a href="http://www.awawindprojects.com/?p=13">http://www.awawindprojects.com/?p=13</a></p> <p><a href="http://www.horizonwindfarms.com/northeast-region/documents/under-dev/marble-river/deis/Appendix%20C%20Decommissioning%20Plan.pdf">http://www.horizonwindfarms.com/northeast-region/documents/under-dev/marble-river/deis/Appendix%20C%20Decommissioning%20Plan.pdf</a></p> <p><a href="http://www.uaf.edu/acep/alaska-wind-diesel-applic/wind-diesel-best-practice-1/23.-Cap-14.pdf">http://www.uaf.edu/acep/alaska-wind-diesel-applic/wind-diesel-best-practice-1/23.-Cap-14.pdf</a></p>	<p>dispendiosos equipamentos do parque eólico sejam enviados para um aterro sanitário ou mesmo doados para um ferro-velho, depois da desmontagem. Provavelmente, como recomenda a boa prática administrativa, eles serão vendidos para uma empresa de reciclagem ou algo parecido.</p> <p>A Diretriz 4 do Relatório EB 62 menciona, na primeira coluna à esquerda de suas 6 últimas linhas, o seguinte:</p> <p>"... Espera-se que tais cálculos de valor real incluam tanto o valor contabilístico do ativo e quanto a expectativa razoável do lucro ou perda potencial da realização dos ativos".</p> <p>Solicita-se que o PP esclareça quanto do valor residual foi incluído nos resultados líquidos do fluxo de caixa no ano anterior de tempo de operação.</p> <p>Para esclarecer os valores de sucata dos equipamentos, o PP é solicitado a fornecer uma fonte/evidência reconhecida para calcular o valor de sucata possível, que pode ser, por exemplo, uma Associação Internacional de Avaliadores, ou algum profissional laureado.</p> <p>SAC 03 permanece em aberto</p> <p>26/04/2013</p> <p>Além de fornecer explicações sobre a</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>utilização de uma taxa de depreciação de 5% ao longo de 20 anos de fluxo de caixa, na tabela com o mesmo nome inserido na planilha intitulada "Financeiro", o PP forneceu as fontes nas quais a EOD ficou convencida de que o valor de sucata do equipamento deve ser inferior ao de desmontagem do equipamento. A EOD valida o procedimento que pode ser considerado como uma medida conservadora.</p> <p>SAC03 encerrada</p>
<p><b>SAC04</b> O cálculo do imposto de renda leva em conta a depreciação e a taxa usada, em ambos os fluxos de caixa, foi de 2,87% ao ano.</p> <p>No entanto, o PP não apresentou nenhuma evidência formal do país anfitrião que possa confirmar que a taxa de depreciação já estava sendo utilizada e que o ano de depreciação está de acordo com as práticas contábeis habituais do país anfitrião.</p> <p>É solicitado ao PP apresentar à RINA uma evidência oficial de terceira parte que possa confirmar que a taxa de depreciação utilizada nos cálculos é a correta, assim como se o período de tempo aplicado no fluxo de caixa está de acordo com a prática contábil normal no Brasil.</p>	B.4.4.10	<p>A taxa de depreciação foi revista para 5% por ano, considerando os valores de depreciação de turbinas eólicas sugeridos por uma terceira parte (ANEEL).</p> <p>Conforme as “Diretrizes para avaliação da análise de investimentos” versão 05 a depreciação é adicionada de volta ao lucro líquido para calcular a TIR do projeto.</p> <p>Uma vez que o tempo de vida operacional da atividade de projeto e o CCVE de 20 anos, a prática usual de contabilidade no Brasil é de considerar a depreciação durante o mesmo período.</p> <p>Uma vez que o tempo de vida operacional da atividade de projeto e o CCVE são de 20 anos, a prática usual de contabilidade no Brasil é de considerar a depreciação durante o mesmo período.</p>	<p>O PP forneceu o arquivo “22-ANEEL Depreciation, page 7.pdf” como evidência da taxa de depreciação.</p> <p>Ao mesmo tempo, a diretriz 5 do Relatório EB62 anexo 5, versão 5, afirma que: "depreciação e outros itens não contabilizados relacionados à atividade de projeto, que foram deduzidos na estimativa de lucro bruto sobre a qual foi calculado o imposto, deveriam ser colocado de volta em lucros líquidos, para efeito de cálculo do indicador financeiro (por exemplo, TIR, NPV).</p> <p>A RINA afirma que o PP agiu corretamente incluindo depreciação ao longo do fluxo de caixa, como é habitual nas práticas contábeis do Brasil.</p> <p>Favor fornecer apenas evidências de que a página enviada é uma publicação da ANEEL e evidência da data de publicação.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>10/04/2013</p> <p>Favor acessar a resolução 367/2009 da ANEEL, publicada em 02/06/2009 e disponível no site da ANEEL: <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2.pdf</a>.</p>	<p>SAC04 permanece aberta.</p> <p>26/04/2013</p> <p>A resolução da ANEEL 267/2009, na verdade, fornece a informação de que a taxa de depreciação a ser aplicada para turbinas eólicas no país anfitrião é de fato 5%por ano.</p> <p>SAC04 encerrada</p>
<p>SAC05 - A Taxa Interna de Retorno (TIR) foi o indicador financeiro utilizado. No entanto, o PP deveria deixar claro no PDD se a TIR de patrimônio líquido ou a TIR do Projeto estão sendo usados. Esclarecer também como a análise financeira está em conformidade com os parágrafos 9 a 11 das "Diretrizes para avaliação da análise de investimentos" versão 05</p>	<p>B.4.4.2</p>	<p>O indicador financeiro utilizado é a TIR do projeto, o PDD foi revisado para esclarecer a medida utilizada.</p> <p>Sobre os parágrafos 9 a 11 "Diretrizes para avaliação da análise de investimentos" versão 05 são fornecidos os seguintes esclarecimentos:</p> <p>Parágrafo 9: O custo do financiamento das despesas não está incluído no cálculo da TIR do projeto;</p> <p>Parágrafo 10: Não aplicável, uma vez que foi usado a TIR do projeto;</p> <p>Parágrafo 11: Não aplicável, uma vez que não foi usada uma taxa de referência posterior.</p> <p>10/04/2013</p> <p>As despesas financeiras não foram consideradas na análise financeira, o</p>	<p>Se a TIR do projeto foi usado esclarecer porque foram incluídas despesas financeiras no fluxo de caixa.</p> <p>SAC05 ainda em aberto</p> <p>26/04/2013</p> <p>O PP, na verdade, mudou o nome da parcela considerada na célula B22 da tabela "Investimento" da última versão da planilha "financeiro", de "despesas financeiras" para "despesas pré-investimento". Esta ação esclarece a dúvida sobre se esta parcela considerada era algum pagamento de juros ou apenas despesas usadas como garantia para permitir que o PP recebesse da instituição financeira (Banco do Brasil) o empréstimo solicitado.</p> <p>A EOD valida o processo, uma vez que esta mudança de nome do pacote mencionado evitará interpretações</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>nome do item foi alterado para "despesas pré-investimento", para evitar interpretações erradas.</p> <p>A despesa pré-investimento foi o valor pago ao banco como garantia antes do empréstimo do BNDES ser aprovado. Este tipo de custo é mais como um custo de garantia de pagamento de juros.</p>	<p>errôneas.</p> <p>Além disso, como o PP usou a TIR do projeto como o indicador financeiro, o parágrafo 09 das "Diretrizes para avaliação da análise de investimentos" versão 05 (EB 62, Anexo 5), foi totalmente atendido.</p> <p>SAC05 encerrada.</p>
<p>SAC06 – O PDD não justifica o período utilizado para a taxa SELIC média.</p>	<p>B.4.4.3</p>	<p>O PDD versão 02 foi revisada em relação a taxa média da SELIC, uma vez que a data de início da atividade de projeto foi alterada, o período médio da taxa SELIC foi considerado 12 meses antes da data do contrato EPC (21/12/2011).</p> <p>10/04/2013 Favor ver em SE02. O EPC é datado de 21/12/2012 e a referência é o índice de referência.</p> <p>15/05/2013 Favor ver em SAC06.</p> <p>14/07/2013 O PP apresentou à EOD um simples cálculo médio da taxa SELIC sobre o ano anterior à data de início do projeto, e estes números foram validados. Embora, este valor seja extremamente conservador, pois considera apenas o risco-país e não risco específico do projeto. Em outras palavras, seria melhor que os proponentes do projeto tivessem investido o mesmo valor em ativos de</p>	<p>A resposta do PP é justificada e deve ser considerada aceitável, pois a média da taxa SELIC foi revisada, tendo em consideração a nova data de início da atividade de projeto e o prazo de 12 meses antes da data do contrato EPC.</p> <p>SAC06 está, no entanto, pendente de esclarecimento sobre o momento de tomada de decisão do PP (SE02).</p> <p>SAC06 pendente SE02 então permanece aberta.</p> <p>24/04/2013 SAC06 ainda pendente SE02 então ainda aberta.</p> <p>01/07/2013 SAC06 pendente solicita confirmação em SE02 e os participantes do projeto são solicitados a esclarecer a origem da fórmula padrão aplicada no cálculo do valor do referência e também justificar as alterações do referência.</p> <p>15/07/2013</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>baixo risco de um banco privado do que correr o risco de construir uma usina de energia eólica que não funcionasse.</p> <p>Devido a alterações na análise financeira para satisfazer SE01 e SE02, o PP preferiu ser mais conservador em outros parâmetros e utilizou um valor de referência mais realista, simplesmente adicionando a taxa de risco do projeto de 2,10% na taxa SELIC. Assim, o valor de referência é 13,54%.</p> <p>Obteve-se o prêmio de risco do BNDES. O valor é até 4,18% do risco de crédito, e como medida conservadora, consideramos apenas 50% desse valor, então, 2,1%.</p> <p>17/07/2013 A fórmula usada para definição do valor do referência é o modelo CAPM, que é:</p> <p>Taxa de referência = <math>rf + \text{Beta} * rm</math> Onde "rf" = Taxa livre de risco, "Beta" é a correlação com o mercado (neste caso o Beta adotado é = 1) e "rm" é o risco inerente ao mercado. Para "rf" consideramos a taxa SELIC do Brasil, que é a taxa básica de juros. Para "rm" usamos o índice de valorização das ações brasileiras (BOVESPA). Verificar na página 946 da fonte apresentada no PDD. O valor apresentado é "real", em outras palavras, o valor da inflação é subtraído. Assim, a taxa de referência =</p>	<p>O esclarecimento da tomada de decisão foi feito em SE02. A origem da fórmula aplicada na análise de investimento está ainda pendente.</p> <p>Esta SAC permanece em aberto.</p> <p>18/07/2013 Considerando que o índice beta mede a volatilidade, ou o risco sistemático, de um investimento ou de um portfólio em comparação ao mercado como um todo, os participantes do projeto são convidados a explicar por que foi adotado o valor 1 para Beta, também, especificando o período de dados de mercado aplicados na análise de investimentos.</p> <p>Esta SAC permanece em aberto.</p> <p>20/07/2013 Os participantes do projeto explicaram corretamente o valor do beta e o período de risco livre de taxa aplicada foi especificado.</p> <p>SAC06 encerrada</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>SAC07:</p> <p><b>Varição na tarifa:</b> O PP justificou a variação da tarifa baseado em tarifas observadas no mesmo leilão. Embora isto dê uma ideia da variação das tarifas obtidas neste ano, não dá uma ideia das tendências das tarifas e como esta tendência teria um impacto sobre o ponto de equilíbrio. O PP também não explicou como a inflação está sendo tratada e impactaria nas tarifas, uma vez que os CCVEs /13/ preveem correção da tarifa baseada no IPCA.</p> <p><b>Varição na energia gerada:</b> Conforme SE01, SE02 e SE06 a EOD não pôde concluir se a PLF está em conformidade com a Diretriz 6 do Relatório EB62, Anexo 5 e com as “Diretrizes para expor e validar o fator de capacidade da usina” EB48, anexo 11. Além disso, há uma contradição no próprio PDD entre o fator de capacidade da usina mencionada na análise de sensibilidade (seção B. 5 pág. 11) e seção A.3 que suscita mais dúvidas sobre a FLP aplicada.</p> <p>Fora isto, o PDD na página 11 também menciona que "De acordo com as Regras do Leilão a energia contratada não será alterada ao longo do período do CCVE, não causando nenhum impacto positivo na TIR se o projeto produzir mais energia do que o esperado." Com relação a esta declaração, a EOD fez a seguinte constatação:</p> <p>Como estabelecido em SE01 os próprios CCVEs (cláusulas 5.5 e 7.1) afirmam que a eletricidade que exceder o valor contratado será pago pela CCEE como receita variável. O PDD não menciona como essa eletricidade que excede o valor contratado (e que vai gerar receitas para a atividade do projeto) está sendo tratada. Além disso, não há nenhuma menção das incertezas</p>	<p>B.4.4.12</p>	<p>11,44% + 1 * 2,10% = 13,54%</p> <p>O PDD versão 02 foi revisto para incluir as seguintes questões:</p> <p><b>Varição na tarifa:</b> foi incluída uma discussão sobre as tendências dos preços da energia e impacto da inflação na TIR do projeto.</p> <p><b>Varição na energia gerada:</b> a fonte de produção de energia e o fator de capacidade da usina foram alterados em um relatório de terceira parte (DEWI), contratada pelo desenvolvedor do projeto. Isto foi necessário para atingir os requisitos MDL, especialmente a Diretriz 6 do Relatório EB 62, anexo 5 e “Diretrizes para expor e validar o fator de capacidade da usina” EB48, anexo 11.</p> <p>É importante notar que o relatório da DEWI apresenta 3 cenários diferentes para a geração de energia. Cada cenário tem uma probabilidade de exceder diferente (50%, 75% e 90%).</p> <p>Para a versão 02 do PDD, foi escolhido o cenário médio, que é o P75 com 75% de probabilidade de exceder, pois o cenário P90 com 90% de probabilidade de exceder apresenta uma menor geração de energia, por isso a escolha de P75 é justificável devido sua característica conservadora.</p> <p>Sobre o CCVE há as regras e a</p>	<p><b>Varição na tarifa:</b> Da referência /34/ dada no PDD versão 2, ainda não está claro se o leilão de energia realizado em 2012 foi para fontes de energia comparáveis, pois menciona 2 fontes hidrelétricas. Por favor, forneça uma análise que garanta que as fontes comparáveis (ou seja, energia eólica renovável, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) usam a fonte oficial de dados mencionados no PDD (CCEE), se possível, com os resultados de mais de um leilão.</p> <p><b>Varição na energia gerada:</b> Em relação ao relatório da DEWI, em conformidade com o Relatório EB62, anexo 5, e as “Diretrizes para expor e validar o fator de capacidade da usina” a probabilidade de exceder usada e as incertezas em torno deste valor: estas questões estão pendentes de fechamento nas SE01 e SE02.</p> <p><b>Varição dos custos de investimento:</b> A equipe de validação verificou que, como as planilhas financeiras estão na versão 2, o valor do contrato EPC é de aproximadamente 95% do investimento total de ambos complexos de Taíba e Icaraí. Isso será verificado novamente pela equipe de validação uma vez que SE02 e SE06 forem respondidas.</p> <p><b>Varição de custos O&amp;M:</b> Isso será verificado novamente pela equipe de validação uma vez que SE02 e SE06 forem respondidas.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>associadas com a geração de energia elétrica estimada e como isso afetaria o ponto de equilíbrio. Embora os certificados eólicos apresentados a RINA /12/ sejam posteriores à data de início do projeto, mencionado no PDD versão 1, eles indicam incertezas de 12,33% para as usinas de Taíba e 12,47% para as usinas de Icarai. Considerando-se que o PDD versão 1 afirma que o índice de referência seria alcançado com um aumento na geração de energia elétrica de 13,3% e 19,6% para Taíba e Icarai, respectivamente, esta informação, à luz das informações dos CCVEs acima citados e da questão da adequação da fonte do PLF utilizado pelo PP e levantada em SE01, SE02 e SE06, tem de ser considerada na análise de sensibilidade.</p> <p><b>Varição dos custos de investimento:</b> A argumentação de que aproximadamente 60% do valor dos custos de investimento foram devido aos geradores e que isto já estava contratado não é válida, pois os valores relatados para atingir o ponto de equilíbrio de Taíba e Icarai são -12,7% e -19,1%, respectivamente, o que é muito menos do que 40%. No entanto, isto também está nas pendências SE06 e SE02, para que a EOD possa entender os custos estimados no momento da tomada de decisão, o desmembramento dos custos nas planilhas financeiras e suas fontes e o relacionamento destes com os custos realizados em, por exemplo, nos contratos do EPC e outras referências apresentada à RINA, e a percentagem que estes representam do total dos custos de investimento, o PP deve procurar responder a estas questões neste SE, em relação à análise de sensibilidade e ainda explicar isto, também, no PDD.</p>		<p>possibilidade de receitas adicionais, caso a energia distribuída excedesse a quantidade contratada ou multa se menos energia do que a quantidade contratada fosse distribuída.</p> <p>É importante considerar que a energia contratada é 24 MW média no complexo de Taíba e 31 MW média no complexo de Icarai, mas de acordo com o relatório da DEWI a geração de energia com 75% de probabilidade de exceder é 22,9 MW média no complexo de Taíba e 25,3MW MW média no complexo de Icarai, isto significa que é mais provável que de a ambas WPC seja cobrada distribuição de menos energia do que o contratado, ao invés do oposto, que seria a de receber as receitas adicionais para distribuição de mais energia do que contratado.</p> <p>Por outro lado se considerarmos os valores do relatório da DEWI de 90% de probabilidade de exceder, que é ainda mais perto da realidade, a geração de energia seria inferior aos valores de 75% de exceder. Assim, a probabilidade de entregar menos energia do que o contratado seria maior.</p> <p>Entretanto, de um ponto de vista conservador, os valores de fluxo de caixa de multas e seguro foi suprimida no PDD versão 02.</p> <p><b>Varição dos custos de investimento:</b> Isso foi corrigido no PDD versão 02, considerando que o contrato EPC já havia sido assinado, o que representa os custos do gerador eólico e também das</p>	<p>SAC07 permanece em aberto</p> <p>26/04/2013</p> <p><b>Varição na tarifa:</b> Se a tarifa era conhecida durante a tomada de decisão e será corrigida durante toda a vida do projeto, que a incerteza é zero e que só haverá ajustes devido à inflação, porque isto não foi discutido no PDD?</p> <p><b>Varição dos custos de investimento:</b> Ainda pendentes nas SE01 e SE02.</p> <p><b>Varição dos custos de investimento:</b> Ainda pendentes nas SE02 e SE06, como estabelecido acima.</p> <p><b>Varição de custos O&amp;M:</b> Isso será verificado novamente pela equipe de validação uma vez que SE02 e SE06 forem respondidas.</p> <p>SAC07 permanece em aberto</p> <p>01/07/2013</p> <p><b>Varição na tarifa:</b> O PP adicionou no PDD o fato de que a tarifa foi definida "antes data de início do projeto". De acordo o entendimento da equipe de auditoria, na resposta do PP para SE02, a data de início do projeto é a mesma que a data de decisão de investimento. A equipe de auditoria confirma que a tarifa foi realmente estabelecida no CCVE /13/ e que o contrato é válido por 20 anos, por conseguinte, conclui que não havia nenhuma incerteza na variação da tarifa e</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p><b>Varição de custos O&amp;M:</b> Os cálculos mostraram que, mesmo que este custo fosse zero o projeto não atingiria o índice de referência. Isto será revisto de novo quando SE06 for respondida.</p>		<p>obras civis.</p> <p>Para ambos complexos de Taíba e Icaraí, o contrato EPC representa cerca de 95% do total de custos de investimentos e o novo ponto de equilíbrio do complexo de Taíba é 14,8% e do complexo de Icaraí é de 25,8%. Assim, é muito pouco provável que os custos de investimentos sejam reduzidos ao ponto de equilíbrio.</p> <p><b>Varição de custos O&amp;M:</b> Foram revistos os valores de O&amp;M, enquanto o complexo de Icaraí possui um valor O&amp;M de R\$ 19,50/MWh, seria necessário que este valor fosse reduzido para R\$ -17,64/MWh para atingir o índice de referência. E enquanto o complexo de Taíba possui um valor de O&amp;M de R\$ 21,41/MWh, seria necessário que o valor fosse reduzido para R\$ 2,62/MWh.</p> <p>Para ambos os casos esta redução de valores de O&amp;M é muito improvável de acontecer.</p> <p>10/04/2013 Favor consultar SE02 e SE06. A tarifa já era conhecida durante a tomada de decisão.</p> <p>15/05/2013 Favor consultar SE02 e SE06. A tarifa já era conhecida durante a tomada de decisão. Esta declaração foi incluída na revisão do PDD.</p>	<p>de provável aumento no preço no momento da tomada de decisão de investimento. OK</p> <p>No entanto, data de tomada de decisão de investimento está pendente de confirmação que foi solicitada em SE02.</p> <p><b>Varição na energia gerada:</b> Ainda pendentes nas SE01 e SE02.</p> <p><b>Varição dos custos de investimento:</b> Ainda pendentes nas SE02 e SE06.</p> <p><b>Varição de custos O&amp;M:</b> O PDD afirma que os contratos O&amp;M já foram assinados para que não se esperasse que os custos, declarados nas planilhas financeiras e no PDD, fossem reduzidos. No entanto, nenhuma evidência de que os contratos O&amp;M foram estendidos foi fornecida. Assim que os valores de custos de O&amp;M na análise financeira são, até agora, de uma proposta de 3 anos em diante (Contrato da Suzlon anexo 6). Portanto, não foi dada nenhuma garantia de que PP vai continuar a contratar serviços de O&amp;M da Suzlon e, por esta razão, O&amp;M os custos são pendências em SE06 e SE02.</p> <p>SAC07 permanece em aberto.</p> <p>15/07/2013</p> <p>O PP demonstrou que o valor de custo de O&amp;M não impacta na análise de investimentos.</p> <p>SAC07 encerrada</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>14/07/2013</p> <p>A análise de sensibilidade da variação entre a energia gerada e os custos de investimentos foi apresentada. A variação de O&amp;M também foi apresentada e na mais recente versão da planilha de análise financeira pôde ser constatado que a redução do custo de O&amp;M pode ser superior a 80%, para 2 usinas de energia e pode ser zero para os outras. O PP entende que a redução de mais de 80% no custo apresentado no contrato não é absolutamente razoável. O contrato está assinado e foi seguido, não há nenhuma razão para excluir a operação e custo de manutenção de uma usina eólica.</p>	
<p>SAC08 Favor observar que a versão 2 é a última versão das “Diretrizes sobre práticas comuns”.                      Passo 1 da análise de Prática Comum tem a pendência SE5, mas também inclui na análise de prática comum do PDD a referência exata da ANEEL, onde foi obtido o dado bruto da análise de prática comum.                      Fornecer uma folha de cálculo separada com a análise do dado bruto para chegar à faixa de saída das usinas (na verdade, todos os outros passos da análise de prática comum realizados pelo PP deveriam auditados desta forma), ou incluir isto no PDD.                      Passo 2: Explicar como os dados na etapa 1 foram filtrados para atenderem às condições a) a f) do passo 2 das “Diretrizes sobre práticas comuns”, versão 2, de forma que a EOD possa verificar se a análise está correta (ou seja, data de início de operação das amostras de usinas,</p>	<p>B.4.6.4 e                      B.4.6.5</p>	<p>O PDD versão 02 foi corrigido em relação a análise de prática comum, que estabelecendo novos valores para o Nall e Ndiff, como segue:</p> <p>Nall: 21                      Ndiff: 20</p> <p><math>F = 1 - Ndiff/Nall</math>  <math>F = 1 - 20/21</math>  <math>F = 0,04</math></p> <p>10/04/2013                      Favor ver em SE05. A análise foi separada por usina e a TIR de cada complexo também foi calculado, uma vez</p>	<p>De acordo com a Ferramenta para Demonstração de Avaliação de Adicionalidade, a análise da prática comum é uma prova de credibilidade para complementar a análise de investimento. Ao calcular os intervalos de saída no PDD versão 2, o PP colocou juntos a capacidade instalada de todas as usinas, que não irão servir como prova de credibilidade para a análise financeira, desde que o resultado vai, claro, processar uma variedade de saídas com valores mais altos, comparados aos da análise de investimento. Além disso, antes de abordar o SAC08 ver SE05.                      SAC08 permanece em aberto                      26/04/2013                      A análise de prática comum não foi</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação																		
<p>etc.)</p> <p>Passo 3 das “Diretrizes sobre práticas comuns”, versão 2 não é descrito.</p> <p>Passo 4 Favor observar que este passo é uma análise de usinas com diferente tecnologia e não tecnologia semelhante, como está implícito no início da análise no PDD versão 1.</p> <p>Além disto, inserir no PDD a fonte exata da informação de cada item, em cada ano, na tabela 7 e estabelecer a qual item ( do a ao e) do parágrafo 4 se aplica a informação. Explicar também, que usinas da análise do passo 3 estão na categoria post 2004 ( todas as 11 usinas? Por quê?) Das usinas remanescentes, o que parece ser todas as 11, fornecer evidência que foram todas PROINFA e explicar porque o benefício não está disponível ou acessível para atividade do projeto. Em seguida prosseguir nos passos subsequentes das “Diretrizes sobre práticas comuns”, versão 2</p>		<p>que o PP não pôde identificar a informação usada pela EDO, tais como: o preço do leilão ser diferente para cada plano dentro de um complexo, ou a TUST.</p> <p>Considerando a SAC08 o PP revisou a análise de práticas comuns, considerando as usinas individualmente (entre o intervalo de 14,7 e 37,8 MW ± 50%).</p> <p>Isto considerado:  Nall: 19  Ndiff: 18</p> <p><math>F = 1 - Ndiff/Nall</math>  <math>F = 1 - 18/19</math>  <math>F = 0,052</math></p> <p>Assim, atividade de projeto não é uma prática comum.</p> <p>15/05/2013</p> <p>Procedeu-se a revisão da a seção B. 5 do PDD. Para qualquer usina em atividade de projeto o F é maior que 0,2 e Nall-Ndiff superior a 3. Favor ver os resultados abaixo:</p> <table border="1" data-bbox="1077 1161 1603 1383"> <thead> <tr> <th></th> <th>F</th> <th>Nall-Ndiff</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Icará I</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Icará II</td> <td>0,071</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Taíba Águia</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Taíba Andorinha</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Colônia</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>		F	Nall-Ndiff	Icará I	0	0	Icará II	0,071	1	Taíba Águia	0	0	Taíba Andorinha	0	0	Colônia	0	0	<p>realizada em cada uma das usinas, e, portanto, o Ndiff será influenciado. A extensão na qual será afetado não será conhecida até que o PP realize a análise separadamente. Portanto, ainda não permite a verificação da credibilidade para complementar a análise de investimento.</p> <p>SAC08 permanece em aberto  03/07/2013</p> <p>"Diretrizes para a prática comum" versão 02.0</p> <p>Passo 1: Cumprido. Ok</p> <p>Passo 2: A equipe de auditoria não foi capaz de visualizar se os requisitos foram cumpridos. Por exemplo, a fonte da lista na tabela “Passo 2” do arquivo “Common_Practice.xls foi tirada do link <a href="http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf">http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf</a></p> <p>Este documento parece ser uma apresentação sobre usinas eólicas apenas do PROINFA e foi elaborado em agosto de 2009. Portanto, como é que o PP demonstra que todas as usinas escolhidas na área geográfica, dentro de uma média de saída entre 7,35MW e 56,7MW e que começaram a operação antes de 21/12/2011 (data de início do projeto), foram incluídas?</p> <p>Passo 3:O passo 3 do PDD em “Common_Practice.xls” não segue os requisitos do passo 3 da últimas versão das "Diretrizes para a prática comum" versão 02.0</p>
	F	Nall-Ndiff																			
Icará I	0	0																			
Icará II	0,071	1																			
Taíba Águia	0	0																			
Taíba Andorinha	0	0																			
Colônia	0	0																			

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>14/07/2013</p> <p>Favor verificar que a fonte utilizada para listar todas as usinas eólicas é a da planilha da ANEEL.</p> <p>A evidência apresentada é para algumas usinas que receberam incentivos do PROINFA e foi apresentada para justificar a exclusão de algumas usinas, pois elas têm diferentes incentivos da atividade de projeto e não podem ser comparadas.</p> <p>17/07/2013</p> <p>A seção B.5, passo 4, do PDD foi revisada.</p>	<p>Passo 4:O passo 4 do PDD em "Common_Practice.xls" não segue os requisitos do passo 4 da últimas versão das "Diretrizes para a prática comum" versão 02.0</p> <p>Passo 5: Será verificado quando os itens acima forem corrigidos.</p> <p>SAC08 permanece em aberto</p> <p>15/07/2013</p> <p>A análise de prática comum não está de acordo com a última versão disponível das "Diretrizes sobre práticas comuns".</p> <p>Esta SAC ainda permanece em aberto</p> <p>18/07/2013</p> <p>O PDD versão 06, datado de 17/07/2013, foi apropriadamente revisado.</p> <p>SAC08 encerrada</p>
<p><del>SAC09</del> As Partes e os participantes do projeto foram listados numa tabela na Seção A.3 e são consistentes com as informações detalhadas no Anexo 1 do PDD, no entanto alguns dos campos obrigatórios não foram preenchidos na tabela do apêndice 1.</p>	<p>A.3.1</p>	<p>O apêndice 1 foi corrigido e todos os campos da tabela foram devidamente preenchidos.</p>	<p>A EOD verificou o PDD versão 2 e todos os campos obrigatórios foram corretamente preenchidos.</p> <p>SAC09 encerrada</p>
<p><del>SAC10</del> Favor fornecer uma declaração IC com evidências para que a EOD possa checar a identidade de todos os participantes da corporação e dos pontos focais incluídas na IC, assim como identidades pessoais, incluindo assinaturas e situação trabalhista de seus</p>	<p>A.4 e A.5</p>	<p>O IC assinado com evidências foi fornecido sob o número de referência 37.</p> <p>10/04/2013</p> <p>1 - Além da transferência de WPC da</p>	<p>Da constituição Minutos da Reunião Geral, datada de 04/01/2010 e registrada na Junta Comercial do estado do Ceará em 20/01/2010 /35/, foi possível validar que a Energio Nordeste Energias Renováveis S.A. foi uma das fundadoras</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>signatários autorizados, de acordo com os parágrafos 53 a 60 VVS.</p> <p>Favor observar que uma prova de direito de propriedade sobre as usinas da Energio Nordeste Energias Renováveis S.A. deve ser fornecida à EOD juntamente com a confirmação do oficial autorizado a assinar em nome do(s) respectivo(s) PPs, desde que não seja notificado em qualquer documentação fornecida até então:.</p> <p>7. Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A.  8. Central Geradora Eólica Taíba Andorinha S.A.  9. Central Geradora Eólica Colônia S.A.  10. Central Geradora Eólica Icaraí I S.A.  11. Central Geradora Eólica Icaraí II S.A.</p>		<p>Energio para Queiroz Galvão Desenvolvimento de Negócios S.A., os participantes do projeto declarados no PDD ainda são responsáveis pelo projeto MDL. O contrato entre estas partes está claramente relacionado a este ponto e uma declaração assinada por todas as partes foi apresentada à EDO.</p> <p>2 - O último contrato Social e cópia do cartão de identificação foram apresentados à EDO</p> <p>15/05/2013</p> <p>O documento demonstrando que o Sr. Raul é o representante legal da Energio foi enviado para a EDO.</p>	<p>e acionista da Central Geradora Eólica Colônia S.A., da Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A., da Central Geradora Eólica Taíba Andorinha S.A., da Central Geradora Eólica Icaraí I S.A. e a Central Geradora Eólica Icaraí II S.A. No entanto, foi mencionado durante uma entrevista com um representante de um dos PPs e também confirmado no site <a href="http://www.aneel.gov.br/cedocarea201232991.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedocarea201232991.pdf</a>, que as empresas acima foram transferidas da Energio Nordeste Energias Renováveis S.A., para a Queiroz Galvão Desenvolvimento de Negócios S.A. Além disso, foi mencionado durante a entrevista com o PP que a Energio Nordeste Energias Renováveis S.A. manteve-se com a gestão de projetos de MDL. Favor fornecer evidências sobre isto.</p> <p>Da ata da Assembleia Geral de Constituição, não foi possível validar a situação trabalhista do signatário autorizado da Energio Nordeste Energias Renováveis S.A., embora os signatários autorizados sejam acionistas das empresas.</p> <p>Da ata da Assembleia Geral dos sócios-cotistas /37/ foi possível validar a assinatura em espécime de ambos signatários, primário e alternativo, seno ambos os únicos acionistas e também parceiros da Ambio Participações Ltda.</p> <p>SAC10 permanece em aberto por causa dos itens 1) e 2) acima.</p> <p>18/04/2013</p> <p>Uma declaração da Queiroz Galvão foi</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>fornecida para a EOD /38/.OK</p> <p>A EOD ainda não recebeu evidências da situação trabalhista do signatário autorizado pela Energia Nordeste Energias Renováveis S.A., mostrado na IC apresentada para a EDO, Sr.Raul Barrozo da Motta Junior.</p> <p>SAC10 permanece em aberto 25/06/2013</p> <p>2) Foi dada evidência sobre a situação trabalhista e da assinatura do signatário autorizado pela Energia Nordeste Energias Renováveis S.A. mostrado na IC apresentada a EDO, Sr. Raul Barrozo da Motta Júnior. O documento apresentado foi a ata da reunião do Conselho Administrativo da Energia Nordeste Energias Renováveis S.A. realizada em 19/06/2012 e registrada na Junta Comercial do estado do Ceará em 18/09/2012.</p> <p>SAC10 encerrada.</p>
<p><del>SAC14</del> A tabela correta com as fontes de GEE está na seção B.3 do PDD, no entanto, as diretrizes para preenchimento do formulário de documento de concepção do projeto, a versão 01.0, requerem um diagrama de fluxo dos limites do projeto, delineando fisicamente a atividade de projeto, com base na descrição fornecida na seção A.3. Para mais detalhes sobre o requisito ver seção B.3 das Diretrizes</p>	B.2	<p>Foi incluído no PDD, versão 02, um diagrama de fluxo do limite de projeto, baseado na descrição fornecida na seção A. 3 do PDD.</p>	<p>A EOD verificou a versão 02 do PPD e agora ela contém um diagrama de fluxo do limite do projeto, delineando fisicamente a atividade de projeto e baseado na descrição na seção A.</p> <p>SAC11 encerrada</p>
<p><del>SAC12</del> O Plano de Monitoramento descreve que a eletricidade distribuída para uma rede será medida continuamente e finalmente registrada mensalmente, de acordo com a metodologia</p>	B.6.2	<p>O parâmetro EGPJ, y foi removido do PDD versão 2 uma vez não é aplicável à atividade de projeto, enquanto o parâmetro TEGy (total de eletricidade</p>	<p>1) O PDD versão 2 ainda tem EGPJ, y como um parâmetro monitorado.</p> <p>2) O parâmetro TEGy não foi adicionado, no entanto favor observar que na</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>aplicada. No entanto, não estabelece que também vá se medir a quantidade de energia liberada pelo projeto, se este for o caso. Além disto, se <math>EGPJ, y = EGfacility, y</math> não foi compreendido porque nas atividades de projeto Greenfield o PP utilizou ambos os parâmetros. Favor descrever também a precisão da métrica que será utilizada e como o PP garante a adequação da frequência de calibragem ( que norma ou padrão será usada). No entanto, desde que não será possível verificar a eletricidade liberada para a rede com nota fiscal de venda, favor esclarecer com que tipo de registros de venda de eletricidade isto será checado.</p> <p>Em relação aos parâmetros utilizados para o cálculo da EF, o plano de monitoramento não indica a fonte de dados e os valores aplicados nos cálculos ex-ante.</p>		<p>gerada pela atividade de projeto, incluindo a energia fornecida à rede e a energia fornecida às cargas internas, no ano y) foi incluído no PDD versão 2.</p> <p>A precisão dos medidores foi incluída na seção B.7.3 do PDD versão 2, bem como a frequência de calibração e registros de eletricidade.</p> <p>Os parâmetros EFgrid, CM, y, EFgrid, BM, y e EFgrid, OM, y foram revistos para incluir a fonte e valores usados ex ante.</p> <p>10/04/2013</p> <p>1 - O parâmetro EGPJ foi removido da seção B.7.1 do PDD.</p> <p>2 - O parâmetro de geração de energia é EGfacility, y. O consumo interno e as perdas de transmissão não são significativas e apenas eletricidade líquida fornecida à rede será considerada para o cálculo da ER.</p> <p>3 - A quantidade de energia fornecida pela atividade de projeto e entregue à rede é o mesmo parâmetro para esta atividade de projeto.</p> <p>4- A verificação será feita comparando o valor de energia entregue no banco de dados do CCEE. A seção B.7.1 do PDD foi revisto em acordo.</p> <p>15/05/2013</p> <p>A seção B.7.1 do PDD foi revista para incluir o "A quantidade de eletricidade</p>	<p>ACM0002 versão 13 este parâmetro é requisitado para calcular as emissões de projeto de reservatórios de água de hidrelétricas. Favor explicar se com o consumo próprio é provável que isso aconteça.</p> <p>3) O parâmetro EGfacility, y da página 17 da metodologia aplicada, requer:</p> <p>(i) a quantidade de energia armazenada pelo projeto usina/unidade à rede; e</p> <p>(ii) a quantidade de eletricidade fornecida do projeto usina/unidade à rede.</p> <p>4) A partir das informações do PDD e de conhecimento local a equipe de validação compreende que os recibos de vendas de eletricidade vendida não podem ser usados para propósitos de verificação, pois os recibos de vendas apenas indicam o valor monetário a ser pago (que, às vezes, inclui pagamentos retroativos) e não a quantidade de eletricidade vendida à rede.</p> <p>Será verificada a quantidade de eletricidade líquida fornecida pelo projeto usina/unidade à rede no banco de dados on-line da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), que existe com a finalidade específica de compartilhar essas informações on-line com fornecedores e a CCEE. Como esta é uma fonte oficial de informações para futuro faturamento, ela representa o registro disponível da eletricidade vendida e assim, será comparada com a eletricidade gerada bruta (descontando as perdas) que também serão monitorizadas. Favor confirmar o</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>entregue do projeto usina/unidade à rede". O procedimento QA/QC também foi revisado, em consonância com o entendimento da EDO.</p> <p>14/07/2013</p> <p>A quantidade de eletricidade líquida gerada pelo projeto usina/unidade à rede será verificada do banco de dados on-line do CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), que existe com a finalidade específica de compartilhar essas informações on-line com fornecedores e CCEE. Como esta é uma fonte oficial de informações para faturamento mais tarde, ela representa o registro disponível da eletricidade vendida e com, isto vai ser comparada com a eletricidade bruta gerada (descontando as perdas) que também será monitorizada.</p> <p>A quantidade de eletricidade líquida fornecida pelo projeto usina/unidade à rede será monitorada.</p> <p>A quantidade de eletricidade entregue pelo projeto usina/unidade à rede será zero, ou deduzidos de energia fornecida à rede.</p> <p>17/07/2013</p> <p>O PDD estava correto, considerando a leitura do medidor local como dispositivo</p>	<p>entendimento acima.</p> <p>5) A precisão dos medidores foram agora descritas na seção B.7.3. O PDD afirma que os medidores serão calibrados e mantidos de acordo com as especificações do fabricante e do módulo 12 da ONS pelo operador de medição, pelo menos a cada 2 anos. OK</p> <p>6) A EOD verificou o PDD e agora reconhece a fonte de dados e os valores aplicados nos cálculos de ex ante. OK</p> <p>SAC12 permanece em aberto.</p> <p>26/04/2013</p> <p>1 – OK</p> <p>2 e 3 – É determinado na ACM0002 versão 13, página 17, sobre o parâmetro EGfacility, y. o seguinte: Os seguintes parâmetros deverão ser medidos:</p> <p>(i) a quantidade de energia fornecida pelo projeto usina/unidade à rede; e</p> <p>(ii) a quantidade de eletricidade entregue do projeto usina/unidade da rede "</p> <p>4 – Explicação ainda não transparente.</p> <p>SAC12 permanece em aberto.</p> <p>02/07/2013</p> <p>2 e 3 - Seção B.7.1 do PDD agora inclui o monitoramento da quantidade de eletricidade entregue do projeto usina/unidade da rede. OK</p> <p>4 – Favor observar que foi requisitado que os PPs confirmassem se a compreensão que a EOD fez do sistema está correta e corrigir o PDD apenas se a resposta fosse positiva. O PP estará continuamente monitorando a eletricidade</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		de monitoramento de energia bruta, e o valor de faturamento sendo um valor fixo, assim, não pôde ser usado para fins de fiscalização.	<p>gerada bruta (incluindo estimativa de perdas) de forma que esta possa ser comparada com a geração de eletricidade líquida fornecida pelo projeto usina/unidade à rede com o banco de dados on-line do CCEE ou a única fonte será o banco de dados da CCEE?</p> <p>SAC2 permanece em aberto</p> <p>15/07/2013</p> <p>Os participantes do projeto são solicitados a esclarecer e incluir no PDD como a energia bruta será monitorizada. Além disto, esclarecer se a energia de eletricidade a ser indicada na fatura corresponde à energia vendida ou se é um valor fixo.</p> <p>18/07/2013</p> <p>O PDD foi revisto e o monitoramento de energia bruta foi explicado. Mais adiante participantes do projeto também explicaram que o valor de faturamento não será usado em procedimentos de monitoramento.</p> <p>SAC12 encerrada.</p>
SAC13 O plano de monitoramento no PDD versão 1 não parece identificar procedimentos de registros ocorridos no dia-a-dia (isto é, quais registros devem ser mantidos, a duração do período que devem ser mantidos tais registros). Favor adicionar tais informações ao plano de monitoramento.	B.6.3.1	A seção B.7.3 foi reescrita no PDD versão 02, cobrindo um fluxograma da estrutura de operação e gerenciamento, descrição do papel de cada Parte envolvida e a descrição dos procedimentos de coleta de dados internos.	O PDD, versão 2 ,estabelece: "O setor de engenharia: é responsável por centralizar todas as informações de monitoramento fornecidas pelo operador de métricas e arquivar todos os dados por pelo menos 2 anos após o fim do período de crédito ou última emissão das RCEs da atividade de

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>10/04/2013</p> <p>A seção B.7.3 do PDD foi revista, para garantir que "todos os dados coletados como parte do monitoramento fossem arquivados eletronicamente e mantidos, pelo menos, durante dois anos após o fim do último período de crédito".</p>	<p>projeto, o que ocorrer mais tarde", enquanto a metodologia aplicada solicita que "todos os dados coletados como parte do monitoramento sejam arquivados eletronicamente e mantidos pelo menos durante dois anos após o fim do último período de crédito".</p> <p>SAC13 permanece em aberto.</p> <p>18/04/2013</p> <p>A equipe de validação revisou a versão 3 do PDD e confirma agora que está conforme a metodologia aplicada.</p> <p>SAC13 encerrada</p>
<p>SAC14— O PDD não descreve a análise de impacto ambiental do EIA, não relata as licenças emitidas pela SEMACE e se a emissão destas era dependente da aprovação do EIA.</p>	<p>D.1.1</p>	<p>O número das licenças ambientais de instalação foi adicionado ao PDD versão 02 e descreveu que, devido a inexistência de significativos impactos ambientais negativos, as licenças foram emitidas pela SEMACE (Agência Estadual de Meio Ambiente).</p> <p>10/04/2013</p> <p>A seção D.1 do PDD foi revista, incluindo as conclusões do relatório EIA.</p> <p>15/05/2013</p> <p>A seção D.1 do PDD esclareceu que existe uma pequena probabilidade de "nenhum impacto". O EIA/RIMA será disponibilizado novamente para a EDO.</p>	<p>Seção D.1 do PDD ainda não está preenchida como requisitado, pelas Diretrizes de preenchimento de formulário de documento de concepção de projeto. As "Diretrizes" estabelecem na seção D.1: "Fornecer um resumo da análise dos impactos ambientais da atividade de projeto e referências a toda documentação relacionada".</p> <p>SAC14 permanece em aberto.</p> <p>27/04/2013</p> <p>O PP forneceu o EIA de Taíba Águia. No que diz respeito ao impacto sobre a fauna, o EIA afirma: "acidentes significativos com fauna alada tem pequena probabilidade" o que não foi corretamente informado no PDD versão 3.</p> <p>O PP não forneceu o EIA para as outras usinas.</p> <p>SAC14 permanece em aberto.</p> <p>02/07/2013</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>Seção D.1 do PDD verificado e agora corrigida.</p> <p>Todos os outros EIA/RIMAs foram disponibilizados para a EDO.</p> <p>SAC14 encerrada</p>
<p>SAC15 O PDD não estabelece:</p> <p>3) Os convites foram enviados para a consulta das partes interessadas locais, no entanto, as RAs sugerem que estes não foram enviados para as partes interessadas locais 15 dias antes do início do processo de validação, conforme exigido pela Resolução N ° 7 da AND brasileira.</p> <p>4) Se a carta foi enviada para as autoridades ambientais locais e associações locais. A RINA também não recebeu os comprovantes de que os convites foram enviados a eles.</p> <p>No entanto, a RINA não recebeu uma cópia da carta enviada às partes interessadas locais, de forma a validar se seu conteúdo, de acordo com a Resolução N ° 7.</p>	E.1	<p>Os convites para as partes interessadas locais foram enviados em 12/07/2012 e o início do processo de validação foi na 27/07/2012. Isto significa que os 15 dias antes do início do processo de validação exigido pela AND brasileira foram inteiramente respeitados.</p> <p>Ambos os municípios envolvidos na atividade de projeto (Amontada/CE e São Gonçalo do Amarante/CE) são pequenas cidades com população de, respectivamente, 43.947 e 39.233 habitantes e baixo índice de desenvolvimento humano (IDH) sugerindo que estes locais têm pequena capacidade de organização, incluindo a Câmara Municipal e a organização civil.</p> <p>Por estas razões, que os municípios de Amontada/CE e São Gonçalo do Amarante/CE não têm departamentos ambientais específicos para gerir as questões ambientais dos municípios. E esta foi a razão da carta-convite, não ser enviada para autoridades ambientais locais.</p> <p>Da mesma forma, não foi encontrado qualquer associação local com relação direta ou indireta com a atividade de projeto (ou seja, geração de energia eólica).</p>	<p>Em uma inspeção mais minuciosa, a equipe de validação confirma que os convites para a Câmara Municipal de cada um dos municípios envolvidos, estado e magistrados do Ministério Público Federal, Fórum Brasileiro de ONGs e autoridades ambientais do estado foram realmente enviadas em 12/07/2012 e, portanto, 15 dias antes de começar a GSC (o que significa, 15 dias antes do início do processo de validação).</p> <p>Se a Associação dos Moradores de Parada e Adjacências é no município de São Gonçalo do Amarante, e a Associação Comunitária Nossa Senhora Aparecida de Sabiaguaba é no município de Amontada, ambos têm relação direta com a atividade de projeto.</p> <p>Além disso, o PP deve fornecer evidências de que os municípios envolvidos não têm autoridades ambientais locais específicas e que o convite, portanto, foi enviado às autoridades competentes (ou seja, autoridades competentes para lidar com questões ambientais).</p> <p>Uma cópia da carta enviada para as partes interessadas locais, com o objetivo de validar se seu conteúdo está de acordo com a resolução N ° 7, ainda está</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>Entretanto, de acordo com o requerimento de abordagem acima, foram enviados em 24/09/2012 convites para as seguintes associações locais:</p> <p>Associação dos Moradores de Parada e Adjacências, São Gonçalo do Amarante/CE;</p> <p>Associação Comunitária Nossa Senhora Aparecida de Sabiaguaba, Amontada/CE;</p> <p>E até o presente momento (06/11/2012) não foram recebidas respostas.</p> <p>10/04/2013</p> <p>1 - Nenhuma solicitação de correção.</p> <p>2 - Os convites para cada respectiva associação de moradores foi feita como uma medida transparente do PP, pois não existe nenhuma associação com relação direta ou indireta com a atividade de projeto na região. A autoridade ambiental foi a SEMACE, órgão estadual ambiental, e a consulta a esta agência já foi verificada nets SAC item (1). A seção E. 1 do PDD foi revista para incluir a consulta da associação dos moradores.</p> <p>3 - A cópia da carta enviada a cada parte interessada está disponível para a EDO. Por favor, consulte o arquivo chamado stakeholder.pdf.</p> <p>4 - A seção E. 1 do PDD foi revista para incluir a data de postagem da carta-consulta pública. Favor observar que a EOD já tem o recibo de postagem.</p>	<p>faltando.</p> <p>A seção E. 1. das Diretrizes para preenchimento de formulário de concepção de projeto estabelece: "Descrever o processo pelo qual comentários das partes interessadas locais foram convidados para a atividade de projeto.", portanto, a data em que foram enviados os convite também deve ser incluída no PDD.</p> <p>SAC15 permanece em aberto. 27/04/2013</p> <p>- A EOD considera que as associações de moradores tenham relação, ao menos, indireta com a atividade de projeto, se eles estiverem no mesmo município da atividade de projeto, não importando o nível de impacto ambiental, que o projeto possa ter na área.</p> <p>As ARs das associações não foram fornecidas.</p> <p>Resolução n ° 7 diz claramente que as autoridades ambientais locais e estaduais devem ser consultadas. SEMACE é a autoridade ambiental do estado.</p> <p>A EOD verificou a carta enviada às partes interessadas. Todo o seu conteúdo está em conformidade com a resolução n ° 7 da AND brasileira, fora o fato de que o link para a versão portuguesa do PDD retorna uma mensagem dizendo que o endereço não está disponível ou não foi encontrado. A resolução N ° 7 requer que o site esteja disponível, pelo menos, até o fim da validação.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>Favor observar que, até o momento, nenhuma manifestação negativa das partes interessadas foi recebida.</p> <p>15/05/2013</p> <p>2) As ARs das associações foram fornecidas, mas as cartas não foram enviadas à associação 15 dias antes do início da validação porque não foi localizada na época, a consulta pública de associação de moradores de cada municipalidade está agora em conformidade com a resolução 10 da AND brasileira.</p> <p>Favor observar que a AR da SEMACE é digitalizada e está no mesmo arquivo com as outras ARs.</p> <p>3) Os participantes do projeto tentaram acessar o arquivo e foram bem sucedidos. Favor acessar o link <a href="http://www.ambiopar.com/projetosenergia.zip">www.ambiopar.com/projetosenergia.zip</a></p> <p>14/07/2013</p> <p>As associações locais não foram identificadas durante a fase de pré-validação, mas logo que identificadas, as cartas foram enviadas. Depois disso, a CIMGC publicou instruções (veja resolução 10) para executar a consulta das partes interessadas locais caso a carta convite não tenha sido enviada nos 15 dias antes do início do período de validação. Considerando que, o PP visitou as associações locais em 11/07/2012 para apresentar a atividade</p>	<p>A EOD verificou a versão 3 do PDD e confirmou que as datas foram incluídas. OK</p> <p>SAC15 permanece em aberto para os itens 2 e 3 acima.</p> <p>03/07/2013</p> <p>2) - As ARs para as associações não foram fornecidas e a equipe de auditoria ainda não tem provas que a consulta das partes interessadas locais foi realizada de acordo com a resolução 10 da AND brasileira.</p> <p>Favor observar resolução 10 que afirma: "§ 1º. Os convites para a reunião pública presencial deverão ser encaminhados a todos os atores envolvidos, interessados e/ou afetados pela atividade de projeto ou programa de atividades no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, conforme estabelecido nos §§ 2º a 4º do art. 3º da Resolução CIMGC nº 7, de 2008".</p> <p>- As ARs para autoridades locais não foram fornecidas.</p> <p>3) A EOD ainda não pôde acessar link.</p> <p>SAC15 permanece em aberto.</p> <p>15/07/2013</p> <p>A consulta local está ainda pendente.</p> <p>18/07/2013</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>de projeto e deixou que eles comentassem.</p> <p>A autoridade ambiental local, responsável pela autorização ambiental é a SEMACE, que foi consultada corretamente durante a fase de pré-validação, como demonstrado na AR enviada para a EDO.</p> <p>Os participantes do projeto tentaram novamente acessar o arquivo e mais uma vez foram bem sucedidos. Favor, ver o link  <a href="http://www.ambiopar.comprojetosenergia.zip">www.ambiopar.comprojetosenergia.zip</a>.  Depois de clicar sobre ele, começa o download do arquivo energia.zip, que contém todos os arquivos relevantes. A imagem do arquivo a ser baixado no link acima está disponível para a EDO. O PP gentilmente pede que a EOD para tente de novo e se encontrar alguma dificuldade, podemos demonstrar isso.  17/07/2013  As evidências restantes para consulta pública, de acordo com a resolução 10 da AND brasileira, foram enviadas nesta data para a EDO.</p>	<p>Os documentos de consulta local foram fornecidos.</p> <p>Esta SAC está encerrada.</p>
<p>SE04 - A fonte do valor estimado de eletricidade líquida, que se espera ser fornecida à rede, vem dos CCVEs. Os CCVEs em si (cláusulas 5.5 e 7.1) estabelecem que a eletricidade que exceder o valor contratado será paga pela CCEE, como uma receita variável de estado. Dado que a eletricidade que excede o valor contratado irá gerar receitas para a atividade de projeto, favor explicar porque foi escolhido o valor estimado de</p>	<p>A.2.1, B.4.4.7</p>	<p>O PDD versão 02 foi revisado considerando os valores obtidos da empresa alemã DEWI, que foi a responsável pela a avaliação da produção de eletricidade pelos complexos eólicos.</p> <p>É importante notar que a DEWI é uma empresa de consultoria com mais de 20 anos de experiência na área de energia</p>	<p>O PP alterou a data de início da atividade de projeto e também forneceu uma nova evidência da fonte da estimativa de energia fornecida à rede. Alguns pontos estão ainda incertos devido a essas alterações:</p> <p>No momento que o relatório da DEWI foi emitido 21/12/2011, a energia assegurada do projeto já tinha sido</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação										
<p>eletricidade líquida dos CCVEs. Favor explicar também como a referência escolhida cumpre com os requisitos "Diretrizes para expor e validar o fator de capacidade da usina" EB48, anexo 11.</p> <p>Também foi observado que a data da certificação para geração de energia é posterior à autorização da ANEEL e ao CCVE e que são todas posteriores à data de início da atividade de projeto (Ver também em SE6). A equipe de avaliação compreende que o certificado de geração de energia normalmente é usado para o cálculo da energia firmada, que é autorizada pela ANEEL para os leilões. Favor explicar esta questão.</p>		<p>eólica e certificada pelo governo alemão, de acordo com a norma DIN EN ISO/IEC 17025: 2005.</p> <p>A DEWI é considerada uma terceira Parte pelo desenvolvedor do projeto encarregada pela determinação do fator de capacidade de geração de eletricidade da usina. Isto significa que a utilização dos valores apresentados no relatório da DEWI estão de acordo com "Diretrizes para expor e validar o fator de capacidade da usina" EB48 anexo 11, opção "b" do parágrafo terceiro.</p> <p>A data de início da atividade de projeto também foi revista no PDD versão 02, de acordo com a data do contrato EPC 21/12/2011, que também é a mesma data da emissão do relatório da DEWI.</p> <p>10/04/2013</p> <p>O PP decidiu usar os valores P75, como já foi explicado, e os valores de P50 que foram utilizados na análise de sensibilidade e em todos os casos, o índice de referência (11,44%) foi alcançado. Favor ver o resultado da TIR abaixo para cada usina:</p> <table border="0"> <tr> <td>ICARÁ I</td> <td>9,47%</td> </tr> <tr> <td>ICARÁ II</td> <td>5,25%</td> </tr> <tr> <td>TAÍBA ANDORINHA</td> <td>10,37%</td> </tr> <tr> <td>TAÍBA ÁGUIA</td> <td>7,28%</td> </tr> <tr> <td>COLÔNIA</td> <td>10,51%</td> </tr> </table> <p>Favor observar que incluir a incerteza em análise financeira não está de acordo</p>	ICARÁ I	9,47%	ICARÁ II	5,25%	TAÍBA ANDORINHA	10,37%	TAÍBA ÁGUIA	7,28%	COLÔNIA	10,51%	<p>definida pela ANEEL /10/ e os CCVEs também já tinham sido assinados /13/ em 2010. Além disso, o leilão já havia ocorrido em 2009 /30/, sugerindo que o fornecimento de eletricidade líquida estimada da rede já era então conhecido na ocasião e que a decisão de investimento foi feita em algum momento antes de 21/12/2011.</p> <p>Como inicialmente levantado na presente SE, além das "Diretrizes para expor e validar o fator de capacidade da usina", a evidência deve ser vista em conjunto com a SE06, que requer a evidência das estimativas utilizadas, incluindo o total de energia fornecida, em conformidade com a diretriz 6 do Relatório EB62 anexo 5 /17/ . Portanto, além da data de início do projeto 1) O PP deve esclarecer o momento da tomada de decisão, estabelecer e fornecer a evidência do valor usado na estimativa do suprimento total de eletricidade utilizada na ocasião. 2) Observar que se o documento utilizado para estimar a energia gerada foi emitido por uma empresa diferente, que não as PPs, isto também deve ser esclarecido (Ver também SE02).</p> <p>Do relatório de certificação eólica, o PP escolheu a média de energia produzida com uma probabilidade de exceder de 75%. A justificativa da utilização dos valores P75 para as estimativas ex ante da eletricidade fornecida à rede, nos cálculos ERs e na análise financeira não foi dada na seção B. 5, nem na seção B.6.1, nem na seção B.6.3. do PDD versão 2 /1/ como exigido pelas "Diretrizes</p>
ICARÁ I	9,47%												
ICARÁ II	5,25%												
TAÍBA ANDORINHA	10,37%												
TAÍBA ÁGUIA	7,28%												
COLÔNIA	10,51%												

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>com os requisitos da CQNUMC e não faz sentido, porque a incerteza pode ser positiva ou negativa e o investidor do projeto deve considerar os valores médios se não estão no viés.</p> <p>14/07/2013 Os valores do relatório da INOVA já foram usados durante a última rodada de validações e P75 foi mudado para P50. Favor ver SE02 para maiores esclarecimentos.</p> <p>17/07/2013 De acordo com o EB48 do anexo 11, os fatores capacidade da usina devem ser definidos e ante no CDM-PDD de acordo com uma das seguintes opções: (a) o fator de capacidade de usina fornecida aos bancos e/ou financiadores de capital externos enquanto aplicando para financiamento da atividade de projeto, ou para o governo (b) o fator de capacidade de usina determinado por terceira parte contratada por participantes do projeto (por exemplo, uma empresa de engenharia);</p> <p>O PP definiu o fator de capacidade de usina apresentado pela INOVA, terceira parte contratada, que é mais conservador do que o valor apresentado pela outra empresa de engenharia chamada DEWI.</p> <p>Em todo caso, o valor usado na análise financeira é mais conservador do que o</p>	<p>de preenchimento do formulário de documento de concepção de projeto" /6/ e parágrafo 98 da VVS /04/. 3) Justificar o uso dos valores P75 em contraposição com os valores mais conservadores P50 e fornecer uma análise das incertezas quanto a estes valores, também, na análise de sensibilidade , usando os valores de incerteza contidos na certificação eólica. Se o uso dos valores P75 for justificável, os valores P50 devem também ser discutidos na análise de sensibilidade do PDD.</p> <p>SE01 permanece em aberto.</p> <p>25/04/2013 1) O PP não esclareceu o momento de tomada de decisão, como solicitado na SE02 abaixo e ,logo acima, nesta SE. Além disso, conforme a SE04 abaixo o PP não explicou de forma transparente nem forneceu evidência objetiva das razões porque o PP afirmou não estar seguro com os certificados eólicos apresentados à EPE e ANEEL, antes que a garantia física de energia fosse estabelecida pela ANEEL, nem com certificados posteriores. Portanto, a equipe de auditoria não pôde concluir se os certificados eólicos fornecidos pela DEWI deveriam ser os usados na análise de investimentos, especialmente à luz dos valores mais conservadores observados nos seguintes documentos: Relatórios INOVA /12/, autorizações ANEEL /10/ e CCVEs /13/;</p> <p>2) O relatório eólico que o PP pretende usar para as estimativas de</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>valor atual presente no site da ANEEL (<a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energia/assegurada.asp">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energia/assegurada.asp</a>)</p> <p>Em todo caso, o PP mudou a análise financeira considerando para cada usina a energia utilizada na análise financeira como a máxima entre o valor da INOVA, da DEWI e da energia assegurada pela ANEEL *365 dias* 24 horas. Esta é a abordagem mais conservadora que se pode assumir.</p>	<p>geração de energia foi emitido por uma empresa diferente, que não a PPs e isso não foi esclarecido;</p> <p>3) Não foi fornecida a justificativa do valor P75 do relatório da DEWI ;</p> <p>4) Diretriz 21 das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", afirma que "a EOD deve avaliar detalhadamente se a gama de variações é razoável no contexto do projeto". As incertezas dos relatórios eólicos, que o PP pretende usar como estimativas de geração de energia são bastante elevadas e há chance (por exemplo) de que um viés negativo nos relatórios fornecidos seja identificado quando as usinas reais estiverem funcionando. O PP não discutiu as incertezas no PDD.</p> <p>SE01 permanece em aberta em conformidade com a diretriz 6 e 21 do Relatório EB62 , anexo 5, bem como o parágrafo 17 d) Os VVS não foram demonstrados como acima citado.</p> <p>25/06/2013</p> <p>Nenhuma resposta foi fornecida para questões levantadas em 25/04/2013 desta SE.</p> <p>SE01 permanece em aberto</p> <p>15/07/2013</p> <p>O PP é solicitado a esclarecer por que os fatores de capacidade definidos pela ANEEL não foram utilizados.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>Especialmente em casos de Icarai I, Icarai II e Taiba Águia, onde a energia assegurada definida pela ANEEL é maior que o valor aplicado na análise de investimentos. Indicar também como os valores de carga foram definidos baseados "Diretrizes para expor e validar o fator de capacidade da usina" versão 01.0</p> <p>Esta SE ainda permanece em aberto</p> <p>18/07/2013</p> <p>Os valores de energia assegurada aplicados na análise de investimentos são os mais conservadores. Sugere-se que os participantes do projeto revisem a planilha com o cálculo de redução de emissões assim como os pré valores de energia aplicada na análise de investimentos.</p> <p>Esta SE ainda permanece em aberto</p> <p>29/07/2013</p> <p>Foi fornecida uma planilha revisada com cálculos de redução de emissões.</p> <p>Esta SE está encerrada.</p>
SE02 – Alguns dos valores de entrada da análise de investimento, por exemplo, a estimativa de geração de energia (fator de capacidade da usina que parecem vir de CCVE /13/), parecem vir de fontes com data posterior, em comparação com a data de início do projeto (a data do leilão) e,	B.4.4.6	A data de início do projeto foi revista no PDD versão 02, considerando a data do contrato EPC (21/12/2011). Isso significa que todos os valores de entrada usados na análise financeira são aproximadamente da mesma data.	Conforme SE01, o 2º leilão de Reserva de Energia aconteceu em 2009 /30/, os CCVEs /13/ foram assinados em 2010 sugerindo que alguns dos valores de entrada da análise financeira já eram conhecidos antes da alegada data de

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>portanto, pode-se assumir que vem após a data de decisão do investimento. Favor esclarecer esta questão e fornecer evidências para todos os parâmetros utilizados na análise financeira que atendam a Diretriz 6 do Relatório EB62, Anexo 5 (conforme SE06 acima) e para a data de decisão de investimento.</p>		<p>É importante notar que o valor do índice de referência também foi revisto para considerar o valor histórico da taxa SELIC, antes da nova data de início do novo projeto.</p> <p>10/04/2013 A análise financeira foi revista, incluindo as datas de cada evidência. O cronograma também está disponível no PDD, com os marcos mais importantes. Consultar CL04 para obter as informações sobre a data de início, que é a do contrato EPC e não do PAA.</p> <p>15/05/2013 O CCVE foi assinado em 27/09/2010, evidenciado pelo CCVE de Taíba Águia WPP. Esta data foi incluída na tabela 08 do PDD, com o cronograma do projeto. Os CCVEs das outras WPPs foram assinados em 16/11/2010.</p> <p>Uma vez assinado o CCVE é o desenvolvedor do projeto deve depositar 1% do investimento ou R\$ 20.000/MWave como garantia de entrega. Favor consultar o documento da CCEE na página 6. Este montante não é significativo se os relatórios eólicos locais indicarem que o projeto é inviável.</p> <p>Em 28/11/2011 o relatório eólico foi executado pela INOVA, mas os resultados foram considerados</p>	<p>início do projeto (21/12/2011) contidas no PDD versão 2 /1/.</p> <p>Como também mencionado nas SE01 e SE06, as evidências de todas as estimativas utilizadas devem estar conformes com a diretriz 6 do Relatório EB62 , anexo 5 /17/ e, assim, o PP deve esclarecer o momento exato da tomada de decisão nesta SE e confirmar, que todos os valores de entrada eram aplicáveis na ocasião, em SE01 e SE06. SE02 permanece em aberto.</p> <p>25/04/2013 O momento exato da tomada de decisão não foi colocado na linha do tempo, nos eventos significativos da atividade de projeto, da tabela 8 do PDD e isto não foi informado nesta SE. A resposta fornecida nesta SE é sobre a data de início e não sobre a decisão de investimento, que são duas coisas diferentes. SE02 permanece em aberto.</p> <p>25/06/2013 1) Partindo da última resposta dada pelos PPs à SE02 e da informação contida na SE04, os PPS tinham dois relatórios de certificação eólica no momento de fazer a decisão de investimento: o relatório da INOVA de 28/11/2011 e o relatório da DEWI de 21/12/2011 /28 / e /29 /. De</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>superestimados pelo desenvolvedor do projeto. Os desenvolvedores do projeto decidiram executar outro estudo eólico com a DEWI, uma empresa muito competente, publicado em 21/12/2011, e a quantidade de energia P50 foi 10% inferior ao relatório anterior.</p> <p>Uma vez disponível este resultado, o desenvolvedor do projeto decidiu começar com o projeto.</p> <p>A data de início do projeto foi 21/12/2011, evidenciada pelo contrato assinado com o fornecedor do equipamento. Esta data está incluída na tabela 08 do PDD, com o cronograma do projeto e foi no mesmo dia em que o relatório da DEWI foi disponibilizado.</p> <p>Mesmo assim, a análise de investimento foi realizada usando os valores da INOVA para estimativas de geração de energia, o que foi mais conservador (10% superior ao relatório da DEWI de P50).</p> <p>14/07/2013</p> <p>A consideração prévia é de 14/06/2010. Assim, em ambos os casos (28/11/2011 e 21/12/2012) a data de início do projeto seria válida.</p> <p>A ação real data de início do projeto foi a assinatura do contrato de engenharia, que foi feita tão logo o relatório da DEWI declarou sua estimativa de geração de energia (menor do que o que foi relatado</p>	<p>acordo com os PPs, eles decidiram executar apenas o investimento, quando receberam o relatório da DEWI de 21/12/2011 (a discussão dos PPs sobre a credibilidade dos resultados do certificado eólico pode ser encontrada em SE04) e, na verdade, colocada na última resposta da SE02 onde "a ação real (contrato com o fornecedor) é do mesmo dia da decisão de investimento (estudo eólico disponibilizado pela DEWI)." No entanto, na tabela 8 da versão mais recente do PDD, enviada com as respostas a SE02, os PPS afirmam que o certificado eólico da INOVA de 28/11/2011 é da data de decisão de investimento. Esclarecer qual informação está correta e corrigir se for o caso</p> <p>2) Além disso, a mais recente planilha financeira fornecida pelos PPs, Financialusinginova.xls 41, mostra dois conjuntos de valores para as estimativas de geração de eletricidade. Um conjunto a partir do relatório da DEWI de 21/12/2011 /28/ /29/ e um conjunto de uma segunda edição do relatório certificado eólico da INOVA, de 14/03/2012 /12/, que era, na verdade, após a data de início da atividade de projeto. O último, na verdade, está sendo usado para calcular a TIR</p> <p>Confirmar o entendimento da equipe de auditoria de que os valores usados para calcular a TIR, da última planilha financeira /41/, são os da INOVA 14/03/2012 (que é após a data de início), pois estes eram mais conservadoras do que os valores do certificado da DEWI,</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>pela INOVA, mas ainda viável).</p> <p>Apesar de, durante a última rodada de validações, a análise financeira mudou para considerar a estimativa de geração de energia do relatório da INOVA em vez da do relatório da DEWI. Isto foi uma medida conservadora, pois os valores da INOVA para a estimativa de geração de energia é mais elevado, conduzindo assim a maiores entradas.</p> <p>O PDD foi revisto considerando que 21/12/2012 foi tanto a decisão de investimento quanto a data de início do projeto. A planilha de análise financeira está considerando os valores da INOVA e os da DEWI foram utilizados na análise de sensibilidade.</p> <p>A versão do PDD está agora revisada para a versão 5, datada de 08/07/2013.</p>	<p>que estava disponível no momento da tomada de decisões. Ou seja, eles estão incluídos na última planilha financeira apenas com o propósito de demonstrar que, mesmo com valores mais conservadores, o projeto é adicional.</p> <p>3) A equipe de auditoria aproveita a oportunidade para levantar a questão de que todas as novas versões de PDD devem ter um novo número de versão e uma nova data de conclusão do novo PDD. A última versão fornecida com as mais recentes resposta aos achados deveria ter sido a versão 4 e o PP manteve-se como versão 3. A próxima versão do PDD, que será fornecida com as próximas respostas para estes achados deve ser a versão 5, se houver qualquer alteração. Todas as alterações devem ser também rastreadas.</p> <p>SE02 ainda permanece em aberto.</p> <p>15/07/2013</p> <p>A versão e a data de PDD foram atualizadas. Os valores conservadores foram aplicados na análise de investimentos.</p> <p>Esta SE está encerrada</p>
SE03 – O PDD informou que os distritos de Icaraí I e Icaraí II estão em Sabiaguaga enquanto que na autorização da ANEEL consta que as usinas estão localizadas no distrito de Icaraí. As coordenadas geográficas também não coincidem com o documento da ANEEL, que é o documento que está sendo usado pela EOD para validar a	A.5.1	A versão 02 do PDD foi corrigida, incluindo a informação contida na autorização da ANEEL ( localização e coordenadas geográficas).	A equipe de validação verificou o PDD versão 2 /1 / e confirma que o distrito das usinas de Icaraí e as coordenadas geográficas foram corrigidos no PDD de acordo com a autorização da ANEEL. SE03 encerrada.

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
localização e coordenadas geográficas. Favor explicar as diferenças, corrigir, se for o caso, o PDD e fornecer evidências de que a informação no PDD, se for o caso, está correta para que a EOD possa validar as informações.			
SE04 – Favor fornecer evidências que demonstrem que o leilão foi efetivamente realizado na data informada. Justificar, também, no PDD e fornecer, na resposta, evidências a esta SE que suportem sua justificativa de que o leilão atende aos requisitos da definição de data de início da atividade do projeto, "data mais próxima em que a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto começa", como consta no VVS parágrafo 106.	B.4.3.1	<p>A mesma resposta dada à SAC02 foi dada para a SE04, como segue:</p> <p>O PDD versão 02 foi corrigido em relação à data de início do projeto como 21/12/2011 (contrato com o fornecedor do equipamento), uma vez que esta é a data mais antiga em que começou a construção da atividade de projeto MDL. A data também foi corrigida na tabela 08 – cronograma de eventos significativos.</p> <p>10/04/2013</p> <p>O PP considerou que a construção começou e a ação real, o primeiro compromisso de gasto relevante, foi a aquisição de equipamentos. Este é o passo mais importante, porque ocorreu no mesmo momento que o PP recebeu o relatório de análise eólica, que é uma informação básica para definir as características da turbina. Participantes do projeto decidiram ignorar o primeiro estudo de vento devido a sua má qualidade (enormes diferenças foram detectadas em cada estudo, para provar este fato). E a assinatura do CCVE não foi ação real, porque toda a informação disponível para o PP estava errada e seria melhor perder a garantia paga para participar do leilão do que investir em usinas de vento de má qualidade.</p>	<p>06/03/2013 – Favor observar que de acordo com o parágrafo 106 da VVS a data de início do projeto é "a data mais antiga na qual começa a implementação, construção ou ação real de uma atividade de projeto". À luz da mudança da data de início de 14/12/2009 (data do 2º leilão de energia de reserva) para a data do contrato com equipamento fornecedor Suzlon/ 09/, em 21/12/2011, e do fato que foi observado que os CCVEs foram assinados em 2010, explicar as razões desta mudança. O objetivo aqui é entender a justificativa para a decisão do PPs de alterar a data de início, não mais considerando os leilões e as CCVEs como a data mais antiga, em que a ação do projeto implementação, construção ou real atividade começou, e para garantir de que nenhuma data de início da atividade de projeto pôde ocorrer antes de 21/12/2011. Explicar quais seriam os riscos de não fornecer eletricidade à rede após o leilão e das assinaturas das CCVEs e porque o PP não considerou isto como uma ação real significativa.</p> <p>SE04 permanece em aberto</p> <p>25/04/2013</p> <p>1) O PP não explicou, de forma transparente, nem forneceu evidência objetiva das razões porque ele afirmou não estar seguro com os certificados</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>15/05/2013</p> <p>Favor consultar SE02 para a explicação em relação à diferença de estudos da INOVA e da DEWI. As estimativas de geração de energia da DEWI e da INOVA estavam disponível durante a decisão de investimento. Favor observar que se o desenvolvedor do projeto estava confiante em executar o investimento, assinando o contrato com fornecedor de equipamentos, não precisava pagar outro estudo de vento.</p> <p>Favor observar na SE02 as evidências de 1% de investimento ou R\$ 20,000/MW média como garantia. Seria muito melhor perder a garantia do que continuar com 99% do investimento se o relatório eólico indicasse menor estimativa de geração de energia do que o mínimo para a viabilidade.</p> <p>A data de início da atividade do projeto é a ação real, que é o contrato assinado com o fornecedor do equipamento. Qualquer uma das ações anteriores poderiam ser remediadas, se fosse preciso. Este ponto é o mais comprometedor do contrato.</p> <p>Favor observar que, após o leilão, há muitas etapas de aprovação de órgãos ambientais, Agente de Energia Elétrica (ANEEL), a CCVE deve ser assinada e muitos problemas podem ocorrer dentro deste período e muitos projetos podem</p>	<p>eólicos apresentados à EPE e ANEEL, antes que a garantia física de energia foi estabelecida pela ANEEL, nem com certificados posteriores .</p> <p>2) O PP também não demonstrou objetivamente que os custos da garantia paga para participar do leilão e as perdas nelas seriam incorridas pelo PP, caso as CCVEs não pudessem ser cumpridas. Assim, a equipe de validação pode determinar a credibilidade da informação dada pelo PP, de que eles não arriscariam com a informação "errada", embora esta mesma informação já tenha sido aceita pela ANEEL, a fim de publicar a garantia física de usinas de energia.</p> <p>Em resumo, a equipe de auditoria não pôde concluir, a partir das informações apresentadas até agora, que a data de início foi a do contrato EPC devido à qualidade de outros certificados de vento.</p> <p>SE04 permanece em aberto.</p> <p>26/06/2013</p> <p>1) O PP explicou que a evidência de que o PPs não estavam confiantes com os certificados eólicos anteriores foi o fato de que o PP solicitou e pagou por um novo estudo de vento. A equipe de auditoria acha que se trata de uma justificativa razoável, especialmente à luz de que o risco de 1%, ou menos, de investimento total pago quando as CCVEs foram assinadas /40/ não é significativo - tendo em conta os outros 99% que teriam de</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		falhar.	<p>ser pagos para ir à frente à atividade de projeto com a incerteza que eles tinham nos valores estimados de produção de eletricidade dos estudos anteriores. A equipe de auditoria, portanto, achou plausível que eles tenham esperado por estudos adicionais para tomada de decisão financeira e para assinar o contrato EPC para iniciar a atividade de projeto (em 21/12/2011), mesmo depois de ter assinado a CCVE.</p> <p>CL04 foi encerrada, no entanto a explicação pendente, solicitada em SE01, em relação ao fato de que o relatório da DEWI parece ter sido emitido por uma empresa diferente, diferente da Energia Nordeste Energias Renováveis S.A. (embora os estudos locais parecerem ser o mesmo). Também na SE02 a nova versão do PDD, apresentada com a resposta a estas conclusões, relata que a decisão de investimento realizada no dia do relatório da INOVA 28/11/2011 contradiz a informação dada em SE02 que "a ação real (contrato com o fornecedor) é do mesmo dia da decisão de investimento (estudo de vento disponível pela DEWI)".</p> <p>SE04 foi encerrada.</p>
SE05 – Explicar os critérios utilizados para agrupar as cinco usinas em dois complexos (Icaraí e Taíba) na análise de investimentos, pois desde que as cinco usinas têm diferentes nomes de empresas, participaram do segundo leilão de reserva energia como cinco usinas diferentes e se beneficiariam de diferentes cargas, tais como a	B.4.4.4	Os critérios utilizados para agrupar as 5 usinas em 2 complexos baseia-se no fato de que apenas 2 linhas de transmissão serão construídas para entregar a energia produzida pelas 5 usinas à rede nacional. Assim, Icaraí I e II de Icaraí compartilharão os custos da linha de	As razões apresentadas não são suficientes para agrupar os complexos. Cada uma das usinas tem diferentes nomes empresariais, participaram do 2º leilão de energia de reserva como 5 usinas diferentes e se beneficiariam com diferentes cargas tais como a TUST e a

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>TUST. Favor observar que a correção da análise da prática comum também será revisada após a resposta desta SE.</p>		<p>transmissão Icarai-Sobral com 100 km de extensão e Taiba Andorinha, Taiba Águia e Colônia irão partilhar os custos da linha de transmissão Taiba-Pecém com 7 km de extensão.</p> <p>Além disso, outro fato que corrobora os critérios utilizados é a tarifa de eletricidade proveniente do leilão, onde ambas as usinas do complexo de Icarai venderam energia pelo mesmo preço (R\$ 142,00/MWh), enquanto as duas usinas do complexo Taiba venderam energia por um preço diferente (R\$ 149,90/MWh). Isto sugere que o desenvolvedor do projeto estruturou o negócio em 2 complexos, apesar da criação de 5 empresas diferentes.</p> <p>10/04/2013</p> <p>Favor verificar que o preço de energia foi comercializado pelo complexo e não individualmente para cada empresa. A divisão de cada complexo em 2 ou 3 empresas é exclusivamente para reduzir os custos de impostos. E isso está de acordo com a legislação local. A tarifa TUST também é a mesma para cada complexo, uma vez que o ponto de conexão à rede é o mesmo.</p> <p>Os estudos de vento e a localização também são as mesmas para cada complexo.</p> <p>O PP não conseguiu entender a demanda da EDO, mas mesmo assim a análise</p>	<p>tributação. SE05 permanece em aberto.</p> <p>19/04/2013</p> <p>A EOD simplesmente afirmou que as razões fornecidas até agora não foram suficientes para ter usinas agrupadas. Além disso, conforme informado durante a reunião, o projeto está sob a tributação de lucro presumido que é aplicada a empresas com receitas totais abaixo de 24.000K.</p> <p>CL05 está fechada.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>SE06 - O PP não trouxe para a avaliação da RINA, evidências oficiais ou de terceiros usadas nos modelos financeiros apresentados /15/ /16/, que estejam em conformidade com a Diretriz 6 do Relatório EB62, Anexo 5, /17/, em:</p> <p><b>1. Investimento Total:</b> O PP não apresenta uma lista desdobrada em que as parcelas do investimento total estejam detalhadas juntamente com os documentos necessários para cada despesa mencionada. Além disso, a soma do investimento total fornecida no PDD deve ser representada pela soma exata das planilhas financeiras.</p> <p>❖ <b><u>Custos elegíveis:</u></b></p> <p><b>Ambiente</b>  Taíba Águia: R\$955.912,00  Taíba Andorinha: R\$443.444,00  Colônia: R\$558.748,00  Icaraí I: R\$1.725.390,00  Icaraí II: R\$1.349.095,00</p> <p><b>Estudos, Projetos e Assessoria:</b>  Taíba Águia: R\$187.389,00  Taíba Andorinha: R\$158.966,00  Colônia: R\$175.633,00  Icaraí I: R\$232.298,00  Icaraí II: R\$233.494,00</p> <p><b>Balanço da Usina (BdU):</b>  Taíba Águia: R\$35.941.503,20  Taíba Andorinha: R\$12.478.995,76  Colônia: R\$16.044.423,12  Icaraí I: R\$64.226.799,05  Icaraí II: R\$23.175.277,85</p>	<p>B.4.4.5  B.5.4.2  B.5.4.3  A.6</p>	<p>financeira e análise de sensibilidade foram divididas por cada empresa.</p> <p>A análise financeira foi inteiramente revisada no PDD versão 02 e foi fornecida uma nova planilha em relação à análise financeira.</p> <p>Além disso, para cada entrada de análise financeira é fornecida a respectiva referência e indicado o seu número na lista das evidências.</p> <p>10/04/2013</p> <p>A planilha de análise financeira foi inteiramente revista, considerando cada usina separadamente, conforme solicitado pela SE02. Favor observar que a planilha “doc control” contém a documentação relevante, usada como evidência e sua data.</p> <p>As evidências de estudos ambientais apresentavam datas após a data de início do projeto. Mesmo que isso pudesse ter sido estimado antes, o PP decidiu removê-lo da avaliação financeira como uma medida conservadora.</p> <p>As evidências do “contrato do Banco do Brasil” está incluída na análise financeira, mas seu nome foi mudado para “despesas de pré- investimento” para evitar interpretações erradas.</p> <p>16/05/2013</p>	<p><b>1. Investimento Total:</b></p> <p>❖ <b><u>Custos elegíveis:</u></b></p> <p>A) meio ambiente:</p> <p>I - Os valores parecem ter mudado sem uma explicação do porquê. Mesmo quando aplicados valores mais conservadores, favor dar uma explicação das alterações em comparação com a versão 1 da planilha de análise financeira.</p> <p>II - Algumas das evidências fornecidas são posteriores à nova data de início indicada para a atividade de projeto. Favor explicar como isso está em conformidade com a diretriz 6 do Relatório EB62 anexo 5 /17/, "As Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimento", que afirma que "valores de entrada usados em todas as análises de investimento devem ser válidos e aplicáveis no momento da tomada de decisão de investimento pelo participante do projeto",</p> <p>III - Favor fornecer informações sobre o momento da decisão de investimento tomada pelos participantes do projeto, para que a EOD possa validá-lo de acordo com "A EDO, portanto, deverá validar o momento da decisão de investimento, a consistência e a adequação dos valores de entrada, com este momento", diretriz 6 do Relatório EB62 anexo 5 /17/, "As Diretrizes sobre a</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>❖ <b><u>Custos não elegíveis:</u></b></p> <p><b>Custos de direito de passagem:</b>  Taíba Águia: R\$2.342.645,00  Taíba Andorinha: R\$235.960,00  Colônia: R\$17.393,00  Icaraí I: R\$806.402,00  Icaraí II: R\$230.417,00</p> <p><b>Despesas financeiras:</b>  Taíba Águia: R\$1.212.359,77  Taíba Andorinha: R\$638.656,55  Colônia: R\$791.305,85  Icaraí I: R\$1.736.563,13  Icaraí II: R\$1.534.540,54</p> <p><b>Outros custos:</b>  Taíba Águia: R\$5.161.772,00  Taíba Andorinha: R\$2.979.041,00  Colônia: R\$3.807.941,00  Icaraí I: R\$5.839.898,00  Icaraí II: R\$8.695.238,00</p> <p>❖ <b><u>Estrutura de dívida/patrimônio líquido:</u></b></p> <p><b>Empréstimo BNDES</b>  Taíba Águia: 73%  Taíba Andorinha: 74%  Colônia: 74%  Icaraí I: 68%  Icaraí II: 73%  Ao fornecer estas evidências demonstrar que o resto era capital próprio e não financiamento público de Partes contidas no Anexo 1 ou foram recebidos da ODA.</p>		<p>❖ <b><u>Custos elegíveis:</u></b></p> <p>A) Meio ambiente:  I – Os custos ambientais foram removidos.  II – Os valores de compensação ambiental foram corrigidos.  III – Favor consultar SE02 e a tabela 8 do PDD.  D) Obra civil e turbinas eólicas: Favor, consultar SE02 quanto à data de início. A obra civil considerada para análise financeira é o contrato EPC.</p> <p>❖ <b><u>Custos não elegíveis:</u></b></p> <p>E) Custos de direito de passagem (servidão):  II – Os custos de direito de passagem de forma são muito difíceis de serem ex ante estimados, mas numa abordagem conservadora, considerou-se o valor utilizado para o pagamento. Favor, observar que este custo é obrigatório e tinha que ser previsto.  III – Favor consultar SE02 e a tabela 08 do PDD.  F) Despesas Financeiras:  1) A análise financeira está usando a análise da TIR do projeto e a estrutura de capital próprio não é relevante.  3) O cálculo das despesas pré-investimento foi incluído na planilha de análise financeira, com base no contrato</p>	<p>avaliação de análise de investimento".  B) Estudos, Projetos e Serviços de consultoria:  Isto parece ter sido removido da análise financeira, favor explicar.  C) Balanço da Usina (BdU):  Isto parece ter sido removido da análise financeira, favor explicar.  D) Obra civil e turbinas eólicas:  Estes valores foram verificados em contraposição com os contratos EPC /9/ como foi dito anteriormente no item 7 quando esta SE foi gerada. Os custos de investimento total dos contratos EPC agora são os mesmos que os custos apresentados nas planilhas financeiras de ambos complexos. Explicar como os custos realizados eram conhecidos na época da tomada de decisão - conforme (A) II e III acima -, pois a data de contratos EPC (21/12/2011) foi considerada a nova data de início da atividade de projeto</p> <p>❖ <b><u>Custos não elegíveis:</u></b></p> <p>E) Custos de direito de passagem (servidão):  - conforme item A) I e III acima</p> <p>F) Despesas Financeiras:  1) Explicar a nota promissória, pois na análise financeira versão1 a estrutura da dívida era capital próprio do BNDES vs.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>Se financiamento público, de Partes contidas no Anexo I, estiver sendo usado para a atividade de projeto, estas forneceram uma confirmação de que tal financiamento não resulta de desvio de assistência ao desenvolvimento oficial, é à parte e não está enumerado nas obrigações financeiras delas?</p> <p><b>2.Impostos:</b> Imposto de Renda, Imposto de Renda adicional, PIS/COFINS, CSLL, taxas da ANEEL, TUST, ONS + CCEE;</p> <p><b>3.O&amp;M + custos administrativos:</b> Para as usinas de Taíba WPC - R\$ 13,59/MWh, e para as usinas de Icaraí WPC - R\$10,45 /MWh. (Favor observar que dependendo da resposta a SE5 tal deverá ser dividido em diferentes usinas).</p> <p><b>4.Produção de eletricidade:</b> Taíba Águia: 10MWaverage Taíba Andorinha: 6MWaverage Colônia: 8MWaverage Icaraí I: 13MWaverage Icaraí II: 18MWaverage Responda esta juntamente com SE01 e SE02.</p> <p><b>5.Seguro (total de 20 anos):</b> WPC Taíba – BRL 7.984.710,74; e WPC Icaraí – BRL 9.147.974,64. (Favor observar que dependendo da resposta a SE5 tal deverá ser dividido em diferentes usinas).</p> <p>Multa de Vento: WPC Taíba – BRL 10.072.579,70 WPC Icaraí – BRL 54.497.567,43 (Favor observar que dependendo da resposta a SE5 tal deverá ser dividido em diferentes usinas).</p>		<p>do Banco do Brasil e as taxas DI aplicáveis para o período de 1 ano antes da data de início do projeto.</p> <p>4) II e III – o contrato foi assinado após a decisão de investimento, devido ao curso natural do negócio, mas este custo foi exigido pelo manual do leilão (evidência fornecida em SE02) e o período de taxa DI utilizado é anterior à data de início do projeto, que é a informação disponível e não a taxa DI da assinatura do contrato.</p> <p>A energia assegurada usada é a do relatório eólico da INOVA, que é mais conservadora do que a do relatório eólico da DEWI. O valor da ANEEL não é significativo, conforme explicado em SE02.</p> <p>A evidência do parâmetro IPI recém-incluído e de que as turbinas eólicas estão isentas deste valor desde 2009 está em: <a href="http://www.nuca.ie.ufrj.br/blogsgesel-ufrjindex.php?archives7125-Governo-desonera-permanentemente-IPI-sobre-aerogeradores.html">http://www.nuca.ie.ufrj.br/blogsgesel-ufrjindex.php?archives7125-Governo-desonera-permanentemente-IPI-sobre-aerogeradores.html</a></p> <p>G) Outros custos: Favor observar que estes custos foram retirados na última rodada de SAC/SEs.</p> <p>Estrutura de dívida/patrimônio líquido</p> <p>H) Empréstimo do BNDES:</p>	<p>2) Observar que os valores para as despesas financeiras do complexo de Taíba aumentaram 40% se comparadas com a planilha financeira versão 1. Favor explicar</p> <p>3) Além disso, os valores não são rastreáveis na evidência fornecida no arquivo "Banco do Brasil Contract.pdf". Fornecer referências que possam ser auditadas e as planilhas usadas para calcular valores, se for o caso.</p> <p>4) Item A) II e III acima também se aplicam.</p> <p>G) Outros Custos: 1) Item A) I a III acima se aplicam; 2) Relativo a "Assessoria técnica" o contrato com a M&amp;S Consultoria Econômica e Assessoria Técnica Ltda. (ou seja, o arquivo Icaraí II Multi.pdf) fornecido afirma que o objeto do contrato é: "(ii) negociação e celebração de contratos com fornecedores", "(iii) acompanhamento de atividades e execução de obras civis e serviços a serem fornecidos no âmbito da Suzlon EPC" e "(iv) gestão dos contratos firmados com terceiras partes para o fornecimento de serviços e aquisição de equipamentos". Explicar se (ii) e (iv) não cairiam no escopo do contrato EPC e se (iii) não cairia no âmbito da já contratada "Multiempreendimentos Engenharia Consultiva LTDA".</p> <p>Estrutura de dívida/patrimônio líquido</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>Solicita-se que o PP forneça as evidências, de terceiros ou oficiais, utilizadas nos modelos financeiros que cumprem a Diretriz 6 do Relatório EB62, Anexo 5 e que liste as parcelas do investimento total de acordo com as opções acima. As fontes devem ser listadas nas planilhas de análise financeira ou no PDD.</p> <p>As únicas evidências de terceiros já enviadas pelo PP para a avaliação/validação da RINA são:</p> <p><b>6. Tarifa de eletricidade:</b> Taíba Águia, Andorinha e Colônia: R\$149,90 /18/ /13/ Icaraí I e II: R\$142,00 /18/ /13/ As tarifas estão corretas, assumindo a decisão de investimento tomada na ou após a data do leilão.</p> <p><b>7. Engenharia, Montagem do equipamento e Contratos de construção dos parques eólicos:</b> Para WPC Taíba – BRL 45.162.599,00 (Andorinha), BRL 58.066.199,00 (Colônia), BRL 87.301.452,00 (Águia); e para WPC Icaraí – BRL 83.873.399,00 (Icaraí I), e BRL 148.270.351,00 (Icaraí II) /9/.</p> <p>Os contratos EPC estabelecem que os custos do seguro estejam incluídos no preço do contrato e os custos totais de investimento dos contratos EPC (que a RINA compreende como custos realizados) são menores do que os custos apresentados nas planilhas financeiras em ambos os complexos.</p> <p><b>8. Garantia, Operação e Manutenção do Contrato de Parques Eólicos:</b> Para WPC Taíba /19/:</p>		<p>A TIR do capital próprio não é mais utilizado, é por isto que não é discutido. Para a TIR do projeto, as despesas financeiras pré poderiam ser incluídas.</p> <p>2. Os impostos e taxas: O fluxo de caixa de cada WWPs foi apresentado individualmente. A seção B. 5 do PDD foi revista para incluir a discussão de impostos no Brasil.</p> <p>3. . O&amp;M + Custos Administrativos: 1) A tabela “Other information” da planilha de análise financeira estava disponível durante a última rodada, mas não foi acessada, favor verificar pois a diferença de custos de O&amp;M está bem explicada.</p> <p>2) O custo de manutenção dos primeiros 2 anos não foi considerado, como uma medida conservadora porque o equipamento é novo e se ocorrer qualquer problema o fabricante pode ser contatado.</p> <p>3) Os custos de O&amp;M foram revistos na última rodada.</p> <p>Produção de eletricidade: Favor ver em SE02.</p> <p>5. Seguro (total de 20 anos) e sanções de vento:</p>	<p>H) Empréstimo do BNDES: Nenhuma explicação ou evidências sobre a estrutura de dívida e patrimônio líquido, na planilha financeira versão 1, inicialmente solicitada na CL06, foi fornecida. Na verdade, informações sobre BNDES foram removidas na versão 2 da análise financeira e uma despesa financeira adicional do Banco do Brasil foi adicionada (vide item F) acima). Explicar.</p> <p>2. Os impostos e taxas: O PP é solicitado a adicionar, no PDD seção B5, pequenas explicações sobre os impostos brasileiros aplicados em investimentos do mesmo tipo de atividade de projeto. Documentação usada pelos participantes do projeto como base em suposições e fonte de dados usados para estimar as taxas e impostos (imposto de renda, CSLL, imposto de renda adicional, PIS/COFINS taxa de ANEEL, TUST, taxas de ONS CCEE) devem ser citados e interpretados no PDD. Por exemplo, explicar por que o PIS/COFINS não cumulativo foi aplicado quando a receita bruta de cada uma das sociedades não parece ser acima de R\$24.000.000,00 (ver <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoajur/idicadipj2000orientacoeslucroreal.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoajur/idicadipj2000orientacoeslucroreal.htm</a> último acesso 21.03.2013).</p> <p>Além disso, por este e outros motivos de transparência o fluxo de caixa de cada uma das empresas dos complexos deve ser apresentado separadamente (Veja também SE05).</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
<p>Anos 1 e 2: BRL 20.000,00 por Aero gerador/ano  Anos 3 a 5: BRL 121.069,58 por Aero gerador/ano  Anos 6 a 10: BRL 136.649,58 por Aero gerador/ano  WPC Icaraí /19/:</p> <p>Anos 1 e 2: BRL 20.000,00 por Aero gerador/ano  Anos 3 a 5: BRL 124.958,85 por Aero gerador/ano  Anos 6 a10: BRL 140.538,85 por Aero gerador/ano</p> <p>O PP deve demonstrar que os preços utilizados na análise de investimento são mais conservadores do que os valores reais e, se não inclusos, devem ser incluídos na análise de sensibilidade.</p> <p>Além disso, certificar-se de que planilhas apenas estão em inglês e que todas as fontes e pressupostos estejam no PDD.</p>		<p>Estes custos foram removidos devido uma medida conservadora.</p> <p><b>Tarifa de eletricidade:</b></p> <p>A Engenharia, a Garantia de contratos de construção e a montagem de equipamentos de parque eólicos e Contrato de Operação e manutenção de parques eólicos:  Consultar SE02.</p> <p>Os pressupostos foram incluídos numa tabela no PDD seção B. 5.</p> <p>14/07/2013  Favor consultar SE02 para a justificação de contrato EPC.</p> <p>O IPI é o imposto sobre itens industrializados. A evidência estabelece claramente que a redução permanente do IPI visa promover energia renovável de fontes eólicas. Favor observar que esta política é de 2009. Em 2013, a redução do IPI não é permanente e o contexto do país é completamente diferente.</p> <p>Os custos de direito de passagem foram estimados antes da data de início do projeto, mas o cronograma de pagamento durante 2012.</p> <p>Todas as informações relacionadas com</p>	<p>3. O&amp;M + Custos Administrativos:</p> <p>1) A versão 1 das planilhas de análise financeiras mostrou que o O&amp;M mais os custos administrativos foram: usina WPC de Taíba - R\$13,59/MWh; e para usina WPC Icaraí – R\$10,45/MWh. Estes custos foram alterados na versão 2 das planilhas para: usina WPC de Taíba - R\$21,44/MWh; e para usina WPC Icaraí – R\$19,50/MWh sem explicação sobre como e por que isso foi feito. Favor explicar a razão para a diferença de valores.</p> <p>2) A EOD verificou que os valores O&amp;M aplicados do ano 0 ao 20 no anexo 6 do contrato GdM /19/ e acharam-nos corretos, exceto que o PP não incluiu os custos para o ano 1 e 2. A EOD também verificou a estimativa de aluguel de terras para todas as usinas no contrato celebrado entre a Central Eólica Icaraí I e John Richard Blackaby /32/, datado de 01/01/2008 (a cláusula 2.2 do contrato permite a rescisão do contrato no advento do projeto não ser aprovado pelas autoridades nacionais competentes, com nenhuma penalidade) e também achou isto correto. Favor esclarecer a diferença entre isto e os custos de direito de passagem ou "servidão".</p> <p>3) A EOD descobriu que os novos cálculos dos custos da O&amp;M não estão corretos (ou seja, alguns dos valores</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>as despesas de pré-investimento estão de acordo com o Manual do leilão, assim, a taxa de desconto era conhecida antes do início do projeto. O contrato com o Banco do Brasil foi uma evidência para demonstrar a execução da exigência.</p> <p>Os valores de PDD e planilha foram verificados novamente. Para ficar mais claro para a EOD o PP incluíram no PDD os valores do custo total na tabela.</p> <p>O custo do direito de passagem é definido pela necessidade do PP de acessar a área</p> <p>Por favor veja SE2 para justificativa de contrato</p> <p>O IPI é o imposto sobre itens industrializados. A evidência estabelece claramente que a redução permanente do IPI visa promover energia renovável de fontes eólicas. Favor observar que esta política é de 2009. Em 2013, a redução do IPI não é permanente e o contexto do país é completamente diferente.</p> <p>Os custos de direito de passagem foi estimado antes da data de início do projeto, mas o cronograma de pagamento é durante 2012.</p> <p>Todas as informações relacionadas com as despesas de pré-investimentos estão de acordo com o Manual do Leilão,</p>	<p>estão incorretos).</p> <p>Produção de eletricidade: Favor ver o comentário na SE01 e SE02 para as questões levantadas sobre as novas evidências fornecidas para estimativas de eletricidade líquida entregue à rede.</p> <p>5. Seguro (total de 20 anos) e sanções de vento: Estes custos parecem ter sido removidos. Confirmar se isso é porque estes custos já estão incluídos nos contratos EPC.</p> <p>Tarifa de eletricidade: Engenharia, montagem de equipamentos e contratos de construção de parques eólicos (contratos EPC) Garantia, operação e contrato de manutenção de parques eólicos (proposta do GdM) Confirmação pendente do sincronismo da decisão de investimento. Ver SE02.</p> <p>A EOD verificou o PDD versão 2 e descobriu que nem todas as fontes de dados são referenciadas e as suposições feitas não são interpretadas no PDD. Isso deve ser feito conforme seção B. 5 das Diretrizes para preencher o formulário de documento de concepção do projeto que afirma: "Quando for utilizada a análise de investimentos, listar todas as premissas e parâmetros relevantes utilizados na</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>assim, a taxa de desconto, o dado, era conhecida antes do início do projeto. O contrato do Banco do Brasil foi uma evidência para demonstrar a execução da obrigação.</p> <p>Os valores do PDD e da planilha foram verificados novamente. Para tornar mais clara para a EOD o PP incluiu no PDD os valores do custo total da tabela.</p> <p>O custo do direito de passagem é definido pela necessidade do PP de acessar a área onde se situa a usina, mas precisa passar por propriedade vizinha. E este serviço é pago. Isso é completamente diferente do aluguel pago pelo PP para usar a área onde a usina está localizada. O PP não entendeu a confusão da EDO, mas acredita que a melhor compreensão da definição dos termos irá facilitar a compreensão.</p> <p>Os custos de O&amp;M são claramente apresentados na planilha de análise financeira. Há uma tabela para mostrar todos os cálculos necessários e o indicativo da proposta usada para os valores. Favor checar novamente. Não havia nenhuma fórmula oculta.</p> <p>17/07/2013</p> <p>Como medida conservadora, as despesas de pré-investimentos foram removidas de análise financeira. Favor</p>	<p>análise".</p> <p>SE06 permanece em aberto. 24/04/2013</p> <p>Custos Elegíveis</p> <p>A) meio ambiente:</p> <p>I - O PP desconsiderou que alguns dos custos ambientais que informou poderiam ter estimativas durante o momento de tomada de decisão, mas uma medida conservadora foi adotada em vez disso. O PP, no entanto, não removeu da planilha de análise financeira os valores desconsiderados.</p> <p>II – Os valores para despesas ambientais incluídas na análise financeira são de um termo de compensação ambiental /31/ assinada em 01/12/2011 (antes da alegada data de início de projeto 21/12/2011) e são para um futuro trabalho planejado a ser realizado pelo órgão ambiental estadual, com pagamentos a serem efetuados pelo PPs, após a alegada data de início do projeto . No entanto, alguns dos valores não foram corretamente relatados.</p> <p>III – PP não forneceu o momento da decisão de investimento assim a EOD não pôde validar "o momento da decisão de investimento, a consistência e a adequação dos valores de entrada deste momento", diretriz 6 do Relatório EB62 anexo 5 /17/, "Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimentos", como também levantado na SE02.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
		<p>verificar o PDD revisado e planilha de análise financeira.</p>	<p>B) Estudos, Projetos e Serviços de consultoria e C) Balanço da usina (BdU): não foram explicados, mas parecem terem sido todos removidos dos custos elegíveis, muito mais conservadores. OK</p> <p>D) Obra Civil e Turbinas Eólicas: O PP também não forneceu nem uma explicação de como os custos realizados eram conhecidos no momento da tomada de decisões - isto é requisitado, pois a data dos contratos EPC (21/12/2011) é nova data de alegada início da atividade de projeto -, nem as informações sobre o momento da decisão de investimento tomada pelos participantes do projeto, conforme solicitado anteriormente. Então a conformidade com diretriz 6 do Relatório EB62 anexo 5 /17/, "As diretrizes sobre a avaliação de análise de investimento", ainda não pôde ser verificada.</p> <p>Custos não elegíveis:</p> <p>E) Custos de direito de passagem (servidão):</p> <p>I – As mudanças de valores não foram explicadas, no entanto, os valores para os custos totais de servidão são mais conservadores do que os originais. OK</p> <p>II – Esta evidência é de uma empresa de banco de dados com as faturas emitidas em 2012 e valores já pagos a fornecedores também em 2012. A explicação de como esta evidência está em conformidade com diretriz 6 do Relatório EB62 anexo 5 /17/, "As</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimento", que estabelece que "valores de entrada usados em todas as análises de investimento devem ser válidos e aplicáveis no momento da tomada de decisão de investimento pelo participante do projeto", como previamente solicitado, ainda não foi apresentada.</p> <p>III – O PP não forneceu o momento da decisão de investimento, assim a EOD não pôde validar "o momento da decisão de investimento, a consistência e a adequação dos valores de entrada, com este tempo", Diretriz 6 de Relatório EB62 anexo 5 17, "As Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimentos", como levantado também em SE02.</p> <p>F) Despesas financeiras:</p> <p>1) Explicação da nota promissória não foi fornecida à luz do BNDES vs estrutura de capital mencionada na planilha análise financeira versão 1. Também ainda não ficou claro quem era o investidor.</p> <p>2) O PP não explicou, mas a equipe de validação encontrou a fonte do erro. A planilha financeira versão 1 não incluiu os custos para Colônia no total do complexo. O valor total aparece agora corretamente adicionado a planilha na versão 3. OK</p> <p>3) Os valores adotados na análise de investimento para a, agora chamada, despesa de pré-investimento ainda não são rastreáveis no documento fornecido como a fonte desse valor (arquivo "Banco do Brasil Contract.pdf").</p> <p>4)</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>II – Esta evidência é datada de 28/08/2012. A explicação de como esta evidência está em conformidade com a diretriz 6 do Relatório EB62 anexo 5 /17/, "As Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimento", que estabelece que " a entrada de valores utilizados em todas as análises de investimento devem ser válidas e aplicáveis no momento da decisão de investimento tomada pelo participante do projeto", como previamente solicitado, ainda não foi apresentada.</p> <p>III - PP não forneceu momento da decisão de investimento assim a EOD pôde validar "o momento da decisão de investimento e a consistência e a adequação dos valores de entrada, com este tempo", orientação 6 de Relatório EB62 anexo 5 17, "As orientações sobre a avaliação de análise de investimento", como levantado anteriormente na SE02.</p> <p>A partir da análise realizada na amostra das respostas para as questões anteriormente levantadas nesta SE está claro que todas as conclusões anteriormente levantadas nesta SE não foram totalmente abordadas pelo PP, portanto SE06 permanece em aberto até que todas as questões levantadas anteriormente sejam abordadas.</p> <p>A respeito dos achados levantados previamente, observar que o valor de energia assegurada, mostrado nas planilhas financeiras não correspondem ao valor oficial da ANEEL /10/ e a</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>evidência de que o novo parâmetro IPI incluído e que as turbinas eólicas estão isentas deste valor, desde 2009, não foi fornecida pelo PP.</p> <p>SE06 permanece em aberto.</p> <p>28/06/2013</p> <p>Custos Elegíveis:</p> <p>A) Meio Ambiente:</p> <p>I - O PP agora removeu os valores ignorados da planilha de análise financeira. Foi considerada uma medida conservadora. OK.</p> <p>II – Custos de compensação ambiental agora estão corretamente relatados, no entanto, alguns totais ainda estão erradamente relatados e algumas fórmulas não são mostradas na planilha financeira.</p> <p>III – Pendente de confirmação em SE02.</p> <p>D) Obra civil e Turbinas eólicas:</p> <p>I - De acordo com a última resposta do PP a SE06 os valores considerados para obra civil na análise financeira são do contrato de EPC. Está pendente de confirmação em SE02.</p> <p>II - Em relação aos valores IPI atribuídos ao valor das turbinas eólicas eles só podem ser incluídos no cálculo da TIR se incluídos n uma política ambiental. Por isso o PP deve demonstrar que o seguinte se aplica: "As políticas nacionais e/ou setoriais que dão comparadas vantagens a tecnologias com menor</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>intensidade de emissões sobre tecnologias com emissões mais intensas.". O artigo apresentado no link <a href="http://www.nuca.ie.ufrj.br/blogsgesel-ufrjindex.php?archives7125-Governo-desonera-permanentemente-IPI-sobre-aerogeradores.html">http://www.nuca.ie.ufrj.br/blogsgesel-ufrjindex.php?archives7125-Governo-desonera-permanentemente-IPI-sobre-aerogeradores.html</a> anunciou a isenção permanente do IPI para geradores eólicos. No entanto, tendo vista o fato de que muitos produtos estão recebendo isenção de IPI - numa tentativa do Ministério da Fazenda de estimular o consumo nacional - a equipe de auditoria não pôde concluir, a partir das evidências apresentadas, que os geradores que utilizam combustíveis de emissão mais intensa também não estejam recebendo isenção permanente. Evidência disto assim como do valor do imposto aplicado em análise financeira do IPI (código TIPI exato) não foi fornecida no link.</p> <p>Custos não elegíveis:</p> <p>E) Custos de direito de passagem (servidão):</p> <p>II – O PP ainda não demonstrou a evidência fornecida pelos custos de direito de passagem está em conformidade com Diretriz 6 do Relatório EB62 anexo 5 /17/, "As Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimento", estabelece que "os valores de entrada usados em todas as análises de investimento devem ser válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento tomada pelo participante do</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>projeto.</p> <p>III – Pendentes E) II e SE02.</p> <p>F) Despesas Financeiras:</p> <p>1) Conforme planilha com cálculo de investimento "Financialusinginova.xls", o cálculo da TIR fornecido na planilha "fluxo de caixa" está baseado no valor do investimento total descrito na planilha "Investimento" da mesma planilha, assim, a composição do capital não é relevante</p> <p>3) As despesas de pré-investimento descritas na planilha "investimento" ""Financialusinginova.xls" estão de acordo com o fornecido no arquivo"16 - Banco do Brasil Contract.pdf":</p> <p>Valor total da nota promissória R\$150.000.000,00 descrita na cláusula 2.1.2 do contrato;</p> <p>Taxa DI + 0,44% descrito na cláusula 2.4.1</p> <p>Considerando que a cláusula 2.4.1 também define 252 dias úteis por ano, os participantes do projeto são solicitados a esclarecer como calcularam os valores anuais na linha 12 da planilha "investimento".</p> <p>4) II - Conforme indicado no Manual do Leilão emitido pela CCEE, item (d) cláusula 2.1.5 as notas promissórias são consideradas como uma condição de garantia para participar do leilão. Os</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>participantes são convidados a demonstrar que os valores aplicados no arquivo "16 - Banco do Brasil Contract.pdf" estavam disponíveis na ocasião da decisão de investimento</p> <p>5) III – resposta pendente SE02</p> <p>G) Outros Custos: Outros custos foram retirados da análise financeira. OK</p> <p>---</p> <p>Observar que os custos de investimento total das planilhas novamente não conferem com os custos de investimento total relatados no PDD. Todos os valores em planilhas devem corresponder a valores relatados no PDD.</p> <p>Estrutura de dívida e patrimônio líquido</p> <p>H) Empréstimo do BNDES: Conforme verificado no cálculo de investimento apresentado na planilha "Financialusinginova.xls" os participantes do projeto forneceram a TIR, mas a estrutura de capital não foi considerada;</p> <p>2. Os impostos e taxas: As referências de taxas e impostos foram fornecidas e verificadas na planilha de análise de investimento.</p> <p>3. O&amp;M + Custos Administrativos: 1) A equipe auditora não teve acesso às</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>planilhas onde foi calculado o novo valor para custos de O&amp;M. A mudança de valores, no entanto, não foi explicada. No entanto, a equipe de auditoria conferiu a fonte de informação para os valores usados no cálculo /19/ /32/ e confirmou que os valores estão corretos de acordo com as evidências vistas. OK</p> <p>No entanto, a produção de eletricidade usada nos cálculos dos custos O&amp;M foram os valores do relatório da DEWI, embora os PPs terem mudado a fonte do valor dos cálculos financeiros para os valores de geração de eletricidade do relatório da INOVA 14/03/2012 (ver SE02).</p> <p>2) A diferença entre o aluguel de terras e custos de direito de passagem/ "servidão" não foram esclarecidas pelo PP, apesar da solicitação de esclarecimento ter sido feita na primeira revisão de respostas dos PPs aos achados.</p> <p>3) A "Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimento", parágrafo 8, solicita que todas as fórmulas utilizadas na análise de investimento sejam legíveis assim, as fórmulas para os cálculos de O&amp;M devem ser legíveis, bem como corretas.</p> <p>4) O PPs não demonstraram que os preços utilizados na análise de investimento são conservadores como inicialmente solicitado na SE06 (ver item 8 abaixo).</p> <p>Produção de eletricidade:</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>Resposta pendente SE01 e confirmação requerida em SE02.</p> <p>5. Seguros (total de 20 anos) e sanções eólicas: Foram removidos. OK</p> <p>Tarifa de eletricidade: Engenharia, montagem de equipamentos e contratos de construção de parques eólicos (contratos EPC)</p> <p>Garantia, operação e contrato de manutenção de parques eólicos (contratos GOM)</p> <p>Confirmação pendente requerida em SE02.</p> <p>Para contratos GOM, a data destes contratos são 21/12/2011, no entanto, os valores aplicados na análise financeira são os das propostas que estão no anexo dos contratos e que só seriam válidos se o PP prorrogasse os contratos. Evidência de valores conservadores (ou seja, custo real/ extensão de contrato / comparação com outros projetos) não foi fornecida como inicialmente solicitada nesta SE.</p> <p>---</p> <p>Observar que o termo energia garantida é o termo oficial para a energia assegurada pela EPE e não os dados certificados por terceiros. Além disto, estes dados não parecem ser usados nos cálculos de análise financeira.</p> <p>SE06 permanece em aberto.</p>

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
			<p>16/07/2013</p> <p>As evidências demonstrando que os valores apresentados no arquivo "16 - Banco do Brasil Contract.pdf" estavam disponíveis na decisão de investimento não foram fornecidas.</p> <p>Esta SE está em aberto.</p> <p>18/07/2013</p> <p>Procedeu-se a revisão da planilha de análise de investimento e as despesas pré foram removidas. Os valores de investimento apresentados na planilha de trabalho "fluxo de caixa" para o complexo de Icarai igual a 251.054.979 (célula B71) e para o complexo de Taiba igual a 207.213.787 (célula B74), diferem dos valores apresentados na planilha de trabalho "investimentos" (células H14 e I14) da mesma planilha.</p> <p>Esta SE está ainda em aberto.</p> <p>20/07/2013</p> <p>A planilha com análise de investimento foi revisada.</p> <p>SE06 encerrada.</p>
SE07 – Favor explicar como atividade de projeto espera ter 7 anos do período de creditação renovável, quando a vida útil operacional do equipamento principal tem a expectativa de 20	C.1.2	A atividade de projeto escolheu um período renovável de empréstimo, não é necessariamente o período de 21 anos de crédito.	De acordo com o parágrafo 64 (a) do Relatório EB70 "não é necessário para um projeto, que aplica duas vezes para renovação de período de crédito, ter uma

Ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da Validação
anos.		A atividade de projeto espera gerar ERs somente durante o respectivo ciclo de vida operacional.	duração de mais de 20 anos". Neste caso, a escolha de um período de empréstimo renovável e uma duração prevista para 20 anos está em conformidade com os requisitos do MDL. CL07 foi fechada.