



RINA

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Final

“Parques Eólicos El Modelo”
no
Brasil

Relatório Nº 2012-DG-15-MD
Revisão Nº 1.2



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Título do projeto: "Parques Eólicos El Modelo"		País: Brasil	RCEs estimadas (tCO₂e): 105.702	
Cliente: ENEL Brasil Participações Ltda		Contato do cliente: Sr. Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira		
Relatório N°: 2012-DG-15-MD		Revisão: 1.1	Data deste relatório: 22/11/2012	
Aprovado por (Relatório final – Responsável) Roberto Cavanna			Data da aprovação: 22/11/2012	
Metodologia				
Número: ACM0002	Versão: versão 13.0.0 de 11/05/2012	Título: "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis"	Escala Grande	SS(s): 1
<p>A RINA Services S.p.A. (RINA), sob o comissionamento de ENEL Brasil Participações Ltda., realizou a validação da atividade de projeto "Parque Eólico El Modelo" no Brasil, no que se refere às exigências pertinentes às atividades do MDL.</p> <p>Em conclusão, a opinião da RINA é que a atividade de projeto "Parque Eólico El Modelo", conforme descrito no DCP, versão 04 de 21/11/2012, atende a todos os requisitos relevantes para atividades do MDL e a todos os critérios relevantes da Parte anfitriã, e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis", versão 13.0.0 de 11/05/2012.</p> <p>Dessa forma, a RINA solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL.</p> <p>Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá de receber a aprovação, por escrito, de participação voluntária por parte da AND do Brasil, o que inclui a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável.</p>				

Trabalho realizado por: Vicente San Valero, Thaís de Lima Carvalho, Nisha Raghavan	<input checked="" type="checkbox"/> Proibida a distribuição sem a permissão do Cliente ou da unidade organizacional responsável <input type="checkbox"/> Altamente confidencial <input type="checkbox"/> Distribuição irrestrita
Trabalho verificado por (Relatório final – funcionário autorizado a assinar pela EOD) Laura Severino	Palavras-chave: Mudança climática, Protocolo de Quioto, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Validação



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Abreviações

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AOD	Assistência Oficial para o Desenvolvimento
AR	Aviso de Recebimento (correio)
BE	Emissões da linha de base
BM	Margem de construção
CAR	Solicitação de Ação Corretiva
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDM M&P	Modalidades e Procedimentos do MDL
CL	Solicitação de Esclarecimento
CH ₄	Metano
CM	Margem combinada
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DNA	Autoridade Nacional Designada
FAR	Solicitação de Ação Antecipada
GHG	Gás(es) de Efeito Estufa
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
LoA	Carta de Aprovação
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério das Minas e Energia
MoV	Meios de Verificação
OM	Margem de Operação
ONS	Operador Nacional do Sistema
PASEP	Programa de Formação de Patrimônio do Servidor Público
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDD	Documento de Concepção de Projeto
PE	Emissões do Projeto
PIS	Programa de Integração Social
PP(s)	Participante(s) do Projeto
PPA	Contrato de Compra de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RCE(s)	Redução(ões) Certificada(s) de Emissão(ões)
Ref.	Referência do Documento
RINA	RINA Services Spa
SIN	Sistema Interligado Nacional
SS(s)	Escopo(s) Setorial(is)
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
VVM	Manual de Validação e Verificação
VVS	Norma de Validação e Verificação

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Índice	Página
1 INTRODUÇÃO	5
1.1 Objetivo	5
1.2 Escopo	5
2 METODOLOGIA	5
2.1 Revisão do documento	5
2.2 Ações de acompanhamento	9
2.3 Resolução de questões pendentes	10
2.4 Controle de qualidade interno	12
2.5 Equipe de validação e revisor(es) técnico(s)	12
3 RESULTADOS DA VALIDAÇÃO	12
3.1 Aprovação e Participação	12
3.2 Modalidades de comunicação	13
3.3 Documento de Concepção de Projeto	13
3.4 Concepção do projeto	14
3.5 Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada	17
3.6 Limite do projeto e identificação da linha de base	18
3.7 Identificação da linha de base	18
3.8 Adicionalidade	18
3.9 Consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo	18
3.10 Identificação de alternativas	19
3.11 Análise de investimentos	19
3.12 Análise de barreiras	24
3.13 Análise de práticas comuns	24
3.14 Conclusão	26
3.15 Plano de Monitoramento	26
3.16 Estimativa de emissões de GEE	28
3.17 Impactos ambientais	29
3.18 Consulta aos atores locais	30
4 COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONG	31
5 PARECER DA VALIDAÇÃO	32

ANEXO A: Protocolo de validação



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

1 INTRODUÇÃO

A ENEL Brasil Participações Ltda. contratou a RINA para executar a validação do projeto "Parque Eólico El Modelo" no Brasil.

O presente relatório apresenta um resumo dos resultados da validação do projeto, realizado com base nos critérios da UNFCCC para o MDL, bem como nos critérios fornecidos para proporcionar de forma consistente a operação, o monitoramento e a elaboração de relatórios sobre o projeto.

1.1 Objetivo

O objetivo da Validação é ter uma avaliação independente de uma atividade de projeto por uma entidade operacional designada, frente aos requerimentos do MDL estabelecidos na decisão 3/CMP.1, no seu anexo e nas decisões pertinentes da COP/MOP, baseada no documento de concepção de projeto. Particularmente, a linha de base do projeto e seu plano de monitoramento, bem como a conformidade do projeto com os requerimentos relevantes da UNFCCC e com os critérios da Parte anfitriã, são validados a fim de confirmar que a concepção do projeto, tal como documentada, é segura e razoável, e atende aos critérios identificados. A validação é um requisito para todos os projetos de MDL e é considerada um passo necessário para prover aos atores a garantia de qualidade do projeto e da geração pretendida de reduções certificadas de emissões (RCEs).

1.2 Escopo

O escopo da validação é a revisão do DCP frente aos critérios da UNFCCC para o MDL.

Os critérios da UNFCCC para o MDL referem-se ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, às Modalidades e procedimentos do MDL, e às decisões subsequentes do Conselho Executivo do MDL.

A validação não tem o objetivo de prover nenhuma consistência aos participantes do projeto. Entretanto, as solicitações de esclarecimentos e ações corretivas podem ter fornecido insumos para o aperfeiçoamento da concepção do projeto.

2 METODOLOGIA

A validação foi realizada utilizando os procedimentos da RINA consonantes aos requerimentos especificados nas M&P do MDL, na versão mais recente do Manual de Validação e Verificação do MDL, nas decisões pertinentes da COP/MOP e do CE MDL, e à aplicação de técnicas-padrão de auditoria.

A validação consistiu nas três fases a seguir:

- Análise de documentos;
- Ações de acompanhamento;
- Resolução de questões pendentes e emissão do relatório de validação final.

As seções a seguir descreverão cada fase em detalhes.

2.1 Revisão do documento

O DCP, versão 04 de 21/11/2012, e a versão anterior 03 de 21/08/2012, versão 02 de 10/06/2012 e versão 01, de 16/01/2012 /1/, particularmente 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 das reduções de emissões fornecidos em planilha eletrônica, ER estimation El Modelo Wind Farms (21Aug12).xls" versão 3 de 21/08/2012, e versões anteriores 2 de 10/06/2012 1 de 20/12/2011 /2/, a planilha de análise financeira "Equity IRR El Modelo Wind Farms (19Jul12).xlsm", versão 3 de 19/07/2012, e versões anteriores 2 de 10/06/2012 e 1 de 20/12/2011 /3/ e a planilha de prática comum "Common Practice Analysis El Modelo Wind Farms (19Jul12).xlsx", versão 2 de 19/07/2012, e versão anterior 1 de 18/11/2011 /4/, foram avaliadas como parte da validação.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A tabela abaixo traz uma relação dos documentos analisados durante a validação.

/1/	MGM Innova: MDL-DCP do “Parque Eólico El Modelo”, version 04 de 21/11/2012; - versão 3 de 21/08/2012 - versão 2 de 10/06/2012; - version 01 de 16/01/2012.
/2/	MGM Innova: Planilha eletrônica com os cálculos de RCEs do “Parque Eólico El Modelo” – “ER estimation El Modelo Wind Farms (21Aug12).xls”, versão 3 de 21/08/2012; - “ER estimation El Modelo Wind Farms (10Jun11).xls”, versão 2 de 10/06/2012; - “ER estimation El Modelo Wind Farms (20Dec2011).xls”, 20/12/2011.
/3/	MGM Innova: Planilha eletrônica com a Análise de investimentos do “Parque Eólico El Modelo” – “Equity IRR El Modelo Wind Farms (19Jul12).xlsm”, versão 3 de 19/07/2012; “Equity IRR El Modelo Wind Farms (10Jun12).xlsm”, versão 2 de 10/06/2012; “Equity IRR El Modelo Wind Farms (20Dec2012).xlsx”, versão 1 de 20/12/2011. *MGM Innova: a planilha apresenta as tarifas com base em uma proposta da ENDESA para venda de energia nos termos de um PPA no mercado não-regulado, calculada como proporção entre a média da garantia física ou energia assegurada, e o montante de energia atribuído no PPA, “Sales Analysis Wind Power Projects Brazil.xls” de 10/06/2012. *MGM Innova: planilha com as projeções da CEPEL no período 2014-2033 para os preços no mercado SPOT de eletricidade (PLD - Preço de Liquidação das Diferenças, com o preço spot da eletricidade no Brasil), “PLD - Final Version - A-3 Auction 2011.xls” de 10/06/2012.
/4/	MGM Innova: Planilha eletrônica com a análise de práticas comuns do “Parque Eólico El Modelo” – “Common Practice Analysis El Modelo Wind Farms (19Jul12).xlsx”, versão 2 de 19/07/2012 “Common Practice Analysis El Modelo Wind Farms (18nov2011).xlsx”, 18/11/2011.
/5/	Conselho Executivo do MDL: Norma de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, versão 2.0 de 25/011/2011. Conselho Executivo do MDL: “Manual de Validação e Verificação do MDL” - Versão 01.2 de 30/07/2010.
/6/	* IDEMA - Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte – Licença prévia nº 2010-039744/TEC/LP-0190 para El Modelo I, emitida em 21/06/2011 e válida até 21/06/2013 (“LP_Modelo I.pdf”), mencionando uma capacidade instalada de aproximadamente 28,8 MW, com 18 geradores eólicos de 1,6 MW cada. * IDEMA - Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte – Licença prévia nº 2010-039737/TEC/LP-0186 para El Modelo II, emitida em 21/06/2011 e válida até 21/06/2013 (“LP_Modelo II.pdf”) mencionando uma capacidade instalada de aproximadamente 24 MW, com 15 geradores eólicos de 1,6 MW cada.
/7/	“Parque Eólico El Modelo” - Documentos ANEEL/MME * Despacho nº 2.221 de 27/05/2011 – Registro do estudo de implementação do projeto, com capacidade instalada total de 28.800 kW para Modelo I (= 28.800 kW, com 18 unidades de 1.600 kW). (Documento não disponível para Modelo II). * Resolução nº 162 de 21/03/2012 - Autoriza o estabelecimento da Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Modelo I. Descreve a capacidade instalada de 28.800 kW (18 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 15.900 kW. * Resolução nº 163 de 21/03/2012 - Autoriza o estabelecimento da Enel Green Power Modelo II Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Modelo II. Descreve a capacidade instalada de 24.800 kW (15 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 12.400 kW. * Resolução nº 1.179 de 18/07/2011 – estabelece o valor da TUST. * Decreto nº 2.410 de 28/11/1997 – estabelece a fórmula de cálculo da TSFEE.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	<p>* Despacho nº 4.080 de 27/12/2010, estabelece o valor da TSFEE para o ano de 2011 em 385,73 BRL/kW.</p> <p>* Despacho nº 136 de 17/01/, estabelece o valor da TSFEE para o ano de 2012 em 418,39 BRL/kW.</p>
/8/	Empresa de Pesquisa Energética: Dados de estudos básicos preliminares da usina geradora de energia eólica Modelo I (capacidade instalada = 28.800 kW). (Eolica_Completa Modelo I A3 2011.pdf).
/9/	Empresa de Pesquisa Energética: Dados de estudos básicos preliminares da usina geradora de energia eólica Modelo II (capacidade instalada = 24.000 kW). (Eolica_Completa Modelo II A3 2011.pdf).
/10/	CIMGC: Manual para envio de projetos MDL para a Comissão Interministerial sobre Mudança Global do Clima, versão 2 de 01/07/2008.
/11/	<p>* Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes de preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto”, versão 01.0 de 02/03/2012 (EB66 - Anexo 8).</p> <p>* Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes de preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto (MDL-DCP) e das novas metodologias de linha de base e de monitoramento propostas (CDM-NM)”, versão 7 de 02/08/2008.</p>
/12/	<p>* Conselho Executivo do MDL: ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 12.2.0 de 25/11/2011</p> <p>* Conselho Executivo do MDL: ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 12.3.0 de 02/03/2012.</p> <p>* Conselho Executivo do MDL: ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012.</p> <p>* Conselho Executivo do MDL: ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012.</p>
/13/	Conselho Executivo do MDL: Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 06.0.0 de 25/11/2011 (EB65 – Anexo 21).
/14/	Conselho Executivo do MDL: Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico, versão 02.2.1 de 29/09/2011.
/15/	CIMGC: Fatores de emissão de CO ₂ para geração de eletricidade no Brasil http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html - acesso: 23/02/2012. Em inglês e português.
/16/	<p>* Conselho Executivo do MDL: Glossário de termos do MDL, versão 06, de 02/03/2012.</p> <p>* Conselho Executivo do MDL: Glossário de termos do MDL, versão 05, de 19/08/2009.</p>
/17/	Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes de demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL” (EB62 - Anexo 13), versão 04, de 15/07/2011.
/18/	Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos”, versão 05, de 15/07/2011.
/19/	Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes sobre a prática comum”, versão 01.0, de 29/09/2011.
/20/	Conselho Executivo do MDL: “Ferramenta para calcular as emissões de projeto ou fugas de CO ₂ por queima de combustíveis fósseis”, versão 02, de 02/08/2008.
/21/	Conselho Executivo do MDL: “Diretrizes para elaboração de relatório e validação de fatores de carga da usina”, versão 01, de 17/07/2009.
/22/	ENEL Brasil Participações Ltda. Consideração prévia do MDL, 20/12/2011: confirmado no site da UNFCCC Nações Unidas na internet na internet (http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html) e pela AND no e-mail de recebimento (Mail confirmation DNA Brazil (20Dec2011).pdf)
/23/	Procedimentos da rede do ONS, Sub-módulo 12.3 “Manutenção de sistema de medição para cobrança” e Sub-módulo 12.4 “Coleta de dados medidos para faturamento”, disponível em < http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset > acesso: 23/03/2012 (Sub-módulo 12-3 Manutenção de sistemas de monitoramento (ONS).PDF; Sub-módulo 12-4 Coleta de dados (ONS).PDF), em português.
/24/	Consulta aos atores locais: cartas e Aviso de Recebimento (AR), 29/12/2011; 30/12/2011, 03/01/2012, 04/01/2012.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

/25/	Comissão Interministerial sobre Mudança Global do Clima (CIMGC), Resolução 7 para a consulta aos atores locais, 05/03/2008.
/26/	ANEEL: 12º Leilão de Energia Nova, quando o projeto foi aprovado para assinar um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 17/08/2011 (Resultado_12LEN_A3.PDF), disponível em < http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/2_Resultado_Completo_12LEN_A3_vendedor_.pdf > acesso: 04/04/2012. Em português.
/27/	SAI- Serviços aéreos industriais especializados: relatório técnico para o Parque Eólico/RN, inclusive imagens de satélite da área do Projeto, maio de 2010 (Relatorio SAI Modelo.pdf; imagens de satélite 0013-0054.tif).
/28/	ENEL Brasil Participações Ltda: - balanços financeiros dos anos de 2009, 2010 e 2011 (até 30/11/2011); - Pressupostos para avaliação financeira de Cristal, Primavera e São Judas (“Assumptions for financial valuation Cristal I.pdf” – sem data); -E-mail com estimativas de custos de segurança operacional das usinas eólicas, de 24/04/2010 (ENC_Seguros Eolico Brasil.pdf); -E-mail descrevendo a O&M, de 28/07/2011 (Fwd_RE_LatAm - Wind - Supuestos de OyM.pdf); -Planilha de Opex, com detalhes de custos, sem data disponível (Opex_100414.xlsx).
/29/	site da UNFCCC: status da ratificação, disponível em < http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php > e autoridades nacionais disponível em < http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html > último acesso: 04/04/2012. Disponível em inglês.
/30/	Enel Green Power, link para o DCP disponível em português, http://www.enelgreenpower.com/es-ES/ela/power_plants/brazil/pdd/index.aspx acesso: 04/04/2012. Em português.
/31/	Site do XE, The World’s Favorite Currency, na internet, para consulta à taxa de câmbio do dia 17/08/2011, disponível em < http://www.xe.com/currencytables/?from=USD&date=2011-08-17 > acesso: 04/04/2012. Em inglês.
/32/	MME (Ministério das Minas e Energia), resolução nº 197 de 01/04/2011, com detalhes do leilão de energia A-3.
/33/	site do BNDES na internet: * <i>custo financeiro, taxa de juros</i> < http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Custos_Financieros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP >; * <i>prazo, encargos básicos, prêmio de risco de crédito, taxa de juros</i> < http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html >. Acesso: 04/04/2012, em português.
/34/	Lei Federal 10.637 de 31/12/2002, em português, em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10637.htm? , acesso: 04/04/2012
/35/	Site do FMI na internet: * previsão para o índice de inflação no período 2012-2016 http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2011/02/weodata/weorept.aspx?sy=2009&ey=2016&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=223&s=PCPIPCH&grp=0&a=&pr1.x=52&pr1.y=6 Acesso: 04/04/2012, em português
/36/	*Declaração de Modalidades de Comunicação Enel Brasil Participações Ltda, Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. e Enel Green Power Modelo II Eólica S.A., 17/07/2012 * Cópia da ID do Sr. Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira * Cópia do passaporte do Sr. Giuseppe Deadati *Enel Brasil Participações Ltda, Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. & Enel Green Power Modelo II Eólica S.A., declaração sobre o Projeto MDL “Parque Eólico El Modelo” com objetivo de due diligence - Modalidades de comunicação, 24/08/2012, assinada pelo Sr. Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira *Contrato Social da Enel Brasil Participações Ltda, Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. e Enel Green Power Modelo II Eólica S.A., nomeando o Sr. Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira como seu representante legal, com firmas reconhecidas. * Acordo intra-empresa * Solicitação de serviços de validação, assinada em 02/02/2012



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	* Enel Brazil Participações Ltda: carta autorizando a ENEL trade S.p.A a assinar o contrato de validação em nome de Enel Brazil Participações Ltda.
/37/	Conselho Executivo do MDL: F-CDM-MOC, formulário (Declaração de Modalidades de Comunicação), versão 02.1, de 16/03/2012.
/38/	Conselho Executivo do MDL: formulário do DCP versão 4.1, 11/04/2012.
/39/	E-mail de informações sobre o MDL para cehrat@mgminnova.com, referente à análise de práticas comuns, 12/07/2012 (CommonPractice_ResponseCDM.pdf).
/40/	Site da ANEEL na internet com as usinas energéticas ligadas à rede, início das operações, < http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2 > acesso: 18/07/2012. Em português.
/41/	Site do MME na internet com as usinas do PROINFA, < http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf > acesso: 18/07/2012. Em português.
/42/	CCEE: Regras de Comercialização, Módulo 2 - Determinação da Geração e Consumo de Energia, versão 2010 (sem data disponível).
/43/	CCEE: Relatório de Análise Anual. Este estudo da CCEE indica as perdas para os geradores até o centro de gravidade. O valor mais baixo do estudo é obtido para fins de conservadorismo: 2,09%, versão 2010 ("Relatorio_anual_2010_REV1 CCEE perdas rede basica.pdf").
/44/	Inova Energy: relatório técnico nº 2012.0004A/EGP, para os parques eólicos Modelo I e Modelo II, 30/05/2012 (Generation_Study_Modelo_Final_Configuration.pdf).
/45/	ENEL Green Power (Estudo do Centro de Excelência) – avaliação da geração de energia, considerando as turbinas eólicas Siemens SWT-101-2.3 MW, versão 1, 26/07/2010.
/46/	Iberdrola: apresentação "Avaliação do negócio energia eólica", < www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/en/doc/5_valoracion_del_negocio_eolico.pdf > apresentação de 05/04/2006, acesso: 18/07/2012. Em inglês.
/47/	Centro Risoe da UNEP: relatório "Viabilidade econômico-financeira da energia eólica", < www.risoe.dk/rispubl/reports/ris-r-1608_150-159.pdf > acesso: 18/07/2012. Em inglês.
/48/	Siemens: carta BR035-SIE-EGP-C-006, de 15/06/2012, com Certificado de Tipo em anexo, com data de 04/11/2009, para o tipo de gerador eólico SWT 2.3-101, confirmando uma vida útil de 20 anos (BR035_SIE-EGP_C_006 - Garantia do Design e Manufatura da SWT 2.3 -101 por 20 anos.pdf).
/49/	Proposta da Endesa para energia no mercado não-regulado (assinado para outros projetos da ENEL), 11/08/2011.
/50/	Proposta da Comerc Trading para os custos do hedge de energia, 13/07/2011 (enviados à ENEL por e-mail).
/51/	Inova Energy: relatório técnico nº 2011.024/ENDESA, para os parques eólicos Modelo I e Modelo II, 15/04/2011 (Generation_Study_EI_Modelo.pdf).
/52/	Conselho Executivo do MDL: "Procedimento do Ciclo de Projeto MDL" (PCP) - versão 02.0, 02/03/2012 (EB66 - Anexo 64).
/53/	Conselho Executivo do MDL: "Padrão de Projeto MDL" (PS) - versão 01.0, 25/11/2011 (EB65 - Anexo 5).
/54/	Enel Green Power: carta EBP-0126/12, de 13/07/2012, enviada para a ANEEL com a capacidade instalada revisada das fazendas eólicas.
/55/	Emenda contratual para o uso da terra entre Calcario Imap Agro-Mineração Ltda e Endesa Brasil SA, 15/04/2011

2.2 Ações de acompanhamento

Entre 27 e 28/03/2012, a RINA visitou a ENEL Brasil Participações Ltda. no Rio de Janeiro, e a cidade de João Câmara (local da atividade de projeto), para solucionar questões e problemas identificados durante a análise de documentos e realizar entrevistas com os atores relevantes no país anfitrião. O local da atividade de projeto foi confirmado por relatório técnico fornecido por uma empresa terceira (SAI)/27/, que inclui imagens de satélite do local do projeto.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

O pessoal-chave entrevistado e os principais tópicos das entrevistas estão compilados na tabela abaixo.

	Data	Nome e função	Organização	Tópico
/a/	27/03/2012	Enrique de Las Morenas- Presidente	ENEL Brasil Participações Ltda.	Esclarecimentos sobre estabelecimento de linha de base, plano de monitoramento e cálculos das reduções de emissões
/b/	27/03/2012	Paolo Romanacci- Desenvolvimento de Negócios	ENEL Brasil Participações Ltda.	Recursos, necessidades de treinamento e procedimentos de operação e manutenção
/c/	27/03/2012	Darlan Marques- Gerente de projetos	ENEL Brasil Participações Ltda.	Plano de monitoramento / Registros (backups)
/d/	27-28/03/2012	Thays Marchesano- Desenvolvimento de Negócios	ENEL Brasil Participações Ltda.	Programa de manutenção (calibração)
/e/	27/03/2012	Orlando Lopez- Departamento financeiro – Brasil	ENEL Brasil Participações Ltda.	Limites do projeto
/f/	27/03/2012	Marcio Trannin- Regulação	ENEL Brasil Participações Ltda.	Emissões de linha de base e projeto
/g/	27-28/03/2012	Mauricio Gonzalez- consultor	MGM Innova	Adicionalidade
/h/	27-28/03/2012	Sandra Apolinário- consultora	MGM Innova	Cálculos de reduções de emissões
/i/	27-28/03/2012	Andrés Agüero- Desenvolvimento de Negócios	ENEL Brasil Participações Ltda	Licenças ambientais
/j/	27-28/03/2012	Amstrong Bezerra	Chefe de gabinete da Prefeitura de João Câmara	Atores locais (convites, confirmações)
				Visita ao local/implementação do projeto
				Análise da consulta aos atores locais

2.3 Resolução de questões pendentes

O objetivo desta fase da validação é solucionar todas as questões pendentes que necessitavam esclarecimento para fins de conclusão favorável da RINA quanto à concepção do projeto.

Para assegurar transparência, um protocolo de validação foi desenvolvido especialmente para o projeto. O protocolo mostra, de uma forma transparente, os requerimentos, os meios de validação e os resultados da validação dos critérios identificados. O protocolo de validação consiste de quatro tabelas; as diferentes colunas dessas tabelas estão descritas na figura abaixo (ver Figura 1). O protocolo de validação completo está incluído no Anexo A do presente relatório.

Uma solicitação de ação corretiva (CAR) é levantada caso ocorra o seguinte:

- Os participantes do projeto cometeram erros que influenciarão a capacidade da atividade de projeto de obter reduções de emissões reais, adicionais e mensuráveis;
- Os requisitos do MDL não foram atendidos;
- Existe o risco de que as reduções de emissões não possam ser monitoradas ou calculadas.

Uma solicitação de esclarecimento (CL) é levantada caso as informações não sejam suficientes ou não sejam claras o bastante para determinar se os requisitos aplicáveis do MDL foram atendidos.

Uma solicitação de ação antecipada (FAR) é levantada durante a validação para destacar problemas relacionados à implementação do projeto que exijam análise durante a primeira verificação da



RINA

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

atividade de projeto. As FARs não terão relação com os requisitos de registro do MDL. As CARs, CLs e FARs identificadas estão incluídas no protocolo de validação no Anexo A do presente relatório.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Figura 1 Tabelas do protocolo de validação

Protocolo de validação, Tabela 1 - Requisito obrigatório		
Requisito	Referência	Conclusão
Os requisitos que o projeto deve atender.	Faz referência aos documentos nos quais houver resposta aos requisitos.	Aceitável com base em evidências fornecidas (OK), ou Solicitação de Ação Corretiva (CAR) se um requisito não for atendido. Uma solicitação de esclarecimento (CL) é usada quando a equipe de validação identifica uma necessidade de esclarecimento posterior.

Protocolo de validação, Tabela 2 - Lista de verificação de requisitos					
Questão da lista de verificação	Ref.	MoV	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
Os diversos requisitos da Tabela 1 estão vinculados às questões da lista de verificação às quais o projeto deve atender. A lista de verificação está organizada em sete seções distintas.	Faz referência a aos documentos nos quais a resposta à questão ou ao item da lista de verificação o é encontrada.	Explica como a conformidade com a questão da lista de verificação é investigada. Exemplos incluem análise de documento (DR), entrevista ou qualquer ação de acompanhamento (I), verificação cruzada (CC) com as informações disponíveis relacionadas a projetos, (N/A) significa não aplicável.	A discussão de como a conclusão é obtida e a conclusão sobre a conformidade com a questão da lista de verificação até o momento.	OK é utilizado se as informações e as evidências fornecidas são adequadas na demonstração de conformidade com os requisitos do MDL. Para CAR, CL e FAR, consultar as definições acima.	OK é utilizado se as informações e as evidências fornecidas são adequadas na demonstração de conformidade com os requisitos do MDL.

Protocolo de validação, Tabela 3 - Resolução das Solicitações de Ações Corretivas e Esclarecimentos			
Solicitações de ação corretiva e/ou solicitações de esclarecimento	Referência na Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
A CAR e/ou CLs levantadas na tabela 2 são repetidas aqui.	Faz referência ao número da questão da lista de verificação na Tabela 2 na qual a CAR ou CL é explicada.	As respostas fornecidas pelos participantes do projeto para atender as CARs e/ou as CLs.	A avaliação e conclusão final, pela equipe de validação, das CARs e/ou das CLs.

Protocolo de validação, Tabela 4 - Solicitações de Ações Antecipadas		
Solicitação de ação antecipada	Referência na Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto Conclusão da validação
A FAR levantada na tabela 2 é repetida	Faz referência ao número da questão	Resposta dos participantes do projeto sobre como a solicitação de ação antecipada será



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

aqui.	da lista de verificação na Tabela 2 onde a FAR é explicada.	tratada antes da primeira verificação.
-------	---	--

2.4 Controle de qualidade interno

Todas as revisões do relatório de validação antes do envio ao cliente foram sujeitas a uma revisão técnica interna independente, com o objetivo de confirmar que todas as atividades de validação foram concluídas de acordo com as instruções pertinentes da RINA.

A revisão técnica foi realizada por revisor(es) técnico(s) qualificado(s) em conformidade com o plano de qualificação da RIMA para validação e verificação sob o MDL.

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

A equipe de validação e o grupo de revisores técnicos são compostos pelos seguintes membros:

Função/Qualificação	Sobrenome	Nome	País
Líder de equipe MDL/ Especialista técnico	San Valero	Vicente	Brasil
Validador/Especialista técnico MDL	De Lima Carvalho	Thaís	Brasil
Especialista financeiro	Raghavan	Nisha	Índia
Revisora técnica	Valoroso	Rita	Itália
Revisor técnico em treinamento – Especialista técnico	Tong	Wing Yu	Itália

3 RESULTADOS DA VALIDAÇÃO

Os resultados da validação dizem respeito à concepção do projeto como documentado e descrito no DCP versão 04 de 21/11/2012 e versões anteriores /1/, e serão discutidos em detalhes nas seções a seguir.

Os requisitos de validação, meios de validação, requisitos de relatórios e os resultados da validação dos critérios identificados estão documentados em detalhes no Protocolo de validação, no Anexo A.

3.1 Aprovação e participação

O projeto é unilateral, de modo que o País anfitrião, Brasil, é a única Parte envolvida na atividade de projeto proposta.

O Brasil cumpre com os requisitos para participação no MDL, tendo ratificado o Protocolo de Quioto em 23/08/2002 e estabelecido como AND o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), de acordo com o site da UNFCCC na internet /30/.

Os participantes do projeto são a Enel Brasil Participações Ltda, a Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. e a Enel Green Power Modelo II Eólica S.A., do Brasil; todos os participantes são entidades privadas (como confirmado em visita aos escritórios nos locais). Os participantes do projeto estão corretamente relacionados na tabela A.3 do DCP e as informações são consistentes com os detalhes de contato fornecidos no Anexo 1 do DCP /1/.

O projeto proposto não envolve nenhum tipo de financiamento público de parte Anexo I, e a validação não revelou quaisquer informações que indicassem que o projeto pudesse ser considerado um desvio dos fundos de assistência oficial ao desenvolvimento (AOD) para o país anfitrião /28/.

Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá de receber a aprovação, por escrito, de participação voluntária por parte da AND do Brasil, o que inclui a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A tabela abaixo será preenchida após o recebimento da LoA do Brasil.

Participantes do projeto	Enel Brasil Participações Ltda, Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. e Enel Green Power Modelo II Eólica S.A..	--
Partes envolvidas	Brasil	--
APROVAÇÃO		
LoA recebida	--	--
Data da LoA	--	--
LoA recebida de	--	--
Validação da autenticidade	--	--
Validade da LoA	--	--
PARTICIPAÇÃO		
A parte é participante do Protocolo de Quioto	Sim	--
Participação voluntária	--	--
Contribuição do projeto com o desenvolvimento sustentável	--	--

3.2 Modalidades de comunicação

O documento MoC com data de 17/07/2012 /36/ foi fornecido em nome do PP com quem a RINA possui relação contratual confirmada pela solicitação de serviços assinada em 02/02/2012 /36/. A identidade jurídica de todos os PPs e os pontos focais incluídos na declaração do MoC, bem como as identidades pessoais, assinaturas e assinaturas autorizadas relacionadas, além dos status empregatícios, sofreram verificação cruzada por meio de comunicação por escrito e cópias das identidades e passaportes /36/.

A RINA confirmou que a declaração das MoC fornecida pelo(s) PP(s) /36/ se baseia no formulário atualmente vigente "Declaração de Modalidades de Comunicação" (F-CDM-MOC) /36/, as informações requeridas no formulário, inclusive seu Anexo 1, estão preenchidas corretamente, e os signatários autorizados do(s) PP(s) que firmaram as MoC correspondem aos signatários autorizados do(s) PP(s) incluídos no Anexo 1.

Concluindo, a RINA confirma que a declaração das MoC fornecida pelo(s) PP(s) está de acordo com os requerimentos previstos nos parágrafos 53 a 55 e é consonante com os requisitos do parágrafo 60 do CDM-VVS /5/.

3.3 Documento de concepção de projeto

O DCP versão 04 de 21/11/2012 e versões anteriores /1/ da atividade do projeto "Parque Eólico El Modelo" no Brasil, enviado pela ENEL Brasil Participações Ltda., serviu de base para o processo de validação.

A RINA confirmou que o DCP acima se baseia no modelo de DCP atualmente vigente /38/ e está preenchido de acordo com o documento de diretrizes aplicáveis "Diretrizes de preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto", versão 01.0, de 02/03/2012 /12/.

As principais alterações desde o DCP versão 01 de 16/01/2012 publicado para GSC e o DCP versão 04 de 21/11/2012 submetido a registro, são as seguintes:



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Seção do DCP	Descrição e motivo da alteração das informações na referida seção
Formulário do DCP	DCP revisado conforme o padrão do VVS
A.2.4	Revisão das coordenadas geográficas
A.3	Explicação do fator de carga da usina e descrição da tecnologia
A.4	Inclusão dos PP como entidades privadas
B.1	Atualizações das versões da metodologia e das ferramentas
B.5	Inclusão do cronograma da atividade de projeto e informações adicionais sobre a data de início Revisão da análise de investimentos Revisão da análise de sensibilidade e inclusão do ponto de equilíbrio Revisão da análise de prática comum
B.6.3; B.6.4, B.7.1	Revisão da estimativa de RCEs ex-ante, devido à revisão do valor do fator de emissão (para baixo) e da estimativa de geração de energia (para cima)

3.4 Concepção do projeto

Objetivo e descrição geral da atividade de projeto

O objetivo da atividade de projeto é gerar eletricidade por meio dos recursos eólicos. A atividade de projeto é uma nova usina de energia eólica e consiste na instalação de dois parques eólicos no estado do Rio Grande do Norte, no Brasil: Modelo I e Modelo II. Cada parque eólico terá uma capacidade instalada de 30,55 MW (Modelo I) e 25,85 MW (Modelo II), com capacidade total de 56,4 MW para este projeto MDL. A eletricidade gerada pelo projeto será fornecida ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A estimativa de geração de energia é equivalente a 268.245 MWh/ano, segundo estudo de uma terceira entidade, Inova Energy /44/ (Modelo I: 147.848,0 MWh/ano; Modelo II: 120.397 MWh/ano). O cenário da linha de base é igual ao cenário existente antes da implementação da atividade de projeto.

Local do projeto

O projeto está localizado no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte, Brasil, o que foi confirmado durante inspeção no local e pelas licenças ambientais /6/.

As coordenadas geográficas apresentadas no DCP foram confirmadas nas folhas de dados submetidas à EPE para o leilão de energia /8/ /9/.

Parque eólico	UTM: N(m), E(m) (Zona 24, Hemisfério S)	Geográficas (graus, decimal)
Modelo I	9398631, 180466/8/	-13,9185, -42,6205
Modelo II	9400763, 178585/9/	-13,9290, -42,6384

Cenário existente antes da implementação da atividade de projeto

Os parques eólicos são usinas de energia eólica do tipo Greenfield (novas instalações), o que é confirmado através das licenças ambientais /6/, visita ao local e entrevistas. Antes da implementação da atividade de projeto, não haviam usinas energéticas instaladas no local. A energia a ser gerada pelo projeto é, atualmente, despachada por outras usinas conectadas à rede nacional, o que inclui usinas movidas a combustíveis fósseis.

Tecnologia(s) empregada(s)

Um conjunto de turbinas eólicas horizontais será utilizado para gerar eletricidade a partir da energia cinética dos ventos. Cada projeto incluirá 13 turbinas eólicas Siemens SWT-2.3-101, com capacidade



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

unitária estimada de 2,35 MW, resultando em 24 turbinas eólicas com uma capacidade total de 56,4 MW para todo o projeto de MDL (13 turbinas para Modelo I e 11 para Modelo II). Existe transferência de tecnologia de país Anexo I, dado que esta será fornecida pela Siemens, empresa multinacional sediada em Munique, na Alemanha. Além disso, a Enel Brasil Participações Ltda recebe suporte de outras empresas afiliadas ao grupo (por exemplo, a sede da Enel S.p.A. na Itália ou a Enel Green Power da Espanha).

Os equipamentos contratados não estavam disponíveis à época da visita ao local. Os documentos que mostram a configuração final da atividade de projeto são o estudo energético revisado considerando as capacidades instaladas de 30,55 MW (Modelo I) e 25,85 MW (modelo II) /44/ e a carta enviada para a ANEEL com a atualização da capacidade instalada /54/.

FAR 1 foi levantada: À época da validação, as licenças ambientais da atividade de projeto (licença prévia) não correspondiam à descrição do projeto (capacidade instalada) no DCP. No momento da verificação, deve ser confirmado se as licenças aplicáveis foram revisadas considerando o cenário real da atividade de projeto.

Implementação do projeto

A data de início da atividade do projeto, isto é, o momento em que a ação teve seu real início, é a data do 12º Leilão de Energia Nova, em 17/08/2011 /26/, quando o projeto foi aprovado para assinar um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). À época da visita ao local, o projeto não estava implementado /6/. A RINA verificou que a data de início de 17/08/2011 é a data mais anterior na qual começa a implementação, construção ou ação real de uma atividade de projeto MDL, em concordância com a definição declarada no Glossário de termos do MDL /16/. Na época da visita ao local, a implementação/construção do Projeto não havia começado e o PP tinha apenas uma licença do local.

Período de obtenção de créditos e Reduções de emissões estimadas

A vida útil operacional prevista da atividade de projeto é de 20 anos, o que foi verificado através da especificação técnica da turbina eólica SIEMENS /48/, a qual regulamenta em 20 anos a vida útil do projeto da turbina e do gerador. Foi selecionado um período de obtenção de créditos renovável de 7 anos (passível de renovação por duas vezes), com início em 01/01/2014. A duração do período de obtenção de créditos está claramente definida e é considerada razoável para esta atividade de projeto. O total de reduções de emissões de GEE do “Parque Eólico El Modelo” está estimado em 739.914 tCO₂e durante o primeiro período renovável de 7 anos de obtenção de créditos, resultando em reduções de emissões médias anuais de 105.702 tCO₂e / ano.

Contribuição para o desenvolvimento sustentável

O DCP descreve que o projeto contribuirá com o desenvolvimento sustentável da região da seguinte forma:

- O projeto reduzirá as emissões de óxidos de enxofre (SO_x), óxidos de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono e material particulado, entre outros poluentes, e também de dióxido de carbono associado à queima de combustíveis fósseis.
- O projeto diminuirá a utilização de água associada à geração de eletricidade por usinas que utilizam ciclo a vapor.
- O projeto reduzirá a dependência por combustíveis fósseis, uma fonte não-renovável e de oferta limitada.
- Durante a construção, o projeto empregará cerca de 200 trabalhadores, dando-se prioridade aos moradores locais no preenchimento das vagas, até onde possível.
- Durante a operação, o projeto criará aproximadamente 15 cargos de período integral nas áreas de operação e manutenção.
- O projeto constituirá uma fonte de renda adicional para os proprietários das terras sobre as quais as turbinas eólicas serão instaladas, e uma fonte significativa de arrecadação tributária para os municípios locais, dando assim suporte à economia rural.

Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá de receber a aprovação, por escrito, de participação voluntária por



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

parte da AND do Brasil, o que inclui a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável.

O número de vagas de emprego se baseia na experiência da Enel; a renda adicional dos proprietários de terras foi demonstrada pelo exemplo dos contratos /55/ e considerada nas planilhas financeiras /3/.

A RINA pôde verificar todos os documentos comprobatórios listados 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 MDL proposto conforme contido no DCP abrange de maneira suficiente todos os elementos relevantes, é precisa e completa, e oferece ao leitor um entendimento claro da natureza da atividade de projeto MDL proposta.

3.5 Aplicação da metodologia selecionada de linha de base e de monitoramento

O projeto aplica corretamente a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis", versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/

A atividade de projeto proposta atende aos critérios definidos na metodologia da linha de base, como descrito a seguir:

Esta metodologia se aplica a atividades de projetos de geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis que (a) instalem uma nova usina em um local onde nenhuma usina de fonte renovável tenha sido operada antes da implementação da atividade do projeto (usina tipo "greenfield"); (b) envolvam aumento de capacidade; (c) envolvam modernização (retrofit) de uma ou mais usinas já existentes; ou (d) envolvam substituição de usina(s) já existente(s).

As licenças aplicáveis (ambiental /6/ e da ANEEL /7/) e a inspeção no local confirmaram que a atividade de projeto corresponde a uma nova usina em um local onde nenhuma usina de fonte renovável tenha sido operada antes da implementação da atividade do projeto (usina tipo "greenfield").

A metodologia deve ser aplicada de acordo com as seguintes condições:

- A atividade do projeto é a instalação, acréscimo de capacidade, modernização ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: unidade/usina hidrelétrica (com reservatório a fio de água ou de acumulação), usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade solar, ou usina/unidade de marés e ondas;
- Em caso de acréscimos de capacidade, modernização ou substituições (exceto para projetos de acréscimo de capacidade pelos quais a geração de eletricidade da(s) usina(s) existente(s) não é afetada): a usina existente iniciou suas operações comerciais anteriormente ao início de um período histórico de referência de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção emissões da linha de base, e nenhuma expansão de capacidade ou modernização da usina foi realizada entre o início deste período histórico de referência e a implementação da atividade do projeto;

Pelas licenças aplicáveis /6/ e a visita ao local, confirmou-se que a atividade de projeto consiste na instalação de três unidades de geração de energia eólica. Além disso, o relatório técnico confirmou o local da atividade de projeto através das imagens de satélites fornecidas por uma terceira empresa (SAI) /27/.

A atividade de projeto proposta é um projeto de energia eólica; de modo que não se discutem os critérios aplicáveis a usinas hidrelétricas.

A metodologia não se aplica a:

- Atividades de projetos que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis no local da atividade do projeto, dado que neste caso a linha de base viria a ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;

A atividade do projeto proposto não envolve a substituição de combustíveis fósseis por energia renovável, pois corresponde a um projeto tipo Greenfield /6/.

- Usinas geradoras a partir de biomassa;



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A atividade do projeto proposto não envolve usinas geradoras a partir de biomassa, mas sim três usinas eólicas.

- Usinas hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes, onde a densidade energética da usina é inferior a 4 W/m^2 .

A atividade de projeto não é uma usina hidrelétrica.

Em caso de modernização, substituição ou acréscimos de capacidade, esta metodologia é aplicável somente se o cenário de linha de base mais plausível como resultado da identificação do cenário da linha de base, for a “continuação da situação atual, isto é, utilizar o equipamento de geração de energia que já estava em uso antes da implementação da atividade do projeto e realizar a manutenção normal.”

Esta condição não se aplica. As usinas eólicas são do tipo Greenfield /6/.

A atividade de projeto aplica a seguinte ferramenta da metodologia:

- “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 02.2.1, de 29/09/2011 /15/.

Esta ferramenta é utilizada para calcular o fator de emissão da rede. Conforme descrito na ferramenta, ela pode ser usada para estimar OM, BM e/ou CM no cálculo das emissões de linha de base para uma atividade de projeto que substitua a eletricidade da rede, isto é, onde uma atividade de projeto fornece eletricidade para uma rede, ou uma atividade de projeto resulta em economia de eletricidade que teria sido fornecida pela rede (por exemplo, projetos de eficiência energética no lado da demanda).

As licenças ambiental e de energia /6/ /7/ confirmam que a atividade de projeto fornecerá eletricidade para o Sistema Interligado Nacional (SIN), o que confirma a aplicabilidade da ferramenta. Os valores usados na atividade de projeto são fornecidos pela AND do Brasil /15/.

- Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 06.0.0, de 25/11/2011/13/, aplicada para avaliar a adicionalidade da atividade de projeto.

Por esse instrumento, a RINA confirma que a metodologia da linha de base e de monitoramento foi previamente aprovada pelo Conselho Executivo do MDL e se aplica ao Projeto, que atende a todas as condições de aplicabilidade nela inclusas, e que a versão selecionada é válida no momento do envio da atividade de projeto proposta para registro. Também se confirmou que a metodologia é corretamente aplicada ao compará-la com o próprio texto da versão da metodologia atualmente em vigor.

3.6 Limite do projeto e identificação da linha de base

Segundo a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/, o limite do projeto proposto (extensão espacial) abrange os locais físico-geográficos das fontes geradoras de energia renovável (parques eólicos Modelo I e Modelo II) e todas as usinas ligadas fisicamente à Rede Interligada Brasileira. As fontes de emissões incluídas no limite do projeto são apresentadas na tabela abaixo:

	GEEs envolvidos	Descrição
Emissões da linha de base	CO ₂	Emissões de CO ₂ pela geração de eletricidade por usinas a combustível fóssil que são deslocadas pela atividade de projeto.
Emissões do projeto	N/A	Fazendas eólicas não possuem nenhuma emissão associada à operação. Segundo a ACM0002 versão 13.0.0, nenhuma emissão de projeto deve ser incluída para usinas de energia eólica.
Fugas	N/A	Segundo a ACM0002 versão 13.0.0, as



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	fugas não devem ser consideradas para a atividade de projeto. As principais emissões com potencial de gerar fugas no contexto de projetos no setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades tais como a construção da usina e as emissões a montante e a jusante pelo uso de combustível fóssil (ex.: extração, processamento, transporte). Tais fontes de emissões são desconsideradas.
--	--

As fontes de emissões que não são tratadas pela metodologia aplicada e das quais se prevê contribuir com mais de 1% das reduções de emissões médias totais anuais previstas não foram identificadas /12/.

Pela verificação das informações e evidências disponíveis /6/ e pelo local físico, a RINA pode confirmar que todas as fontes de emissões e gases foram incluídos no limite do projeto e que a descrição do DCP é precisa e completa, e também que as fontes e gases selecionadas são justificadas para a atividade de projeto proposta.

3.7 Identificação da linha de base

Segundo a metodologia de linha de base aprovada ACM0002 /12/, se a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova usina/unidade eólica conectada à rede, o cenário da linha de base é o seguinte:

Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação de usinas energéticas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" (versão 2.2.1).

Os dados do fator de emissão usados na atividade de projeto são baseados nos dados fornecidos pela AND do Brasil /15/, utilizando os dados mais recentes disponíveis na época da publicação do DCP desde 2010. A margem de construção foi definida ex-ante e a margem de operação será monitorada ex-post.

A RINA pôde verificar as evidências documentais relacionadas acima durante o processo de validação e pode confirmar que a metodologia de linha de base aprovada ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis", versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/, foi aplicada corretamente e que o cenário de linha de base confirmado representa de maneira razoável o que ocorreria na ausência da atividade de projeto MDL.

3.8 Adicionalidade

Segundo a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis", versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/, a adicionalidade do projeto foi estabelecida aplicando-se a Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 06.0.0, de 25/11/2011/13/.

O parecer da RINA acima para a adicionalidade do projeto proposto será explicado mais explicitamente nos passos a seguir.

3.9 Consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo

Data de início do projeto

A data de início da atividade do projeto, isto é, o momento em que a ação teve seu real início, é a data do 12º Leilão de Energia Nova, 17/08/2011, quando o projeto foi aprovado para assinar um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica /26/.

As empresas que apresentam projetos no leilão de energia e recebem a aprovação de um PPA comprometem-se a implementar o projeto e não podem cancelá-lo sem que haja um impacto significativo. Nesse sentido, a participação no leilão de energia e no PPA não representa apenas uma



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

oportunidade de negócio, mas primeiramente um compromisso firme com a implementação do projeto, o que é dado nos termos do leilão. O Artigo 17 dos termos do leilão descreve as penalidades que podem ser aplicadas caso o PP não implemente o projeto de acordo com os requisitos, sendo as duas principais:

1. Multa de 0,001% a 10% dos custos do investimento nas folhas de dados apresentadas à EPE. A faixa menor se aplica a desvios menores da implementação do projeto (por exemplo, desvio insignificante do cronograma proposto), ao passo que o cancelamento do projeto proposto acarretaria multa de 10% sobre o investimento!
2. Suspensão temporária do direito da empresa de contratar e participar das licitações da ANEEL por até dois anos (ou seja, o PP ficaria excluído de participação no caso do cancelamento de um projeto), o que implicaria em um forte impacto contra qualquer empresa ativa no mercado.

Os termos e penalidades do leilão podem ser considerados um compromisso sólido dos PPs com a implementação do projeto e com os gastos a ele associados; sendo assim a data de início está em conformidade com o Glossário de termos do MDL, versão 06 /16/.

Consideração prévia do MDL

Avaliou-se que o MDL foi considerado seriamente na decisão de prosseguir com a atividade de projeto proposta pelas seguintes atividades em concordância com a “*Orientação sobre a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL*” /17/. A data de início da atividade de projeto proposta é posterior a 02/08/2008 (17/08/2011 /26/) e o DCP foi publicado para a consulta global aos atores em 18/02/2012; assim, o PP deve informar à AND e à secretaria da UNFCCC, por escrito, o início da atividade de projeto e sua intenção de buscar status de MDL. Nesse sentido, o PP submeteu a notificação à AND do Brasil e à secretaria da UNFCCC em 20/12/2011 /22/, dentro do período de seis meses após o início da atividade de projeto (17/08/2011).

O DCP foi publicado para consulta global aos atores em 18/02/2012 (após agosto de 2008). Portanto, é possível concluir que ações efetivas e contínuas foram tomadas para assegurar o status de MDL para a atividade de projeto, em conformidade com os requisitos de consideração prévia estabelecidos na “*Orientação sobre a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL*” /17/. Dessa forma, fica claramente demonstrada a consciência do MDL e a importância da receita do MDL no desenvolvimento da atividade de projeto. Em conclusão, em concordância com os requisitos da *Orientação sobre a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL* /17/ e da VVS /05/, a RINA confirma que o incentivo do MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto.

3.10 Identificação de alternativas

Segundo a metodologia de linha de base aprovada ACM0002, “*Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis*”, versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/, o cenário da linha de base é *A eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto teria sido gerada de outra forma pela operação de usinas conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”* (versão 2.2.1) e, portanto, nenhuma análise adicional é requerida, de acordo com o parágrafo 115 da CDM-VVS /5/. O proponente do projeto justificou a seleção do cenário da linha de base em consonância com a metodologia aplicada /12/, e tal justificativa é considerada razoável.

3.11 Análise de investimentos

Escolha da abordagem

Para demonstrar a adicionalidade o PP selecionou a análise de investimentos. A análise de custos simples e a análise de comparação de investimentos não são aplicáveis para a atividade de projeto dado que o projeto proposto gera benefícios econômicos além da renda do MDL, isto é, a venda de eletricidade, e o cenário da linha de base é a continuação da atual situação (a eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação de usinas



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

energéticas ligadas à rede e pela adição de novas fontes geradoras), que não envolve nenhum investimento. Portanto, foi aplicada a análise de benchmark.

Seleção do benchmark

O desenvolvedor do projeto escolheu aplicar a análise de benchmark e identificou a TIR sobre o capital como o indicador financeiro mais adequado. A ferramenta de adicionalidade /13/ recomenda um indicador econômico-financeiro como a TIR para demonstrar a adicionalidade através da análise de benchmark. A RINA considera a análise de benchmark e a TIR sobre o capital indicadores adequados, dado que: (i) o projeto gera receita pela venda de eletricidade, (ii) a alternativa à atividade de projeto é o fornecimento de eletricidade da rede e (iii) a TIR sobre o capital é o indicador financeiro mais comumente utilizado para identificar se, do ponto de vista financeiro, um projeto é atrativo ou não.

Como benchmark, foi empregada uma TIR sobre o capital de 16,32% (pós-taxas). Em termos reais e em concordância com a Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos /18/, considera-se, como valor padrão para o retorno esperado sobre o capital em projetos energéticos no Brasil, um valor padrão de 11,75%. Dado que a análise de investimentos /3/ é realizada em termos nominais, os termos reais fornecidos foram convertidos em termos nominais adicionando-se um índice de inflação de 4,57%, baseado nas previsões de 2011 para o período 2012-2016 de acordo com os dados publicados pelo World Economic Outlook do Fundo Monetário Internacional /35/.

A RINA verificou o benchmark acima e confirma que este é amplamente usado nas indústrias energéticas, inclusive na geração de energia renovável, o índice de inflação é fornecido por uma autoridade internacional reconhecida, é pós-taxas e pode ser aplicado à atividade de projeto e ao cálculo da TIR informado sobre a TIR sobre o capital pós-taxas /3/; portanto, a RINA confirma que o benchmark é apropriado para a atividade de projeto.

Parâmetros de entrada

A RINA validou os parâmetros de entrada usados na análise de investimentos e os passos a seguir foram executados na avaliação da análise:

- Avaliação das fontes usadas nos parâmetros de entrada: todos os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimentos são obtidos de fontes terceiras e disponibilizados ao público, conforme descrito na tabela abaixo e, assim, podem ser considerados como informações fornecidas por uma fonte independente e reconhecida.
- Confirmação dos valores no DCP e na análise de investimentos com as fontes terceiras disponíveis ao público descritas na tabela abaixo: a RINA comparou os parâmetros de entrada da análise financeira incluídos no DCP /1/ e na planilha da TIR /3/ com os parâmetros declarados nos documentos mencionados posteriormente, e pode confirmar que os valores aplicados são consistentes com os valores declarados nesses documentos.
- Avaliação do período entre o momento da tomada da decisão do investimento e a data de início da atividade de projeto proposta: a data de início da atividade de projeto é 17/08/2011, quando o projeto recebeu aprovação do Leilão de Energia Nova /26/, e todos os dados usados na análise de investimentos estavam disponíveis naquela época.
- Verificação cruzada dos parâmetros de entrada usados na análise de investimentos: os parâmetros de entrada utilizados na análise financeira passaram por verificação cruzada e todas as fontes de dados usadas para essa verificação foram examinadas durante o processo de validação. Como segue:

Valor de entrada	Avaliação
Parâmetros básicos	
Data de início	A data de início da atividade de projeto proposta is 17/08/2011, com a emissão da aprovação de um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (Leilão) /26/. 17/08/2011 é a data do 12º Leilão de Energia Nova.
Data de início das operações prevista	De acordo com o leilão de energia /26/ /32/, a data de início das operações está prevista para 01/01/2014.
Vida útil operacional	A análise de investimentos foi realizada para um período de 20



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Período de investimento	anos com base na vida útil operacional do projeto proposto, o que foi submetido a verificação cruzada com as especificações técnicas da turbina eólica SIEMENS /48/, segundo as quais a vida útil do projeto da turbina e do gerador eólico é de 20 anos.
Geração de eletricidade	
Capacidade Geração líquida de eletricidade	<p>A capacidade da atividade de projeto proposta, considerando as duas usinas eólicas, é de 56,4 MW e a geração líquida total de eletricidade é de 268.245 MWh/ano, segundo determinado por uma terceira entidade através dos dados de medição eólica no local de 01/01/2012 a 31/12/2011 /44/ e com base no layout final da usina prevista no projeto. O primeiro relatório de geração de energia, emitido em 15/04/2011 /51/, apresentou um layout de projeto com capacidade de 28,8 MW para Modelo I e 24 MW para Modelo II, com turbinas modelo GE1.5sle; os dados disponíveis nesse relatório foram usados pelo PP para solicitar a aprovação da assinatura de um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) /8/,/9/. Segundo a experiência do PP em geração de energia eólica, o layout da usina foi revisado considerando turbinas eólicas modelo Siemens SWT-2.35-108, com capacidade final de 30,55 MW para Modelo I e 25,85 MW para Modelo II /44/.</p> <p>O Fator de Carga da Usina (PLF) da atividade de projeto foi calculado em 54,20% como média para cada fazenda eólica. Os dados de entrada para determinação do PLF foram obtidos de um relatório da Inova Energy /51/ baseado no layout final e, assim, são considerados valores conservadores. A RINA confirma que o PLF foi determinado por um terceiro e, dessa forma, atende aos requisitos das Diretrizes para elaboração de relatório e validação de fatores de carga da usina /21/.</p>
Perdas	Assumem-se perdas de transmissão de 2,09% dos geradores até o centro de gravidade, segundo o valor mais baixo e conservador fixado pelo Relatório de Análise Anual da CCEE /42//43/. Portanto, a geração de energia considerada na análise financeira é 262.638,7 MWh/ ano.
Taxa de câmbio	
Taxa de câmbio R\$/US\$	A taxa de câmbio é 1,585 (BRL/USD), baseada na data de início e em verificação cruzada através do site XE Currency na internet /31/.
Receita	
Tarifa de eletricidade	<p>A tarifa de eletricidade é de 62,16 USD/MWh (98,53 BRL/MWh – convertidos para USD com base na taxa de câmbio na data de início), baseada na tarifa mais alta aprovada no resultado do 12º Leilão de Energia Nova /26/ disponível na CCEE (Modelo I= 98,52 BRL/MWh e Modelo II= 98,53 BRL/MWh)</p> <p>A tarifa de 86,31 USD/MWh para um PPA no mercado não-regulado foi estimada com base em uma proposta da ENDESA para venda de energia nos termos de um PPA no mercado não-regulado /49/, calculada como proporção entre a média da garantia física ou energia assegurada e o montante de energia atribuído no PPA /3/.</p> <p>Os valores das tarifas médias anuais para o mercado SPOT não-regulado (projeção para os anos 2014-2033) foram fornecidos pela agência governamental CEPEL (Centro de Pesquisas Elétricas de Energia Elétrica) /3/.</p> <p>A quantidade de energia a ser vendida no mercado regulado foi</p>



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	<p>definida no leilão /26/. A venda de eletricidade a ser efetuada pelo PPA no mercado não-regulado (MWh) de 2014 a 2017 é baseada na proposta da Endesa /3/ e a geração de energia restante será vendida no mercado spot /3/.</p> <p>A RINA confirma que a tarifa aplicada na análise de investimentos é adequada, válida e pode ser aplicada no momento da tomada da decisão.</p>
Custos do investimento	
Total dos custos de investimento	O custo total do investimento é de USD 136.208.677 (BRL 215.887.950), o que abrange os custos da usina eólica (USD 128.211,10) e os custos de transmissão e ligação (USD 7.997,58), de acordo com os estudos básicos preliminares da atividade de projeto proposta para os parques eólicos Modelo I /8/ e Modelo II /9/. A construção e a implementação do projeto ainda não começaram, e não há nenhum valor de investimento contratado disponível para a verificação cruzada. Entretanto, o montante total do investimento, baseado na expertise local e nos valores da Eletrobrás (Investimento BRL/kW – de 3.500 to 5.000 BRL/kW), bem como nos dados do Centro Risoe da UNEP (Investimento BRL/kW - de 1.800 a 6.900 BRL/kW) /47/ de projetos eólicos registrados e em validação na América do Sul, e no investimento BRL/kW deste projeto (~3.828 BRL/kW), é considerado apropriado e aplicável no momento da tomada da decisão do investimento.
% Débito	Segundo a orientação no parágrafo 18 das Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos /19/, assume-se como padrão 50% Débito e 50% financiamento de capital.
% Capital	
Valor terminal	O valor terminal é de 20% e o período de depreciação, 21 anos. A RINA comparou o pressuposto acima com os relatórios públicos da Iberdrola, nos quais os valores terminais estão entre 10% e 20% /46/, e da UNEP, cujo valor terminal utilizado na avaliação econômica é de 10% /47/. A RINA confirma que os 20% do investimento inicial constituem um valor razoável e conservador para a adicionalidade da atividade de projeto.
Custos e despesas com a operação	
Custo médio do hedge de energia	A proposta da Comerc Trading menciona um preço equivalente ao PLD (<i>Preço de Liquidação das Diferenças</i> / preço spot da eletricidade no Brasil) + R\$ 18,00 (Hedge). Os PPs usaram USD 11,36 (R\$ 18,00/1,585) como média do custo do hedge de energia /50/.
Montante do hedge de energia	
Operação e manutenção	O custo anual de O&M é \$ 1.127.409, obtido do Pressuposto para análise financeira dos parques eólicos Modelo I e Modelo II /28/ com base na experiência da ENEL Green Power em produção de energia eólica.
Manutenção de infraestrutura (estradas, trincheiras, balanço da usina/BOP, etc.)	O custo anual de manutenção da infraestrutura é de USD 64.051, baseado no preço de 1.800 BRL/MW por ano obtido do Pressuposto para análise financeira dos parques eólicos Modelo I e Modelo II /28/, com base na experiência da ENEL Green Power em produção de energia eólica. Este valor de 1.800 BRL/MW por ano foi confirmado através de e-mail da EGP Spain (Enel Green Power Spain e-mail /28/) com base em sua experiência mundial e nos preços obtidos de fabricantes para outros projetos eólicos e enviados para o Comitê de Investimento do (Grupo) Enel Green Power.
G&A / Outros Serviços	Os custos G&A (gerais e administrativos) são de USD 762.616 por ano, estimados com base na experiência da ENEL Green Power em produção de energia eólica, e passaram por verificação cruzada através do Pressuposto para análise financeira dos



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	parques eólicos Modelo I e Modelo II /28/.
Royalties pelo aluguel do terreno	Os royalties pelo aluguel do terreno foram contabilizados em USD 195.712 por ano. Este custo é estimado com base na experiência da ENEL Green Power e passou por verificação cruzada através do Pressuposto para a análise financeira dos parques eólicos Modelo I e Modelo II, e considera a capacidade instalada dos parques eólicos /28/.
Seguro	O custo de seguro foi estimado em USD 238.413 por ano, com base na experiência da ENEL Green Power em produção de energia eólica /28/.
TUST	De acordo com a Resolução nº 1.179 da ANEEL /7/, foi utilizado o valor mais baixo indicado por kWmês. O valor total da TUST é de USD 972.085 ao ano.
TSFEE	De acordo com o Decreto nº 2.410 /7/, a fórmula "385,73 x 0,5% x Capacidade Instalada" é a utilizada para o cálculo da TSFEE; o valor aplicável no momento da decisão do investimento é fornecido pela ANEEL /7/. A TSFEE está cotada em USD 68.629 ao ano.
Impostos	
PIS/COFINS	Os impostos de contribuição social (PIS e COFINS) foram contabilizados aplicando-se um índice de 3,65%. A alíquota do imposto passou por verificação cruzada através da Lei Federal nº10.637 de 31/12/2002 /34/.
Imposto de renda	De acordo com a Lei Federal nº10.637 de 31/12/2002/, o imposto de renda é calculado em 25% de 8% /35/.
CSLL	De acordo com a Lei Federal nº10.637 de 31/12/2002 /35/, a CSLL é calculada em 9% de 12%

Para confirmar a adequabilidade dos parâmetros de entrada usados na análise financeira, tais como o custo do investimento/MW e a O&M/MW, a RINA submeteu a verificação cruzada os dados disponíveis para projetos eólicos de grande escala no Brasil, à época da conclusão deste relatório de validação. Segundo o site da UNFCCC na internet, apenas dois projetos estão registrados, dos quais um está passando por revisão (5495). Os dados foram comparados somente com o projeto de referência UNFCCC número 5495, devido à clara disponibilidade de dados no DCP.

Ref. UNFCCC	Nome do Projeto	Capacidade	Data de início	Custo do investimento/MW R\$	Custo de O&M/MW R\$
5495	Electricity generation from renewable sources - Wind farms Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI and Eurus VI	188 MW	14/12/2009	5.123.360	45.000
NA	Atividade de projeto proposta	56,4 MW	17/08/2011	3.827.800	31.683

Com base no conhecimento da expertise local e considerando as diferentes datas de início dos projetos, os valores de entrada usados na análise financeira foram considerados apropriados quando comparados ao projeto de grande escala similar considerado.

A partir das informações verificadas, a RINA pôde confirmar que os parâmetros de entrada usados na análise de investimentos são razoáveis e representam adequadamente a situação econômica da atividade de projeto no momento da decisão do investimento.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Cálculo e conclusão

Os cálculos da TIR foram fornecidos em uma planilha /3/, verificados e considerados corretos pela RINA, bem como os pressupostos usados no cálculo. A TIR sobre o capital sem a receita do MDL é de 13,17%, o que confirma que a atividade de projeto proposta, na ausência dos benefícios do MDL e comparada com a TIR de 16,32% do benchmark, não é atraente do ponto de vista financeiro.

Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros que contribuem com mais de 20% da receita e dos custos, para demonstrar a robustez da análise financeira. Variações razoáveis da geração de energia, dos custos de investimento e dos custos de O&M foram consideradas calculando-se a variação necessária para obter o benchmark e, em seguida, discutir a probabilidade de sua ocorrência. O resultado da análise de sensibilidade segue abaixo:

- 1) *Geração de energia.* A TIR só atinge o benchmark quando a geração líquida anual de eletricidade aumenta para até 14,90%. No entanto, não é provável que a eletricidade fornecida aumente até esses 19,0%, uma vez que a eletricidade anual fornecida pelo projeto foi determinada por um terceiro utilizando os dados de medição dos ventos de dois anos /51/. O Fator de Carga da Usina (PLF) da atividade de projeto foi calculado em 54,20% como média para cada fazenda eólica. Os dados de entrada para determinação do PLF foram obtidos de um relatório da Inova Energy /42/ baseado no layout final e, assim, são considerados valores conservadores. A RINA confirma que o PLF foi determinado por um terceiro e, dessa forma, atende aos requisitos das Diretrizes para elaboração de relatório e validação de fatores de carga da usina /21/. Dessa forma, a RINA confirma que a eletricidade fornecida não aumentaria para até 19,0% em todo o período de operação do projeto.
- 2) *Custos de investimento.* A TIR só atinge o benchmark quando o investimento total diminui para até 24,7%. O custo do investimento foi estimado com base na experiência da ENEL Green Power em produção de energia eólica e foi comparado com um projeto de energia eólica de grande escala registrado (Ref. UNFCCC 5495). Com base no resultado da comparação e considerando que a data de início do projeto registrado é em 2009 e a do projeto proposto, 2011 (parâmetros disponíveis em 2011), o custo do investimento por MW da atividade de projeto proposta é inferior ao registrado. Dessa forma, é improvável que os custos do investimento diminuam para até 29,6 %.
- 3) *Custos de O&M.* A TIR só alcança o benchmark quando o investimento total diminui para até 97,20%. Portanto, é mais que improvável que os custos de O&M atinjam esse decréscimo.
- 4) *Variação de preço no mercado não-regulado (PPA e SPOT):* Os preços são baseados na experiência de outros projetos, inclusive em uma análise dos preços obtidos no 12º leilão de energia /26/ e em uma proposta de PPA para o mercado não-regulado /50/. Por outro lado, embora os preços spot projetados pela Cepel (Eletrobras) /3/ apresentem incertezas (preços com alta volatilidade e grandes variações mensais/anuais) devido à modelagem, haveria um risco muito grande em especular por um aumento da magnitude requerida para atingir o benchmark (+16.8%). A partir da variação requerida observada, fica claro que esse cenário não é plausível.

Concluindo, o resultado do a TIR sobre o investimento e da análise de sensibilidade mostraram que sem a receita da venda de RCEs, a atividade de projeto não é a opção mais atrativa do ponto de vista financeiro.

3.12 Análise de barreiras

Não aplicável.

3.13 Análise de práticas comuns

A análise de práticas comuns foi elaborada considerando os passos compreendidos na Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, descritos abaixo:

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta:

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



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A análise de práticas comuns considerou todas as usinas energéticas conectadas à rede nacional brasileira dentro da faixa de capacidade instalada de +/-50% de cada fazenda eólica, pois estas são tratadas individualmente dentro do marco regulatório (15.275 e 45.825 MW para Modelo I e 12.925 a 38.775 MW para Modelo II). O PP considerou todas as usinas cuja operação comercial teve início antes da data de início do projeto.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as usinas que entregam a mesma produção ou capacidade, dentro da faixa de produção aplicável calculada no Passo 1, que a atividade do projeto proposto, e iniciaram suas operações comerciais antes da data de início do projeto. Anotar seu número como N_{all} . Atividades de projetos MDL registradas, bem como atividades de projetos em processo de validação, não serão incluídas neste passo.

A área geográfica é todo o país (Brasil), conforme definido na ferramenta de adicionalidade. Considerando as usinas ligadas à rede dentro da faixa estabelecida no passo 1, o PP excluiu da análise as usinas MDL. A fonte do dado usada pelo PP é o site da ANEEL (confirmado pela RINA /40/).

- Modelo I: $N_{all} = 278$
- Modelo II: $N_{all} = 305$

Passo 3: Dentre as usinas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Anotar seu número como N_{diff} .

De acordo com a "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 6.0.0), "tecnologias diferentes são as que entregam a mesma produção e diferem em pelo menos uma das seguintes características:

- (i) Fonte de energia/combustível;
- (ii) Matéria-prima;
- (iii) Tamanho da instalação (capacidade energética);
- (iv) Ambiente de investimento na data da tomada da decisão de realizar o investimento, incluindo:
 - Acesso a tecnologia;
 - Subsídios ou outros aportes financeiros;
 - Políticas promocionais;
 - Regulamentações vigentes;
- (v) Outras características, incluindo:
 - Custo unitário de produção (os custos unitários são considerados diferentes se diferirem em pelo menos 20%);

Existem duas grandes diferenças deste projeto com relação a outros projetos: a tecnologia e o ambiente de investimento, de acordo com o critério (iv) acima.

Modelo I

Para o tipo de tecnologia, o PP excluiu as usinas termelétricas (=142) e hidrelétricas (=123), sobrando assim 13 usinas eólicas.

Das usinas eólicas, o PP analisou os incentivos do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). 12 as usinas eólicas selecionadas no passo 2 foram desenvolvidas nos termos do PROINFA /41/, sendo portanto usinas sob políticas de promoção distintas da atividade de projeto. $N_{diff} = 277$.

Modelo II:

Para o tipo de tecnologia, o PP excluiu as usinas termelétricas (=151) e hidrelétricas (=142), sobrando assim 12 usinas eólicas.

Das usinas eólicas, o PP analisou os incentivos do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). 11 as usinas eólicas selecionadas no passo 2 foram desenvolvidas nos termos do PROINFA /41/, sendo portanto usinas sob políticas de promoção distintas da atividade de projeto. $N_{diff} = 304$.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Passo 4: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ que representa a parcela de usinas utilizando tecnologia similar à tecnologia utilizada na atividade do projeto proposto em todas as usinas que entregam a mesma produção ou capacidade que a atividade do projeto proposto.

Modelo I

$$MF = 1 - \frac{N_{diff}}{N_{all}} = 1 - \frac{277}{278} = 0.004 < 0.2$$

Modelo II:

$$MF = 1 - \frac{N_{diff}}{N_{all}} = 1 - \frac{304}{305} = 0.003 < 0.2$$

Sub-passo 4b: Discutir quaisquer opções similares que estejam ocorrendo

Conforme mostrado na análise no sub-passo 4^a acima, há apenas uma quantidade insignificante de atividades similares ocorrendo e, de acordo com o Artigo 47 da “*Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade*” (versão 6.0.0), o projeto não é uma prática comum (ou seja, **não é amplamente observado**). Mais adiante, o Artigo 129c da “*Norma de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*” (versão 2) informa ser necessário:

“Avaliar, se projetos similares e em operação que não sejam atividades de projetos já forem “amplamente observados e comumente executados” na região definida, se existem diferenças essenciais entre a atividade de projeto proposta e as outras atividades similares.”

Por não ser este o caso conforme explicado acima, ou seja, projetos similares e em operação não são amplamente observados e comumente realizados, não é necessária nenhuma análise adicional.

3.14 Conclusão

A RINA confirma que todos os dados, fundamentos, pressupostos, justificativas e documentação fornecidos pelos participantes do projeto para corroborar a demonstração de adicionalidade são críveis e confiáveis.

Avaliando as evidências apresentadas e fazendo a verificação cruzada das informações contidas, a RINA considera que os argumentos para a demonstração da adicionalidade do projeto proposto são críveis e razoáveis, isto é, o projeto proposto tem a capacidade de reduzir as emissões antropogênicas de gases do efeito estufa por fontes a níveis abaixo dos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto MDL proposta.

3.15 Plano de monitoramento

Foi aplicada a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002 “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012 /12/.

O plano de monitoramento está condizente com a metodologia de monitoramento e dará oportunidade para uma medição real das reduções de emissões alcançadas.

A RINA verificou todos os parâmetros apresentados no plano de monitoramento em relação aos requisitos da metodologia; não foram encontrados no plano desvios relevantes à atividade de projeto.

A RINA confirma que os trâmites de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto, e que os meios de implementação do plano de monitoramento são suficientes para garantir que as reduções de emissões alcançadas e resultantes da atividade de projeto MDL proposta podem ser reportados ex-post e verificados.

Parâmetros determinados ex-ante

Os parâmetros ex-ante que foram mencionados na metodologia estão incluídos no DCP e são consoantes à metodologia:

	Dado/parâmetro	Unidade	Valor aplicado	Avaliação
1	EF _{grid,BM,y} (Fator	tCO ₂ /MWh	0,1404	A RINA confirmou o valor aplicado pelo



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	de emissão de CO ₂ na margem de construção no ano y)			PP para o ano de 2010 em conformidade com os dados (disponíveis ao público) fornecidos pela AND do Brasil /15/. A RINA confirmou no site da AND na internet que o PP utilizou as informações mais recentes disponíveis no momento do envio do MDL-DCP para validação pela EOD.
--	---	--	--	--

Parâmetros monitorados ex-post

Os parâmetros ex-ante que foram mencionados na metodologia estão incluídos no DCP e são consoantes à metodologia, e serão monitorados durante o período de obtenção de créditos:

	Parâmetro	Descrição/Avaliação
1	EG_{facility, y} - Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela unidade/usina do projeto à rede no ano y (MWh/ano);	<p>A energia fornecida à rede será medida através de medidores de eletricidade conformes com as normas nacionais. Os dados serão medidos a cada cinco minutos (continuamente) e registrados para o monitoramento do MDL com frequência no mínimo mensal. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são responsáveis pela definição dos requisitos técnicos das medições de energia para fins de faturamento. A medição será feita na subestação, pós-perdas de transmissão, e de modo bidirecional, ou seja, é medida a energia líquida entregue à rede, considerando a quantidade de eletricidade fornecida pela usina do projeto à rede. O medidor de backup garante a medição contínua em caso de falha do medidor principal. Caso ambos os medidores apresentem falha, a energia gerada pode ser obtida a partir de outros pontos de medição da rede e pelos dados da CCEE.</p> <p>Os medidores de energia (principal e backup) terão uma classe de precisão de 0,2% conforme definido pela CCEE.</p> <p>A calibração será realizada em no máximo dois anos.</p>
2	EG_{PJ,h} - Eletricidade substituída pela atividade do projeto na hora <i>h</i> do ano <i>y</i> (MWh);	<p>O proponente do projeto irá instalar e controlará o medidor principal de eletricidade e um medidor de backup (ambos com classe de precisão de 0,2%) na subestação, o que é definido como o “ponto de entrega” à rede. A medição neste ponto é feita após as perdas de transmissão e funciona de modo bidirecional, ou seja, é medida a energia líquida entregue à rede. O medidor de backup garante a medição contínua em caso de falha do medidor principal. Caso ambos os medidores apresentem falha, a energia gerada será estimada com base em outros pontos de medição da rede e poderão ser obtidos da CCEE.</p> <p>A frequência de medição é estabelecida pelo ONS no sub-módulo 12.4, “Dados medidos para o faturamento”, que exige medições a cada cinco minutos (completos). Os dados são registrados a cada hora de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1).</p>
3	EF_{EL,DD,h} - Fator de emissão de CO ₂ para as unidades energéticas da rede no topo da ordem de despacho na hora <i>h</i> do ano <i>y</i> (tCO ₂ /MWh).	<p>EF_{EL,DD,h} será calculado utilizando os dados fornecidos pela AND do Brasil. Segundo o plano de monitoramento, o monitoramento é descrito na seção B.6.1 em consonância com a ferramenta: o fator de emissão da margem de operação, EF_{grid,OM,t}, será calculado <i>ex-post</i>, determinado pelo ano em que a atividade de projeto desloca a eletricidade da rede, com atualização anual durante o período de obtenção de créditos de acordo com os fatores de emissão fornecidos pela AND brasileira para cada ano.</p>



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Sistema de gerenciamento e garantia de qualidade

Os procedimentos de GA/CQ indicados para verificação cruzada de dados e calibração estão alinhados com a metodologia aplicada /12/.

A eletricidade fornecida à rede será monitorada por medidores de eletricidade eletrônicos calibrados (medidor principal e medidor de backup, ambos com classe de precisão de 0,2%) na subestação, o que é definido como o “ponto de entrega” à rede. A energia de todo o projeto é medida neste ponto, inclusive todos os sub-parques, ou seja, a energia das usinas individuais não é medida separadamente. Os dados desses medidores passarão por verificação cruzada com as notas fiscais das vendas de energia no banco de dados da CCEE. A frequência de calibração dos medidores é de no máximo dois anos, estabelecida pelo ONS no sub-módulo 12.3, “Manutenção do sistema de medição para faturamento” /23/.

O fator de emissão na margem de operação será determinado pelo método de análise de dados do despacho para cada período de monitoramento pela AND do Brasil. /15/. O fator de emissão na margem de construção usa o período de coleta de dados *ex-ante* e, portanto, não requer monitoramento específico.

Os dados serão guardados por no mínimo dois anos após o final do último período de obtenção de créditos, em consonância com a metodologia aplicada.

A aplicação da metodologia de monitoramento é transparente e, segundo o parecer da RINA, os participantes do projeto estão aptos para implementar o plano de monitoramento.

3.16 Estimativa de emissões de GEE

As reduções de emissões (ER_y) da atividade de projeto proposta durante o período de obtenção de créditos são a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões decorrentes de fugas (L_y), conforme segue.

Emissões da linha de base

Em consonância com a metodologia aplicada, as emissões da linha de base são calculadas da seguinte forma:

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

$$BE_y = 268.245 * 0,3941$$

$$BE_y = 105.702 \text{ (resultados arredondados em décimos para baixo)}$$

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (t CO₂)

EG_{PJ,y} = Quantidade de geração líquida de eletricidade produzida e fornecida à rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh)

EF_{grid,CM,y} = Fator de emissão de CO₂ de margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y, calculado através da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (t CO₂/MWh)

Cálculo de EG_{PJ,y}

(a) Usinas renováveis tipo “Greenfield”

Se a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova usina/unidade de energia renovável ligada à rede usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto, então:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Onde:

EG_{facility,y} = Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela unidade/usina do projeto à rede no ano y (MWh).

A energia fornecida à rede foi estimada por uma empresa terceira = 268.245 MWh/y /44/

Para EF_{grid,CM,y} o PP utilizou a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh), a partir dos dados mais recentes disponibilizados pela AND do Brasil no momento da



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

publicação do DCP /15/, considerando o Sistema Interligado Nacional (SIN) e a análise de dados do despacho.

Para a Margem de Operação ($EF_{grid,OM-DD,y}$), o PP utilizou o valor disponibilizado pela AND do Brasil para o ano de 2010 (estimativa ex-ante) /16/, o qual será atualizado durante a verificação (período de coleta de dados ex-post) = 0,4786 tCO₂/MWh. A estimativa considerou os dados mais conservadores disponibilizados pela AND do Brasil (média mensal).

Para a Margem de Construção ($EF_{grid,BM,y}$), o PP escolheu o período de coleta de dados *ex-ante*. A RINA confirmou o valor aplicado pelo PP para o ano de 2010, em conformidade com os dados disponibilizados pela AND do Brasil (disponíveis ao público). A RINA confirmou, no site da AND na internet, que o PP utilizou as informações mais recentes disponíveis no momento da submissão do MDL-DCP para validação da EOD = 0,1404 tCO₂/MWh /15/.

O fator de emissão combinado ($EF_{grid,CM,y}$)

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} * w_{OM} + EF_{grid,BM,y} * w_{BM}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ na margem de construção no ano y (tCO₂/MWh)

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ na margem de operação no ano y (tCO₂/MWh)

w_{OM} = Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%)

w_{BM} = Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%)

Os valores padrão usados em w_{OM} (=0,75%) e w_{BM} (=0,25%) no DCP estão em conformidade com a ferramenta, resultando em $EF_{grid,CM,y} = 0,3941$ tCO₂/MWh.

Emissões do projeto

As emissões do projeto não são aplicáveis conforme a metodologia /12/.

Fugas

As fugas não precisam ser consideradas conforme definido na metodologia de linha de base aplicada. As principais emissões com potencial para ocasionar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como construção de usinas e emissões associadas até a implementação de projeto que utilizem combustíveis fósseis (ex.: extração, processamento, transporte). Tais fontes de emissões são desconsideradas.

Reduções de emissões

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Como $PE_y = 0$, $ER_y = BE_y$, portanto,

$$ER_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$$

$$ER_y = 268.245 * 0,3941$$

$$ER_y = 105.702 \text{ (resultado arredondado em décimos para baixo)}$$

3.17 Impactos ambientais

Os aspectos ambientais da atividade de projeto (incluídos no EIA) foram analisados pela agência ambiental no momento da emissão das licenças. À época da visita ao local, o Projeto tinha a licença prévia emitida pelo IDEMA - Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte /6/:

– Licença prévia nº 2010-039744/TEC/LP-0190 para EI Modelo I, emitida em 21/06/2011 e válida até 21/06/2013, mencionando uma capacidade instalada de aproximadamente 28,8 MW, com 18 geradores eólicos de 1,6MW cada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Licença prévia nº 2010-039737/TEC/LP-0186 para El Modelo II, emitida em 21/06/2011 e válida até 21/06/2013, mencionando uma capacidade instalada de aproximadamente 24 MW, com 15 geradores eólicos de 1,6 MW cada.

Documentos ANEEL/MME /7/:

*Despacho nº 2.221 de 27/05/2011– Registro do estudo de implementação do projeto, com capacidade instalada total de 28.800 kW para Modelo I (= 28.800 kW, com 18 unidades de 1.600 kW) (Documento não disponível para for Modelo II).

*Resolução nº 162 de 21/03/2012- Autoriza o estabelecimento da Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Modelo I. Descreve a capacidade instalada de 28.800 kW (18 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 15.900 kW.

*Resolução nº 163 de 21/03/2012 - Autoriza o estabelecimento da Enel Green Power Modelo II Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Modelo II. Descreve a capacidade instalada de 24.800 kW (15 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 12.400 kW.

Normalmente, as licenças prévias não incluem a capacidade exata. É uma prática típica solicitar uma capacidade superior para ter certa flexibilidade. Portanto, o valor na licença prévia não pode ser considerado uma referência exata da capacidade instalada da atividade de projeto. **FAR 1** foi levantada: À época da validação, as licenças ambientais da atividade de projeto (licença prévia) não correspondiam (capacidade instalada) no DCP. No momento da verificação, deve ser confirmado se as licenças aplicáveis foram revisadas considerando o cenário real da atividade de projeto.

3.18 Consulta aos atores locais

Os seguintes atores locais foram convidados em 27/12/2011 para prestar comentários sobre a atividade de projeto antes da publicação do DCP (18/02/2012).

Ator	Avisos de Recebimento /24/
Prefeitura de João Câmara	30/12/2011
Vice Prefeitura de João Câmara	30/12/2011
Câmara Municipal de João Câmara	03/01/2012
Ministério Público do Estado do Rio Grande do Norte	04/01/2012
FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento	30/12/2011 (Confirmado no site dos Correios na internet)
Ministério Público Federal	29/12/2011
Secretaria Municipal de Agricultura de João Câmara	30/12/2011
Secretaria Municipal de Turismo e Meio Ambiente de João Câmara	30/12/2011
Secretaria Municipal de Assistência Social de João Câmara	03/01/2012
Agência do Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Norte: Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do RN – IDEMA	03/01/2012
Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – SEMARH	30/12/2011



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Secretaria Municipal de Obras de João Câmara	30/12/2011
Associação Comunitária: Sindicato dos Trabalhadores e Trabalhadoras Rurais de João Câmara	03/01/2012

A RINA confirmou que o DCP está disponível em português no site da Enel na internet /30/ e que nenhum comentário foi recebido, conforme descrito no DCP.

A RINA confirmou que a consulta aos atores locais foi realizada conforme requerido pela AND do Brasil na Resolução nº 7, tendo os atores relevantes sido convidados a prestar comentários sobre a atividade de projeto com mais de 15 dias de antecedência ao início da validação, com o DCP disponível em idioma local durante o processo de validação conforme descrito acima /25/.

4 COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONGS

O DCP versão 01 de 16/01/2012 /1/ foi disponibilizado ao público no site da UNFCCC na internet (<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/MQNA7QBG78STDVG5WP4VJQ3LXDZ6RI/view.html>) e as Partes, atores e ONGs foram convidados para prestar comentários durante um período de 30 dias, de 18/02/2012 a 18/03/2012.

Nenhum comentário foi recebido durante esse período.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

5 PARECER DA VALIDAÇÃO

A RINA Services Spa (RINA) realizou a validação da atividade de projeto “Parque Eólico El Modelo” no Brasil com relação aos requisitos relevantes para as atividades do MDL.

A análise do documento de concepção do projeto e das entrevistas de acompanhamento subsequentes forneceram à RINA evidências suficientes para determinar o cumprimento dos critérios determinados.

A Parte anfitriã é o Brasil, país que atende aos requisitos de participação no MDL. O projeto é unilateral, de modo que não foi identificado nenhuma Parte Anexo I. Os participantes do projeto são a Enel Brasil Participações Ltda, a Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. e a Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.

O projeto aplica corretamente a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012.

Ao gerar energia renovável por meio de usinas eólicas, o projeto resulta na redução de emissões de CO₂ reais, mensuráveis e que proporcionam benefícios de longo prazo para a mitigação das mudanças climáticas. Foi demonstrado que o projeto não constitui um cenário de linha de base provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são, dessa forma, adicionais a qualquer outra que pudesse ocorrer na ausência da atividade de projeto.

A média anual das reduções de emissões totais da atividade “Parque Eólico El Modelo” é estimada em 105.702 tCO₂e ao longo do período renovável de obtenção de créditos de 7 anos. A previsão de reduções de emissões foi verificada e se considera provável que o montante declarado seja alcançado, dado que os pressupostos subjacentes não se alteram.

O plano de monitoramento presta-se ao monitoramento das reduções de emissões de emissões pelo projeto. Os trâmites de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis e, segundo o parecer da RINA, os participantes do projeto estão aptos para implementar o plano de monitoramento.

Em conclusão, o parecer da RINA é de que a atividade de projeto “Parque Eólico El Modelo” no Brasil, conforme descrito no DCP versão 04 de 21/11/2012, atende a todos os requisitos relevantes da UNFCCC para o MDL e a 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 por fontes renováveis”, versão 13.0.0 de 11/05/2012.

Deste modo, a RINA pede o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL.

Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá de receber a aprovação, por escrito, de participação voluntária por parte da AND do Brasil, o que inclui a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável.

ANEXO A
PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

TABELA 1 REQUISITOS OBRIGATÓRIOS

Requisito	Referência	Conclusão
1. O projeto deve auxiliar as Partes incluídas no Anexo I a obter a conformidade com parte de seus compromissos de reduções de emissões de acordo com o Artigo 3.	Protocolo de Quioto, Art.12.2	OK
2. O projeto deve auxiliar as Partes não-Anexo I a contribuir com o objetivo final da UNFCCC	Protocolo de Quioto, Art.12.2	OK
3. O projeto deve possuir aprovação por escrito de participação voluntária pela autoridade nacional designada de cada Parte envolvida	Protocolo de Quioto, Art.12.5a Modalidades e procedimentos do MDL, §40a	--
4. O projeto deve auxiliar as Partes não-Anexo I a alcançar o desenvolvimento sustentável e obter a confirmação pelo país anfitrião do mesmo.	Protocolo de Quioto, Art.12.2 Modalidades e procedimentos do MDL, §40	--
5. Caso financiamento público por Partes incluídas no Anexo I seja utilizado na atividade de projeto, tais Partes deverão prover declaração de que o financiamento não resulta em desvio da assistência oficial ao desenvolvimento (AOD) e de que está separado de, e não está contado nas obrigações financeiras dessas Partes.	Decisão 17/CP.7 Modalidades e procedimentos do MDL, Anexo 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 Anexo I participante devem fazer parte do Protocolo de Quioto.	Modalidades e procedimentos do MDL, §30/31a	OK
8. O montante determinado pela Parte Anexo I participante deve ser calculado e registrado.	Modalidades e procedimentos do MDL, §31b	OK
9. A Parte Anexo I participante deve possuir um sistema nacional para estimar as emissões de GEE e um sistema nacional em conformidade com o Protocolo de Quioto, em seus artigos 5 e 7.	Modalidades e procedimentos do MDL, §31b	OK
10. As reduções de emissões de GEE devem ser adicionais a qualquer outra que viesse a ocorrer na ausência da atividade de projeto, isto é, uma atividade de projeto MDL é adicional se as emissões antropogênicas de gases do efeito estufa por fontes forem reduzidas a níveis inferiores àqueles que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto MDL registrado.	Modalidades e procedimentos do MDL, §43	CAR 6 CAR 7 CAR 8 CAR 9 CAR 10 CAR 11
11. As reduções de emissões devem ser reais, mensuráveis e prover benefícios de longo prazo relacionados à mitigação das mudanças climáticas.	Protocolo de Quioto, Art.12.5b	OK
12. Documentos referentes à análise dos impactos ambientais da atividade de projeto, inclusive dos impactos transfronteiriços, devem ser enviados e, caso tais	Modalidades e procedimentos do MDL, §37c	CAR 1

Requisito	Referência	Conclusão
impactos sejam considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, um estudo de impacto ambiental consoante aos procedimentos requeridos pela Parte anfitriã deverá ser realizado.		
13. Os atores locais devem ser convidados a prestar comentários e um resumo dos comentários deve ser fornecido, bem como informações sobre como quaisquer comentários recebidos foram considerados.	Modalidades e procedimentos do MDL, §37b	OK
14. As Partes, os atores e as ONGs credenciadas pela UNFCCC devem ser convidados a prestar comentários sobre os requisitos de validação por no mínimo 30 a 45 dias, e o documento de concepção de projeto e comentários devem ter sido disponibilizados ao público.	Modalidades e procedimentos do MDL, §40	OK
15. A metodologia de linha de base e monitoramento deve ser aprovada previamente pelo Painel de Metodologias do MDL.	Modalidades e procedimentos do MDL, §37e	CAR-3
16. Uma linha de base deve ser estabelecida para cada projeto, de uma forma transparente e considerando as políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais relevantes.	Modalidades e procedimentos do MDL, §47	CAR-4
17. As disposições de monitoramento, verificação e relatório devem estar de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marraqueche e com as decisões relevantes da COP/MOP.	Modalidades e procedimentos do MDL, §37f	CL-4

TABELA 2 LISTA DE VERIFICAÇÃO DE REQUISITOS

Questão da lista de verificação		Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
A. Descrição geral da atividade de projeto						
A.1. Título da atividade de projeto						
A.1.1.	Título da atividade de projeto, número da versão e data do DCP (seção A.1).	/1/	DR	O título da atividade de projeto é "Parque Eólico El Modelo", conforme o DCP publicado versão 01 de 16/01/2012.		OK
A.1.2.	O projeto cumpre com os requisitos aplicáveis para preenchimento dos DCPs?	/1/ /11/	DR	O DCP versão 1 não foi atualizado em consonância com as atuais "Diretrizes para preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto", versão 01.0, que substitui as "Diretrizes para preenchimento do documento de concepção de projeto (MDL-DCP) e o formulário para novas metodologias propostas (MDL - NM)", versão 7, 02/08/2008. Considerando o cronograma de validação e o prazo final para o envio de projetos nos termos do Manual de Validação e Verificação (30/09/2012), deve-se esclarecer os documentos de referência utilizados.	CL-1	OK
A.2. Descrição da atividade de projeto proposta						
A.2.1.	O DCP contém uma descrição precisa da atividade de projeto e fornece ao leitor um entendimento claro da natureza precisa da atividade de projeto e dos aspectos técnicos da sua implementação? Como a concepção do projeto foi avaliada?	/1/ /6/ /7/	DR/CC /I	O projeto consiste de uma atividade de geração de eletricidade renovável que desloca a geração de eletricidade da rede, parcialmente gerada a partir de combustíveis fósseis. A eletricidade gerada por fontes renováveis resulta na diminuição das emissões de gases do efeito estufa no setor energético. As reduções de emissões são reivindicadas devido à substituição da geração de eletricidade da rede pela eletricidade estimada que será gerada pelas usinas		OK

¹ MoV: DR document review, I interview, CC cross checking

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>eólicas do projeto e fornecida à rede brasileira.</p> <p>À época da visita ao local, o projeto não estava implementado /6/</p> <p>A capacidade instalada descrita no DCP versão 1 (Modelo I: 30,55 MW e Modelo II: 25,85 MW) não condiz com a capacidade instalada considerando a descrição dos equipamentos no DCP versão 1 (turbinas de 2.300 KW) e o número de turbinas de cada parque (respectivamente, 13 e 11). De acordo com a metodologia: "A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma unidade energética é a capacidade, expressa em Watts ou em um de seus múltiplos, para qual a unidade energética foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma usina energética é a soma das capacidades instaladas de geração de eletricidade de suas unidades energéticas". Além disso, a capacidade instalada descrita na licença ambiental prévia nº 2010-039744/TEC/LP-0190 para Modelo I, emitida em 21/06/2011, e nº 2010-039737/TEC/LP-0186 para Modelo II /6/, emitida em 21/06/2011, e nos documentos da ANEEL /7/, não coincide com a capacidade instalada descrita no DCP /</p>	CAR-1	
A.2.2. A atividade de projeto envolve alteração das instalações existentes? Caso envolva, as diferenças entre as atividades pré-projeto e pós-projeto foram claramente descritas no DCP?	/1/ /6/ /27/	CC/I	As fazendas eólicas são usinas de energia eólica do tipo Greenfield (novas instalações), o que é confirmado através das licenças ambientais /6/ e de visita ao local. O local da atividade de projeto também foi confirmado no relatório técnico fornecido por uma empresa terceira (SAI) /27/, que mostra fotos de satélite detalhadas do local do projeto.		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
A.3. Participantes do projeto					
A.3.1. As Partes e os participantes envolvidos no projeto estão listados em formato tabular na Seção A.3 e estão consoantes às informações detalhadas no Anexo 1 do DCP?	/1/	DR	Três entidades foram definidas como participantes do projeto: Enel Brasil Participações Ltda, Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. e Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.. O PP não descreve no DCP publicado se os participantes do projeto são entidades públicas ou privadas.	CAR-2	OK
A.3.2. Todas as Partes participantes cumprem com os requisitos de participação, a saber: (a) a Parte ratificou o Protocolo de Quioto; (b) a Parte possui uma Autoridade Nacional Designada; (c) O montante foi determinado.	/1/ /29/	DR	O Brasil ratificou o protocolo em 23 de agosto de 2002. O Brasil é listado como Parte não-Anexo 1. A AND brasileira é representada pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), o que é confirmado no site da UNFCCC /29/.		OK
A.3.3. As cartas de aprovação foram emitidas?	/1/	DR	Antes do envio do Documento de Concepção de Projeto e do Relatório de Validação para o Conselho Executivo do MDL, o Projeto terá de receber a aprovação, por escrito, de participação voluntária por parte da AND do Brasil, o que inclui a confirmação de que o Projeto auxilia o país no alcance do desenvolvimento sustentável.	--	--
A.3.4. A(s) carta(s) de aprovação (LoA/s) confirmam os seguintes requisitos? (a) a Parte ratificou o Protocolo de Quioto; (b) A participação é voluntária; (c) No caso da Parte anfitriã, o projeto contribui com o desenvolvimento sustentável do país; (d) Refere(m)-se ao título exato da atividade de projeto no DCP; (e) Foram emitidas pela Autoridade Nacional Designada (AND) da respectiva Parte. Indicar se a(s) LoA(s) foram recebidas dos participantes do projeto ou diretamente da AND.	/1/	DR	Consultar a seção A.3.3.	--	--

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
Em caso de dúvida com relação à autenticidade da(s) LoA(s), descrever como tal autenticidade foi avaliada.					
A.3.5. Todos os participantes públicos e privados no projeto foram autorizados por uma Parte do Protocolo de Quioto?	/1/	DR	Consultar a seção A.3.3.	CAR-2	OK
A.4. Descrição técnica do projeto					
A.4.1. O local do projeto está claramente definido?	/1/ /6/	DR	<p>A atividade de projeto está localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte, o que é confirmado pelas licenças ambientais /6/</p> <p>A seção A.4.1.4 do DCP versão 01 descreve as seguintes coordenadas geográficas do projeto: Modelo I: 5°26'22.31"S 35°53'19.46"W Modelo II: 5°25'26.25"S 35°54'00.65"W.</p> <p>Apesar de as coordenadas geográficas estarem dentro da área do projeto, não está claro qual foi a referência utilizada para descrever os números apresentados no DCP versão 1 (não foram fornecidas evidências).</p>	CL-2	OK
A.4.2. A engenharia de concepção do projeto reflete as boas práticas atuais? A tecnologia pode resultar em aumento significativo de desempenho em relação a quaisquer tecnologias comumente utilizadas no País anfitrião? Há alguma transferência de tecnologia de uma Parte Anexo I envolvida?	/1/	DR	O DCP versão 1 não deixa claro se existe transferência de know-how e tecnologia por Partes Anexo I. Além disso, o DCP não descreveu se a tecnologia resulta em melhoria significativa de desempenho em comparação com tecnologias comumente utilizadas no País anfitrião.	CL-3	OK
A.4.3. Caso financiamento público de Partes inclusas no Anexo I seja utilizado na atividade de projeto, houve declaração por tais Partes de que o referido financiamento não resulta em desvio da assistência oficial ao desenvolvimento e é separado de, e não contado com, as obrigações financeiras dessas Partes?	/1/ /28/	DR	O PP demonstrou a inexistência de financiamento público envolvido na atividade de projeto através dos balanços financeiros dos anos de 2009, 2010 e 2011 (até novembro) da ENEL Brasil Participações Ltda. /28/.		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento					
B.1. Metodologia aplicada					
B.1.1. A atividade de projeto aplica uma metodologia aprovada e a versão correta desta?	/1/ /13/ /14/ /20/	DR/CC	<p>O projeto (DCP versão 1) aplica a metodologia aprovada ACM0002 versão 12.2.0, de 25/11/2011, a qual é consoante com a categoria de projeto relevante.</p> <p>O DCP versão 1 também aplica:</p> <ul style="list-style-type: none"> - "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 05.2); - "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 2.2.0). <p>Durante o processo de validação, a metodologia ACM0002 foi atualizada para a versão 13.0.0 de 11/05/2012, e a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" foi atualizada para a versão 02.2.1 de 29/09/2011. Além disso, a versão mais recente da "Ferramenta para a demonstração e a avaliação da adicionalidade (versão 06.0.0 de 25/11/2011) deverá ser aplicada.</p>	CAR-3	OK
B.2. Critérios de aplicabilidade da metodologia/ferramentas					
B.2.1. Como foi validado que a atividade de projeto cumpre com os critérios de aplicabilidade?	/1/ /5/ /6/ /7/ /12/ /27/	DR/I	<p>Com relação à versão da metodologia, consulte a CAR 3.</p> <p>A RINA verificou os critérios de aplicabilidade (DCP versão 1) da metodologia aplicada ACM0002 versão 12.2.0 (versão disponível no site da UNFCCC na internet):</p> <p>Esta metodologia se aplica a atividades de projetos de geração de energia renovável conectadas à rede que (a) instalem uma</p>	CAR-3	OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>nova usina energética em um local em que não haviam usinas de energia renovável em operação antes da implementação da atividade de projeto (usina tipo Greenfield); (b) envolvam adição de capacidade; (c) envolvam modernização (retrofit) de uma ou mais de uma usina existente; ou (d) envolvam uma substituição de uma ou mais de uma usina existente.</p> <p>Confirmou-se, pelas licenças aplicáveis (ambiental /6/ e ANEEL /7/), e por inspeção no local, que a atividade de projeto corresponde à instalação de uma nova usina energética em um local onde nenhuma usina energética renovável era operada antes da implementação da atividade de projeto (usina tipo Greenfield). Além disso, o local da atividade de projeto foi confirmado no relatório técnico fornecido por uma empresa terceira (SAI) /27/</p> <p>A metodologia é aplicável conforme as seguintes condições:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A atividade de projeto consiste na instalação, adição de capacidade, modernização (retrofit) ou substituição de uma usina energética/unidade de um dos seguintes tipos: usina/unidade hidrelétrica (com reservatório a fio-de-água ou de acumulação), usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade solar, usina/unidade geradora a partir de ondas ou marés; • Em caso de adições de capacidade, modernizações ou substituições 		

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>(exceto nos projetos de adição de capacidade pelos quais a geração de eletricidade da(s) usina(s) ou unidade(s) energética(s) não é afetada); a usina existente iniciou suas operações comerciais antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado no cálculo das emissões da linha de base e definido na seção emissões da linha de base, e nenhuma adição de capacidade ou modernização (retrofit) da usina foi realizada entre o início deste período histórico de referência mínimo e a implementação da atividade de projeto;</p> <p>Confirmou-se, pelas licenças aplicáveis /6/ e por visita ao local, que a atividade de projeto consiste na instalação de duas novas usinas de energia eólica.</p> <p>(Para detalhes sobre a capacidade instalada, consulte a CAR 1)</p> <p>No caso de usinas hidrelétricas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pelo menos uma das seguintes condições deve ser aplicada: <ul style="list-style-type: none"> ○ A atividade de projeto ser implementada em um ou vários reservatórios existentes, sem alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou ○ A atividade de projeto ser implementada em um ou vários reservatórios 	CAR 1	

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>existentes, com aumento do volume de algum dos reservatórios e com a densidade energética de cada reservatório, segundo as definições da seção Emissões do projeto, superior a 4 W/m^2 após a implementação da atividade de projeto; ou</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ A atividade de projeto resulta em um novo, ou novos reservatórios, onde a densidade energética de cada reservatório, segundo as definições da seção Emissões do projeto, é superior a 4 W/m^2 após a implementação da atividade de projeto. <p>Não aplicável, a atividade de projeto não é uma usina hidrelétrica.</p> <p>No caso de usinas hidrelétricas que utilizem vários reservatórios, onde a densidade energética de qualquer destes seja inferior a 4 W/m^2 após a implementação da atividade de projeto, todas as seguintes condições deve ser aplicada:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A densidade energética calculada para toda a atividade de projeto, utilizando a equação 5, é superior a 4 W/m^2; • Todos os reservatórios e usinas hidrelétricas estão localizados no mesmo rio e foram projetados 		

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>conjuntamente para funcionarem como um projeto integrado que constitua, coletivamente, a capacidade de geração da usina energética combinada;</p> <ul style="list-style-type: none"> • A vazão de água entre os vários reservatórios não é utilizada por nenhuma outra unidade hidrelétrica não pertencente à atividade de projeto; • A capacidade instalada total das usinas, acionadas por meio da água dos reservatórios com uma densidade energética inferior a 4 W/m², é menor que 15 MW; • A capacidade instalada total das usinas, acionadas por meio da água de reservatórios com uma densidade energética inferior a 4 W/m², é de menos de 10% da capacidade instalada total da atividade de projeto de vários reservatórios. <p>Não aplicável, a atividade de projeto não é uma usina hidrelétrica.</p> <p>A metodologia não se aplica aos seguintes termos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Atividades de projetos que envolvam substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade de projeto, dado que neste caso a linha de base pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local; 		

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>A atividade de projeto não envolve substituição de combustível fóssil por energia renovável, mas corresponde a um projeto tipo Greenfield /6/.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Usinas energéticas a biomassa; <p>A atividade de projeto não corresponde a uma usina de biomassa. Antes é formada por três usinas eólicas.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uma usina hidrelétrica que resulte na criação de um novo reservatório único, ou no aumento de um reservatório único existente onde a densidade energética do reservatório seja de menos de 4 W/m². <p>A atividade de projeto não é uma usina hidrelétrica/6/.</p> <p>No caso de modernizações (retrofit), substituições ou adições de capacidade, esta metodologia somente é aplicável se o cenário de linha de base mais plausível, resultante da identificação do cenário da linha de base, for a "continuação da situação atual, ou seja, usar o equipamento de geração energética que já estava em uso antes da implementação da atividade de projeto e realizar a manutenção normal.</p> <p>Esta condição não é aplicável. As usinas eólicas são do tipo Greenfield.</p> <p>A “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” é utilizada para calcular o fator de emissão da rede. Conforme descrito na ferramenta, é possível</p>		

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final	
			<p>aplicá-la para estimar a OM, a BM e/ou a CM ao calcular emissões de linha de base para um projeto que substitua eletricidade da rede, ou seja, onde uma atividade de projeto forneça eletricidade para uma rede ou para uma atividade de projeto que resulte em economia de eletricidade que poderia ter sido fornecida pela rede (por exemplo, projetos de eficiência energética no lado da demanda). Confirma-se, através das licenças ambiental e energética /6/ /7/, que a atividade de projeto fornecerá eletricidade para o sistema interligado nacional (SIN), o que confirma a aplicabilidade da ferramenta. Os valores usados na atividade de projeto são fornecidos pela AND do Brasil.</p>			
B.2.2.	A linha de base selecionada é uma das linhas de base descritas na metodologia, confirmando assim a aplicabilidade da metodologia?	/1/ /5/ /12/	DR/I	De acordo com a metodologia aprovada aplicada ACM0002, o cenário da linha de base é "Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação de usinas energéticas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". Dado que a linha de base é definida pela metodologia aprovada, não é necessária nenhuma análise posterior.		OK
B.3. Limite do projeto						
B.3.1.	O limite do projeto é claramente definido e está de acordo com a metodologia aplicada?	/1/ /5/ /12/	DR/I	Sim. O limite do projeto proposto (extensão espacial) abrange os locais físico-geográficos das fontes geradoras de energia renovável (Modelo I e Modelo II) e todas as usinas ligadas fisicamente à Rede Interligada		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			Brasileira.		
B.3.2. Quais são os limites do sistema do projeto (componentes e instalações usados para mitigar os GEEs)?	/1/ /5/ /12/	DR/I	Ver a seção B.3.1.		OK
B.3.3. Quais fontes são identificadas pelo projeto? O limite do projeto identificado abrange todas as possíveis fontes ligadas à atividade de projeto?	/1/ /5/ /12/	DR/I	De acordo com a metodologia, as emissões do projeto são iguais a zero. As emissões da linha de base são as emissões de CO ₂ pela geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade de projeto.		OK
B.3.4. O projeto envolve outras fontes de emissões não previstas pelas metodologias que podem questionar a aplicabilidade da metodologia? Essas fontes contribuem em até mais de 1% das reduções de emissões estimadas do projeto?	/1/ /5/ /12/	DR/I	As fontes de emissões que não são tratadas pela metodologia aplicada e das quais se prevê contribuir com mais de 1% das reduções de emissões médias totais anuais previstas não foram identificadas /6/.		OK
B.4. Identificação do cenário da linha de base					
B.4.1. Quais cenários de linha de base foram identificados? A lista de cenários de linha de base está completa?	/1/ /5/ /12/	DR/I	De acordo com a metodologia aprovada aplicada ACM0002, o cenário da linha de base é "Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto que, de outra forma, teria sido gerada pela operação de usinas energéticas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". Dado que a linha de base é definida pela metodologia aprovada, não é necessária nenhuma análise posterior.		OK
B.4.2. Como os outros cenários de linha de base foram eliminados a fim de se determinar a linha de base?	/1/ /5/ /12/	DR/I	Ver a seção B.4.1		OK
B.4.3. Qual é o cenário da linha de base? A determinação do cenário da linha de base está em consonância com a orientação da metodologia?	/1/ /5/ /12/	DR/I	Ver a seção B.4.1		OK
B.4.4. O cenário da linha de base foi determinado utilizando-se pressupostos conservadores? O cenário da linha de base leva em suficiente	/1/ /5/ /7/ /12/ /15/	DR/I	As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO ₂ pela geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final	
consideração políticas nacionais e/ou setoriais relevantes, tendências macroeconômicas e aspirações políticas?	/21/		<p>que são deslocadas devido à atividade de projeto. A metodologia presume que toda a geração de eletricidade pelo projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por usinas existentes ligadas à rede e pela adição de novas usinas ligadas à rede.</p> <p>O fator de emissão é fornecido pela AND do Brasil /15/.</p> <p>As evidências da energia entregue para a rede e do fator de carga da usina não foram fornecidas de acordo com as Diretrizes para informação e validação dos fatores de carga da usina. A geração de energia informada no DCP não condiz com a aprovada pela ANEEL e pelo MME nas resoluções 162 e 163 de 21/03/2012 /7/, a qual é o mesmo valor apresentado nos resultados do leilão (data de início) /26/</p>	CAR-4		
B.5. Determinação da adicionalidade						
B.5.1.	Que ferramenta é usada pelo projeto para avaliar a adicionalidade? Ela está de acordo com a metodologia?	/1/ /13/	DR/CC	<p>Na versão 1 do DCP, os participantes do projeto forneceram a avaliação da adicionalidade de acordo com a "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade", versão 05.2.</p> <p>Durante o processo de validação, a metodologia ACM0002 foi atualizada para a versão 13.0.0 de 11/05/2012, e a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" foi atualizada para a versão 02.2.1 de 29/09/2011. Além disso, a versão mais recente da "Ferramenta para a demonstração e a avaliação da adicionalidade (versão 06.0.0 de 25/11/2011) deverá ser aplicada.</p>	CAR-3	OK

Questão da lista de verificação		Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
B.5.2.	Em que a adicionalidade do projeto se baseia principalmente?	/1/ /18/	DR/CC	A adicionalidade do projeto, apresentada no DCP versão 1, é baseada na análise de investimentos, com base nas "Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos", versão 05, de 15/07/2011 /18/.		OK
B.5.3. Consideração prévia do MDL						
B.5.3.1.	Qual é a data de início da atividade de projeto proposta?	/1/ /26/	DR/CC	<p>A data de início do projeto foi definida como 17/08/2011 no DCP publicado, referindo-se à data do 12º Leilão de Energia Nova, quando o projeto foi aprovado para assinar um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica /26/.</p> <p>A data de início apresentada no DCP versão 1 não está de acordo com o "Glossário de termos do MDL", versão 5 /16/: <i>A data de início de uma atividade de projeto MDL é a data mais antiga na qual a implementação, ou construção, ou atividade efetiva de uma atividade de projeto tem início.... Em vista da definição acima, a data de início deve ser considerada como a data na qual o participante do projeto comprometeu-se com os gastos relacionados à implementação ou à implementação da atividade de projeto.</i> Além disso, as seguintes questões devem ser tratadas no DCP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - deve ser fornecido um cronograma de implementação do projeto; - de acordo com a versão mais recente das "Orientações de preenchimento do documento de concepção de projeto (MDL-DCP) e do formulário para novas metodologias propostas (MDL - NM)", na seção C.1.1 do DCP, deve estar descrito como essa data foi determinada, e haver 	CAR 5	OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<i>(menção de) evidência que corrobore essa data.</i>		
B.5.3.2. Qual é a evidência de consideração séria do MDL antes do momento da decisão de seguir com a atividade de projeto?	/1/ /17/ /22/	DR/CC	O PP enviou a notificação para a UNFCCC em 21/02/2011 e para a AND brasileira em 20/12/2011 /22/. A conformidade com as Diretrizes acerca da demonstração e avaliação, e da consideração prévia do MDL /17/ está pendente devido à confirmação da data de início do projeto (consultar a CAR 5 acima).	CAR 5	OK
B.5.3.3. Que iniciativas foram tomadas pelos participantes do projeto da data de início da atividade de projeto até o início da validação, paralelamente à implementação física da atividade de projeto?	/1/ /22/	DR/CC	Não aplicável. A data de início é posterior a agosto de 2008. O PP enviou a consideração prévia para a AND do Brasil e à UNFCCC.		OK
B.5.3.4. O cronograma do projeto confirma a adoção de ações contínuas paralelamente à implementação para garantir o status de MDL?	/1/ /22/	DR/CC	Ver a seção B.5.3.3.		OK
B.5.4. Análise de investimentos					
B.5.4.1. Qual é o método de análise utilizado para determinar se a atividade de projeto proposta não é (a) a mais atraente do ponto de vista econômico ou financeiro; ou (b) viável do ponto de vista econômico ou financeiro, sem a receita da venda de reduções certificadas de emissões?	/1/ /3/ /18/	DR/CC	O desenvolvedor do projeto decidiu aplicar o método da análise de benchmark, tendo identificado a TIR sobre o capital como o indicador financeiro mais adequado. A Ferramenta de Adicionalidade recomenda um indicador econômico/financeiro como a TIR, para demonstrar a adicionalidade por meio da análise de benchmark. O PP decidiu-se pela TIR sobre o capital como o indicador financeiro. A RINA considera que a análise de benchmark e a TIR do projeto são um indicador adequado devido aos seguintes fatores: 1. O projeto gera receita pela venda de eletricidade, pelo que uma análise de custos simples não se aplica. 2. A alternativa da atividade de projeto é o fornecimento de eletricidade da		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>rede, pelo que a análise de comparação de investimentos não é apropriada.</p> <p>3. A TIR sobre o capital é um dos indicadores financeiros mais comumente utilizados para identificar se um projeto é atrativo ou não.</p>		
B.5.4.2. Qual é o indicador financeiro utilizado?	/1/ /3/ /18/ /35/	DR/CC	<p>Dado que o Banco Central do Brasil não tem previsões de inflação ou metas de juros para o longo prazo, os PPs utilizaram uma taxa de inflação média de 4,57% prevista para os próximos cinco anos após o início da atividade de projeto, publicada pelo FMI (International Monetary Fund World Economic Outlook), (período previsto = 2012 a 2016). A RINA consultou o site do FMI na internet e confirmou a taxa de inflação prevista de 4,57% /35/.</p>		OK
B.5.4.3. O cálculo do imposto de renda levou a depreciação em conta? O ano de depreciação é consoante à prática contábil normal do País anfitrião?	/1/ /3/ /18/	DR/CC	<p>Os participantes do projeto não incluíram a depreciação na planilha de cálculos financeiros, porém não existe impacto nos cálculos do imposto de renda porque os participantes do projeto optaram pelo Sistema de Lucro Presumido, pelo qual o imposto de renda e a contribuição social são calculados sobre as vendas brutas e não sobre o lucro.</p>		OK
B.5.4.4. O período da análise de investimentos e o tempo de operação do projeto são realistas? O valor de salvados foi levado em conta? Há retorno no capital de giro no último ano da operação?	/1/ /3/ /18/	DR/CC	<p>O PP não forneceu as evidências/suporte para a vida útil do ativo, nem a base do valor terminal do ativo.</p>	CAR-6	OK
B.5.4.5. Verificação cruzada dos principais parâmetros usados na análise financeira: geração de eletricidade, tarifa de eletricidade, custos do investimento, custos de operação e manutenção, impostos, demais custos. Os principais parâmetros podem ser modificados	/1/ /3/ /18/ /31/ /32/ /33/	DR/CC	<p>A verificação cruzada dos principais parâmetros está descrita a seguir: Parâmetros básicos: * <u>Vida útil operacional</u>: 20 anos; <u>data de início de operações prevista</u>: 01/01/2014. Verificou-se,</p>		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
para as diferentes categorias de projetos.	/34/ /35/		<p>frente à resolução 197 do MME, de 01/04/2011 /32/, que a energia das usinas eólicas contratadas no Leilão A-3 será produzida de 01/01/2014 a 31/12/2033 (20 anos).</p> <p>* <u>Taxa de câmbio US\$/Euro</u>: 1,443 USD/Euro e <u>taxa de câmbio R\$/US\$</u>: 1,585 BRL/USD: taxa de câmbio confirmada com base em fonte oficial em 17/08/2011 /31/</p> <p>Geração de eletricidade * <u>Total de eletricidade líquida gerada para venda</u>: 220.913.00 MWh/ano.</p> <p>As evidências da energia entregue para a rede e do fator de carga da usina não foram fornecidas de acordo com as Diretrizes para informação e validação dos fatores de carga da usina. A geração de energia informada no DCP não condiz com a aprovada pela ANEEL e pelo MME nas resoluções 162 e 163 de 21/03/2012 /7/, a qual é o mesmo valor apresentado nos resultados do leilão (data de início) /26/.</p> <p>* <u>Capacidade instalada</u>: 56,40 MW</p> <p>A capacidade instalada descrita no DCP versão 1 (Modelo I: 30,55 MW e Modelo II: 25,85 MW) não condiz com a capacidade instalada considerando a descrição dos equipamentos no DCP versão 1 (turbinas de 2.300 KW) e o número de turbinas de cada parque (respectivamente, 13 e 11). De acordo com a metodologia: “A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma unidade</p>	<p>CAR 4</p> <p>CAR 4</p>	

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p><i>energética é a capacidade, expressa em Watts ou em um de seus múltiplos, para qual a unidade energética foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma usina energética é a soma das capacidades instaladas de geração de eletricidade de suas unidades energéticas”. Além disso, a capacidade instalada descrita na licença ambiental prévia nº 2010-039744/TEC/LP-0190 para Modelo I, emitida em 21/06/2011, e nº 2010-039737/TEC/LP-0186 para Modelo II /6/, emitida em 21/06/2011, e nos documentos da ANEEL /7/</i></p> <p>Receita - geração de eletricidade:</p> <p>* <u> Mercado regulamentado por tarifa (2014-2033):</u> 62,16 USD/MWh: Confirmou-se, no site da CCEE na internet, que os preços da energia são de 98,52 BRL/MWh para Modelo I e 98,53 para Modelo II. Por simplificação, toma-se o valor de tarifa mais elevado para os projetos das três usinas, o que é conservador. Valores convertidos para USD. Os preços da energia estão disponibilizados ao público no site da CCEE na internet /26/.</p> <p>* <u> Mercado PPA não-regulado (2014-2018) e mercado SPOT não-regulado por tarifa (2014-2033):</u></p> <p>A planilha financeira descreve o valor da tarifa de energia no mercado regulado, no mercado não-regulado PPA, e no mercado não-regulado SPOT. Entretanto, o PP não forneceu evidências do montante de energia a ser vendido em cada mercado e dos preços da energia no mercado não-regulado. Além</p>	<p>CAR 7</p>	

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>disso, algumas partes da planilha financeira não foram apresentados na língua inglesa (por exemplo, a planilha "Indicadores financeiros", coluna E).</p> <p><u>Investimento- (total de custos de capital)</u></p> <p>*<u>Investimento total</u>: O investimento total é de BRL 215.887.950 convertido para USD 136.208.677 (BRL 117.492.370,00 Modelo I+ 98.422.790,00 Modelo II), podendo ser confirmado nos resultados do leilão de energia, disponíveis para consulta no site da CCEE na internet /26/. Isso inclui os custos das usinas e o custo de ligação e de transmissão /8/ /9/.</p> <p>O PP deverá explicar (elaborar) o porquê de haver pagamento de aluguel pela área quando há custo de aquisição da área incluído no custo do investimento</p> <p>* <u>% de débito e % de capital</u>: Conforme estabelecido na diretriz 18 das "Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos" (versão 5) /18/, 50% do débito e 50% do financiamento de capital foram presumidos como padrão.</p> <p>* <u>Anos do prazo</u>: 14; * <u>Custo financeiro</u>: 6 %; * <u>Tarifa básica do BNDES</u>: 0,90 %; * <u>Crédito prêmio de risco</u>: 3,57 %; * <u>Taxa de juros (p.a.)</u>: 10.47% (calculada de acordo com os pressupostos acima); * <u>Juros mensais</u>: 0.87% (calculados de acordo com os pressupostos acima: Taxa de juros anual</p>	CAR-8	

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>dividida por 12 meses);</p> <p>* <u>Mens. PMT-pagamento de empréstimo:</u> \$774.080 (calculado de acordo com os pressupostos acima).</p> <p>A RINA avaliou e confirmou todos os valores no site do BNDES na internet /33/.</p> <p><u>Custos e despesas operacionais:</u></p> <p>O PP não forneceu evidências do hedge de energia, dos custos e despesas operacionais, e das taxas (TUST; TSFEE; ONS; CCEE) usadas na planilha financeira. O documento "Assumptions for financial valuation El Modelo.pdf" não fornece a fonte e as evidências das informações e dos valores apresentados na planilha. Além disso, o valor da CCEE apresentado na tabela 7 do DCP publicado não coincide com o valor apresentado na planilha financeira.</p> <p>Taxes:</p> <p>* <u>PIS COFINS:</u> taxa acumulada de 3,65% da receita aplicável sob o Sistema de Lucro Presumido.</p> <p>* <u>Alíquota do imposto de renda (IRS):</u> 2,00% (Imposto de renda: 25% de 8% (<i>Lucro presumido</i>)).</p> <p>* <u>Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL):</u> 1,08% (CSLL: 9% de 12%).</p> <p>A RINA confirmou que os impostos aplicados estão em consonância com a regulamentação brasileira: Leis 10.637/2002 e 9.718/1998 /34/.</p>	CAR-9	
B.5.4.6. Análise de sensibilidade: os parâmetros básicos que contribuíram com mais de 20% da receita/custos durante a operação ou implementação foram	/1/ /3/ /18/	DR/CC	O PP deve apresentar todas as informações de variação de parâmetros (sensibilidade) para alcançar o benchmark do projeto e	CAR-10	OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
identificados?			justificar a probabilidade de sua ocorrência		
B.5.4.7. Análise de sensibilidade: o raio de variações é razoável na atividade de projeto? Os principais parâmetros podem ser modificados para as diferentes categorias de projetos.	/1/ /3/ /18/	DR/CC	Ver a seção B.5.4.6 acima	CAR-10	OK
B.5.4.8. Os parâmetros básicos foram variados para alcançar o benchmark, e a probabilidade de sua ocorrência foram justificados?	/1/ /3/ /18/	DR/CC	Ver a seção B.5.4.6 acima	CAR-10	OK
B.5.5. Análise de barreiras					
B.5.5.1. As barreiras estão identificadas complementarmente a uma potencial análise de investimentos?	/1/	DR	Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos.		OK
B.5.5.2. Como as barreiras ao investimento foram avaliadas e consideradas reais? Como o MDL alivia as barreiras ao investimento?	/1/	DR	Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos.		OK
B.5.5.3. A atividade de projeto é impedida pelas barreiras ao investimento e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade de projeto é viável sob as mesmas circunstâncias?	/1/	DR	Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos.		OK
B.5.5.4. Como as barreiras tecnológicas foram avaliadas e consideradas reais? Como o MDL alivia as barreiras tecnológicas?	/1/	DR	Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos.		OK
B.5.5.5. A atividade de projeto é impedida pelas barreiras tecnológicas e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade de projeto é viável sob as mesmas circunstâncias?	/1/	DR	Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos.		OK
B.5.5.6. Como as barreiras devido à prática prevalecente foram avaliadas e consideradas reais? Como o MDL alivia as barreiras devido à prática prevalecente?	/1/	DR	Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos.		OK
B.5.5.7. A atividade de projeto é impedida pelas barreiras devido à prática prevalecente e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade de projeto é viável sob as mesmas circunstâncias?	/1/	DR	Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos.		OK

Questão da lista de verificação		Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
B.5.5.8.	Como as outras barreiras foram avaliadas e consideradas reais? Como o MDL alivia as outras barreiras?	/1/	DR	Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos.		OK
B.5.5.9.	A atividade de projeto é impedida pelas outras barreiras e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade de projeto é viável sob as mesmas circunstâncias?	/1/	DR	Não aplicável. O PP usou a análise de investimentos.		OK
B.5.6. Análise de práticas comuns						
B.5.6.1.	Quais são os escopos geográficos e tecnológicos da análise de práticas comuns?	/1/ /13/	DR/CC	O PP não seguiu as etapas da ferramenta de adicionalidade para a análise de práticas comuns. O PP não forneceu a avaliação das etapas: "Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposto" e "Sub-passo 4b: Discutir quaisquer Opções similares que estejam ocorrendo".	CAR 11	OK
B.5.6.2.	Quantos projetos similares não-MDL existem na região dentro do escopo do projeto?	/1/ /13/	DR/CC	Ver a seção B.5.6.1.	CAR 11	OK
B.5.6.3.	Como foram avaliadas possíveis diferenças essenciais entre a atividade de projeto e as atividades similares?	/1/ /13/	DR/CC	Ver a seção B.5.6.1.	CAR 11	OK
B.5.6.4.	Quais são as fontes (ou fonte) de dados usadas na análise de práticas comuns?	/1/ /13/	DR/CC	Ver a seção B.5.6.1.	CAR 11	OK
B.5.7. Conclusão da avaliação da adicionalidade						
B.5.7.1.	Qual é a conclusão relacionada à adicionalidade da atividade de projeto?	/1/	DR/CC	São necessárias informações adicionais para concluir a adicionalidade da atividade de projeto.	CAR 6-CAR 7-CAR 8-CAR 9-CAR 10-CAR 11	OK
B.6. Cálculo das reduções de emissões de GEE						
B.6.1. Emissões da linha de base						
B.6.1.1.	Os cálculos são documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/ /12/ /14/ /15/	DR/CC	Em consonância com a metodologia aplicada, as emissões da linha de base são calculadas da seguinte forma: $BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$ Onde: BE_y = Emissões da linha de base no ano y		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>(tCO₂)</p> <p>$EG_{P,j,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto no ano y (MWh)</p> <p>$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ na margem combinada para a geração de eletricidade ligada à rede no ano y, calculada utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh)</p> <p><u>Cálculo de $EG_{P,j,y}$</u></p> <p><u>(a) Usinas de energia renovável tipo Greenfield</u></p> <p>Se a atividade de projeto consistir na instalação de uma nova usina/unidade de energia renovável ligada à rede em um local em que não haviam usinas de energia renovável em operação antes da implementação da atividade de projeto, então:</p> <p>$EG_{P,j,y} = EG_{facility,y}$</p> <p>Onde:</p> <p>$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade para a rede no ano y (MWh).</p> <p>As evidências da energia entregue para a rede e do fator de carga da usina não foram fornecidas de acordo com as Diretrizes para informação e validação dos fatores de carga da usina. A geração de energia informada no DCP não condiz com a aprovada pela ANEEL e pelo MME nas resoluções 162 e 163 de</p>	<p>CAR-4</p>	

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>21/03/2012 /7/, a qual é o mesmo valor apresentado nos resultados do leilão (data de início) /26/</p> <p>Para $EF_{grid,CM,y}$, o PP usou a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (tCO₂/MWh), usando os dados disponibilizados pela AND brasileira, considerando o Sistema Interligado Nacional (SIN) e a análise dos dados do despacho.</p> <p>Para a margem de operação ($EF_{grid,OM-DD,y}$), o PP utilizou o valor disponibilizado pela AND brasileira para o ano de 2010 (estimativa ex-ante) /15/; esse valor será atualizado durante a verificação (período de coleta de dados <i>ex-post</i>)=0,4821 tCO₂/MWh. A estimativa foi realizada considerando a média dos dados horários fornecidos pela AND brasileira /15/.</p> <p>Para a margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$), o PP escolheu o período de coleta de dados <i>ex-ante</i>. A RINA confirmou o valor aplicado pelo PP para o ano de 2010, em conformidade com os dados fornecidos pela AND brasileira (disponibilizados ao público). A RINA confirmou no site da AND na internet que o PP utilizou as informações mais recentes disponíveis no momento do envio do MDL-DCP à AND para validação = 0,1404 tCO₂/MWh /15/.</p> <p>O fator de emissão combinado ($EF_{grid,CM,y}$)</p> $EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} * w_{OM} + EF_{grid,BM,y} * w_{BM}$ <p>Onde:</p>		

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO ₂ na margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh) $EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO ₂ na margem de operação no ano y (tCO ₂ /MWh) w_{OM} = Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%) w_{BM} = Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%) Os valores padrão usados em w_{OM} (=0,75%) e w_{BM} (=0,25%) no DCP estão em conformidade com a ferramenta, resultando em $EF_{grid,CM,y} = 0,3967$ tCO ₂ /MWh /15/.		
B.6.1.2. Foram utilizados pressupostos conservadores no cálculo das emissões da linha de base e as estimativas de incertezas foram tratadas de acordo?	/1/ /12/ /14/ /15/	DR/CC	Ver a seção B.6.1.1 acima.	CAR-4	OK
B.6.2. Emissões do projeto					
B.6.2.1. Os cálculos são documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/ /12/	DR/CC	As emissões de projeto não são aplicáveis à atividade de projeto.		OK
B.6.2.2. Foram utilizados pressupostos conservadores no cálculo das emissões de projeto e as estimativas de incertezas foram tratadas de acordo?	/1/ /12/	DR/CC	As emissões de projeto não são aplicáveis à atividade de projeto.		OK
B.6.3. Fugas					
B.6.3.1. Os cálculos são documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/ /12/	DR	As fugas não precisam ser consideradas, conforme definido pela metodologia de linha de base aplicada.		OK
B.6.3.2. Foram utilizados pressupostos conservadores no cálculo das fugas e as estimativas de incertezas foram tratadas de acordo?	/1/ /12/	DR	Ver a seção B.6.3.1 acima.		OK
B.6.4. Reduções de emissões					
B.6.4.1. A metodologia foi corretamente aplicada para calcular as reduções de emissões e isto pode ser replicado pelos dados fornecidos no DCP e nos arquivos de suporte a serem submetidos ao	/1/ /2/ /12/	DR/CC	Em consonância com a metodologia aplicada, as reduções de emissões são calculadas da seguinte forma: $ER_y = BE_y - PE_y$	CAR-4	OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
registro?			<p>Como $PE_y = 0$, $ER_y = BE_y$, portanto, $ER_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$</p> <p>Consultar a CAR-4 para a estimativa ex-ante de BE_y.</p>		
B.6.5. Dados e parâmetros disponíveis na validação e que não são monitorados					
B.6.5.1. Como os parâmetros disponíveis na validação foram verificados?	/1/ /15/	DR/CC	<p>O parâmetro definido ex-ante é: $EF_{grid,BM,y}$: Fator de emissão de CO_2 na margem de construção no ano y: 0,1404 tCO_2/MWh /16/.</p> <p>A RINA confirmou o valor aplicado pelo PP para o ano de 2010, em conformidade com os dados fornecidos pela AND brasileira (disponibilizados). A RINA confirmou, pelo site da AND na internet, que o PP usou as informações mais recentes disponíveis no momento do envio do MDL-DCP para a validação da EOD.</p>		OK
B.7. Plano de monitoramento					
B.7.1. Dados e parâmetros monitorados					
B.7.1.1. O plano de monitoramento descrito no DCP está de acordo com a orientação da metodologia?	/1/	DR/CC	Consultar a seção B.7.1.2 abaixo.	GL-4	OK
B.7.1.2. O plano de monitoramento contém todos os parâmetros necessários e estes estão descritos claramente?	/1/ /23/	DR/CC	<p>De acordo com o DCP publicado, os parâmetros a seguir foram mencionados como a serem monitorados:</p> <ul style="list-style-type: none"> * $EG_{facility,y}$ - Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade para a rede no ano y (MWh/ano); * $EG_{PJ,h}$ - Eletricidade deslocada pela atividade de projeto na hora h do ano y (MWh); * $EF_{EL,DD,h}$ - Fator de emissão de CO_2 para unidades de energia da rede no topo da ordem do despacho na hora h do ano y 		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>(tCO₂/MWh).</p> <p>Não está clara (DCP B.7.1) a inclusão do parâmetro EG_{PJ,h} como um parâmetro a ser monitorado, dado que ele não é mencionado na ACM0002 versão 12.2.0.</p> <p>Cálculo ex-post das reduções de emissões O fator de emissões da margem combinada (EF_{grid,CM,y}) será calculado <i>ex-post</i> usando os fatores de emissão de CO₂ para a margem de construção definidos ex-ante, e para a margem de operação, fornecidos pela AND brasileira. Os fatores de emissão de CO₂ para a margem de construção e a margem de operação da geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) são calculados, de acordo com a análise dos dados do despacho, a partir dos registros de geração das usinas despachadas de maneira centralizada, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em consonância com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".</p>	CL-4	
<p>B.7.1.3. Os equipamentos de medição foram descritos? A precisão dos equipamentos de medição foi analisada e considerada apropriada? Os requisitos para manutenção e calibração dos equipamentos de medição foram descritos e considerados apropriados?</p>	<p>/1/ /23/</p>	<p>DR/CC</p>	<p>A energia entregue à rede será mensurada por meio de medidores de eletricidade em conformidade com os padrões nacionais. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são responsáveis pela definição dos requisitos técnicos das medições de energia para fins de faturamento.</p> <p>Os medidores (principal e backup) terão uma classe de precisão de 0,2%.</p> <p>A calibração será realizada em um período máximo de dois anos.</p> <p>EF_{EL,DD,h} será calculado utilizando os dados</p>		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
B.7.1.4. A frequência de monitoramento é adequada para todos os parâmetros de monitoramento? Ela está consoante com a metodologia de monitoramento?	/1/ /23/	DR/CC	fornecidos pela AND brasileira. Serão seguidos os procedimentos do ONS. Os dados de energia serão medidos a cada cinco minutos (completos) de maneira contínua e registrados para o monitoramento do MDL em um intervalo no mínimo mensal. EF _{EL,DD,h} será atualizado utilizando os dados fornecidos pela AND brasileira. Segundo o plano de monitoramento, o monitoramento é descrito na seção B.6.1 em concordância com a ferramenta: O fator de emissão da margem de operação EF _{grid,OMr} será calculado <i>ex post</i> , determinado para o ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade da rede. A atualização será anual durante o período de obtenção de créditos, conforme os fatores de emissões fornecidos pela AND do Brasil para cada ano.		OK
B.7.1.5. A frequência de monitoramento é adequada para todos os parâmetros de monitoramento? Ela está consoante com a metodologia de monitoramento?	/1/ /23/	DR/CC	Ver a seção B.7.1.4 acima.		OK
B.7.2. Monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável/impactos ambientais					
B.7.2.1. O monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável e dos impactos ambientais é assegurado pela legislação do país anfitrião?	/1/ /6/	DR/I/C C	Os impactos ambientais e sociais da atividade de projeto foram analisados pela agência do meio ambiente no momento da emissão da licença ambiental /6/.		OK
B.7.2.2. O plano de monitoramento dispõe sobre a coleta e o arquivamento de dados relevantes concernentes aos impactos ambiental, social e econômico?	/1/ /6/	DR/I/C C	Ver a seção B.7.2.1.		OK
B.7.2.3. Os indicadores de desenvolvimento sustentável estão de acordo com as prioridades nacionais estabelecidas no país anfitrião?	/1/	DR/I/C C	Ver a seção B.7.2.1.		OK
B.7.3. Gerenciamento, garantia da qualidade e controle da qualidade					

Questão da lista de verificação		Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
B.7.3.1.	Como se deu a avaliação de que os ajustes de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis na concepção do projeto?	/1/ /23/	DR	Sim, o monitoramento da atividade de projeto seguirá os padrões nacionais determinados pelo ONS e pela CCEE.		OK
B.7.3.2.	Os procedimentos para controle diário dos registros (tais como registros a serem mantidos, área de armazenamento dos registros e forma de processamento da documentação sobre o desempenho) estão identificados?	/1/ /23/	DR	Serão seguidos os procedimentos do ONS. Os dados de energia serão medidos a cada cinco minutos (completos) de maneira contínua e registrados para o monitoramento do MDL em um intervalo no mínimo mensal.		OK
B.7.3.3.	O gerenciamento de dados e o gerenciamento dos procedimentos de garantia da qualidade e do controle da qualidade são suficientes para assegurar que as reduções de emissões alcançadas por/resultantes do projeto poderão ser relatadas <i>ex post</i> e verificadas?	/1/ /23/	DR	Os procedimentos de CQ/GQ indicados estão consoantes com a metodologia aplicada. A eletricidade fornecida para a rede será monitorada por medidores de energia eletrônicos calibrados (classe de precisão de 0,2%). Os dados dos medidores passarão por verificação cruzada com as notas fiscais das vendas de energia ou com o banco de dados da CCEE.		OK
B.7.3.4.	Todos os dados monitorados requeridos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou última emissão de RCEs, o que vier por último?	/1/	DR	Os dados ficarão guardados por um período mínimo de dois anos após o final do último período de obtenção de créditos, em conformidade com a metodologia aplicada.		OK
C. Duração da atividade de projeto e do período de obtenção de créditos						
C.1. Data de início da atividade de projeto						
C.1.1.	Qual é a data de início prevista para a atividade de projeto e como ela foi determinada? Quando ocorreu a primeira atividade de construção?	/1/	DR	Ver a seção B.5.3.1	CAR-5	OK
C.1.2.	Qual é o tempo de vida útil operacional prevista da atividade de projeto? Esse tempo é considerado razoável?	/1/	DR	A vida útil operacional prevista do projeto está definida, no DCP publicado versão 1), como 20 anos (0 meses). O PP foi solicitado a prover evidências da vida útil média dos equipamentos (com base nas especificações do fabricante claramente identificadas/nomeadas e/ou nos padrões da indústria) que serão usadas na atividade de projeto.	CL-5	OK

Questão da lista de verificação		Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
C.2. Data de início do período de obtenção de créditos						
C.2.1.	Qual é a data de início prevista do período de obtenção de créditos da atividade de projeto proposta?	/1/	DR/CC	De acordo com o DCP publicado (versão 1), foi escolhido um período de obtenção de créditos renovável de 7 anos (podendo ser renovado duas vezes), com início em 01/01/2014.		OK
C.2.2.	Qual é a duração do período de obtenção de créditos? Ele está claramente definido e é considerado razoável?	/1/ /32/	DR/CC	De acordo com o DCP publicado, foi escolhido um período de obtenção de créditos renovável de 7 anos, com início em 01/01/2014, ou a data de registro, o que vier por último. Verificou-se, frente à resolução 197 do MME, de 01/04/2011 /32/, que a energia das usinas eólicas contratadas no Leilão A-3 será produzida de 01/01/2014 a 31/12/2033 (20 anos). Portanto, o período de obtenção de créditos é razoável.		OK
D. Impacto ambiental						
D.1.1.	Foi realizada uma análise dos impactos ambientais da atividade de projeto? Ela está clara e suficientemente descrita no DCP?	/1/ /6/ /7/	DR/CC	Os aspectos ambientais da atividade de projeto (inclusive o EIA) foram analisados pela agência do meio ambiente quando esta emitiu as licenças. Na época da visita ao local, o projeto tinha a licença prévia emitida pelo IDEMA - Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte /6/: - Licença prévia nº 2010-039744/TEC/LP-0190 para El Modelo I, emitida em 21/06/2011 e válida até 21/06/2013 ("LP_Modelo I.pdf") mencionando uma capacidade instalada de aproximadamente 28.8 MW, com 18 geradores eólicos de 1,6MW cada. - Licença prévia nº 2010-039737/TEC/LP-0186 para El Modelo II, emitida em 21/06/2011 e válida até 21/06/2013 ("LP_Modelo II.pdf") mencionando uma capacidade instalada de aproximadamente 24 MW, com 15 geradores eólicos de 1,6 MW		OK

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			<p>cada.</p> <p>Documentos ANEEL/MME /7/:</p> <p>*Despacho nº 2.221 de 27/05/2011– Registro do estudo de implementação do projeto, com capacidade instalada total de 28.800 kW para Modelo I (= 28.800 kW, com 18 unidades de 1.600 kW). (Documento não disponível para Modelo II)</p> <p>*Resolução nº 162 de 21/03/2012- Autoriza o estabelecimento da Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Modelo I. Descreve a capacidade instalada de 28.800 kW (18 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 15.900 kW</p> <p>*Resolução nº 163 de 21/03/2012 - Autoriza o estabelecimento da Enel Green Power Modelo II Eólica S.A. como produtor de energia independente através da implementação da usina de energia eólica denominada EOL Modelo II. Descreve a capacidade instalada de 24.800 kW (15 unidades de 1.600 kW) e a média de energia assegurada de 12.400 kW.</p> <p>A capacidade instalada descrita no DCP versão 1 (Modelo I: 30,55 MW e Modelo II: 25,85 MW) não condiz com a capacidade instalada considerando a descrição dos equipamentos no DCP versão 1 (turbinas de 2.300 KW) e o número de turbinas de cada parque (respectivamente, 13 e 11). De acordo com a metodologia: “A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma unidade</p>	<p>CAR-1</p>	

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final			
			<p><i>energética é a capacidade, expressa em Watts ou em um de seus múltiplos, para qual a unidade energética foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma usina energética é a soma das capacidades instaladas de geração de eletricidade de suas unidades energéticas". Além disso, a capacidade instalada descrita na licença ambiental prévia nº 2010-039744/TEC/LP-0190 para Modelo I, emitida em 21/06/2011, e nº 2010-039737/TEC/LP-0186 para Modelo II /6/, emitida em 21/06/2011, e nos documentos da ANEEL /7/, não coincide com a capacidade instalada descrita no DCP.</i></p>					
D.1.2.	<p>A análise dos impactos ambientais é exigida pela legislação do País anfitrião? Caso seja, o EIA foi aprovado pelo Governo? A aprovação contém alguma condição que necessite monitoramento?</p>	/1/ /6/ /7/	DR/CC	Ver a seção D.1.1	CAR 4	OK		
D.1.3.	<p>O projeto está de acordo com a legislação ambiental vigente no país anfitrião?</p>	/1/ /6/ /7/	DR/CC	Ver a seção D.1.1	CAR 4	OK		
E. Consulta aos atores locais								
E.1.1.	<p>Os atores locais foram convidados pelo PP antes da publicação do DCP no site da UNFCCC na internet?</p>	/1/	DR	<p>Sim, os atores locais foram convidados a prestar comentários sobre a atividade de projeto em 27/12/2011, antes da publicação do DCP (18/02/2012).</p>		OK		
E.1.2.	<p>Os atores relevantes foram devidamente consultados / convidados a fazer comentários (endereços fornecidos / disponíveis)?</p>	/1/ /5/ /24/ /25/ /30/	DR	<p>Segundo o DCP versão 1, Seção E.1, os seguintes atores locais foram convidados a prestar comentários em 27/12/2011 (cartas enviadas), conforme os requisitos definidos pela AND brasileira na Resolução nº 7 /25/:</p> <table border="1" data-bbox="1189 1257 1731 1353"> <tr> <td data-bbox="1189 1257 1529 1353">Ator</td> <td data-bbox="1529 1257 1731 1353">Aviso de Recebimento /24/</td> </tr> </table>	Ator	Aviso de Recebimento /24/		OK
Ator	Aviso de Recebimento /24/							

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final
			Prefeitura de João Câmara	30/12/2011	
			Vice Prefeitura de João Câmara	30/12/2011	
			Câmara Municipal de João Câmara	03/01/2012	
			Ministério Público do Estado do Rio Grande do Norte	04/01/2012	
			FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento	30/12/2011 (Confirmado no site dos Correios na internet)	
			Ministério Público Federal	29/12/2011	
			Secretaria Municipal de Agricultura de João Câmara	30/12/2011	
			Secretaria Municipal de Turismo e Meio Ambiente de João Câmara	30/12/2011	
			Secretaria Municipal de Assistência Social de João Câmara	03/01/2012	
			Agência ambiental do estado do Rio Grande do Norte: Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do RN –	03/01/2012	

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV1	Comentários	Conclusão preliminar	Conclusão final								
			<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1184 204 1532 300">IDEMA</td> <td data-bbox="1532 204 1731 300"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1184 300 1532 440">Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – SEMARH</td> <td data-bbox="1532 300 1731 440">30/12/2011</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1184 440 1532 571">Secretaria Municipal de Obras de João Câmara</td> <td data-bbox="1532 440 1731 571">30/12/2011</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1184 571 1532 767">Associação comunitária: Sindicato dos Trabalhadores e Trabalhadoras Rurais de João Câmara</td> <td data-bbox="1532 571 1731 767">03/01/2012</td> </tr> </table> <p data-bbox="1184 767 1731 895">Foi confirmado que o DCP está disponível em português no site da ENEL /30/, como requerido pela Resolução nº 7 da AND brasileira.</p>	IDEMA		Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – SEMARH	30/12/2011	Secretaria Municipal de Obras de João Câmara	30/12/2011	Associação comunitária: Sindicato dos Trabalhadores e Trabalhadoras Rurais de João Câmara	03/01/2012		
IDEMA													
Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – SEMARH	30/12/2011												
Secretaria Municipal de Obras de João Câmara	30/12/2011												
Associação comunitária: Sindicato dos Trabalhadores e Trabalhadoras Rurais de João Câmara	03/01/2012												
E.1.3.	/1/	DR/CC	Não foram recebidos comentários, conforme descrito no DCP.		OK								
E.1.4.	/1/	DR/CC	Não foram recebidos comentários, conforme descrito no DCP.		OK								
E.1.5.	/1/ /24/ /25/	DR/CC	Sim, os requisitos da AND brasileira para a consulta aos atores locais foram seguidos.		OK								

TABLE 3 RESOLUÇÃO DAS SOLICITAÇÕES DE AÇÕES CORRETIVAS E DAS SOLICITAÇÕES DE ESCLARECIMENTOS

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
<p>CAR-1 A capacidade instalada descrita no DCP versão 1 (Modelo I: 30,55 MW e Modelo II: 25,85 MW) não condiz com a capacidade instalada considerando a descrição dos equipamentos no DCP versão 1 (turbinas de 2.300 KW) e o número de turbinas de cada parque (respectivamente, 13 e 11). De acordo com a metodologia: "A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma unidade energética é a capacidade, expressa em Watts ou em um de seus múltiplos, para qual a unidade energética foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de geração de eletricidade de uma usina energética é a soma das capacidades instaladas de geração de eletricidade de suas unidades energéticas". Além disso, a capacidade instalada descrita na licença ambiental prévia nº 2010-039744/TEC/LP-0190 para Modelo I, emitida em 21/06/2011, e nº 2010-039737/TEC/LP-0186 para Modelo II /6/, emitida em 21/06/2011, e nos documentos da ANEEL /7/, não coincide com a capacidade instalada descrita no DCP.</p>	<p>A.2.1 B.2.1 B.5.4.5 D.1.1</p>	<p>A capacidade da turbina estava errada na Tabela 1. A capacidade correta é 2,35 MW, resultando em 30,55 MW e 25,85 MW.</p> <p>Normalmente, as licenças prévias não incluem a capacidade exata. É uma prática típica solicitar uma capacidade superior para ter certa flexibilidade. Portanto, o valor na licença prévia não pode ser considerado uma referência exata da capacidade instalada da atividade de projeto. No entanto, a segunda licença (licença de instalação) será emitida com a capacidade exata. Dado que esta licença será emitida posteriormente, não é possível verificar no momento e, assim, uma FAR é considerada apropriada. A data prevista de emissão da licença de instalação foi atualizada para atender às expectativas mais recentes do PP. (ver seção D.1.)</p> <p>Resposta posterior: Corrigido</p>	<p>A potência nominal das turbinas apresentada na Tabela 1 do DCP versão 2 não foi revisada como requerido.</p> <p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p>Referente às licenças ambientais, FAR 1 foi levantada.</p> <p>Segunda resposta A potência nominal das turbinas foi corrigida.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p>CAR-2 O PP não descreve no DCP publicado se os participantes do projeto são entidades públicas ou privadas.</p>	<p>A.3.1 A.3.5</p>	<p>Corrigido</p>	<p>O DCP versão 2 foi revisado para incluir que os PPs são entidades privadas.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p>CAR-3 Durante o processo de validação, a metodologia ACM0002 foi atualizada para a versão 13.0.0 de 11/05/2012, e a "Ferramenta para calcular o fator</p>	<p>B.1.1 B.5.1</p>	<p>A metodologia e as ferramentas indicadas foram atualizadas para as versões mais recentes. Todas as alterações estão refletidas no DCP.</p>	<p>O DCP versão 2 considera as versões mais recentes da metodologia e das ferramentas.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
de emissão de um sistema elétrico" foi atualizada para a versão 02.2.1 de 29/09/2011. Além disso, a versão mais recente da "Ferramenta para a demonstração e a avaliação da adicionalidade (versão 06.0.0 de 25/11/2011) deverá ser aplicada.			
<p>CAR-4 As evidências da energia entregue para a rede e do fator de carga da usina não foram fornecidas de acordo com as Diretrizes para informação e validação dos fatores de carga da usina. A geração de energia informada no DCP não condiz com a aprovada pela ANEEL e pelo MME nas resoluções 162 e 163 de 21/03/2012 /7/, a qual é o mesmo valor apresentado nos resultados do leilão (data de início) /26/.</p>	<p>B.4.4 B.6.1.1 B.5.4.5</p>	<p>Evidências enviadas para a RINA. A análise financeira em um arquivo Excel inclui uma planilha denominada "Geração", a qual descreve os dois estudos (Enel e terceiro). Uma análise é realizada e toma-se o valor mais alto em nome do conservadorismo.</p> <p>Resposta posterior: O valor foi corrigido para 2,09% na planilha.</p> <p>O PP deve assumir o "custo" dessas perdas até o ponto de gravidade baseado no requisito regulamentar apresentado na planilha (Regras de Comercialização da CCEE, ver "Módulo 2 - Determinação da Geração e Consumo de Energia.pdf" (página 14)). Portanto, isto pode ser considerado um "problema de contabilidade", ou seja, afeta a renda e as perdas têm de ser descontadas na análise financeira, uma vez que reduzem a geração de renda do projeto.</p> <p>Por outro lado, esta redução na verdade não afeta os cálculos das reduções de emissões, uma vez que a energia entregue à rede é medida no ponto de interligação (o que inclui somente algumas perdas menores de transmissão do projeto àquele ponto). Isto é consoante com a metodologia, que não contabiliza as perdas</p>	<p>O PP forneceu as seguintes evidências para confirmar a energia assegurada da atividade de projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - estudo de terceiro, Inova Energy, para geração de energia nos parques eólicos Modelo I e Modelo II, nº 2011.024/Endesa, 15/04/2011. -Folhas da EPE enviadas para a ANEEL e que usam dados do relatório da Inova Energy; -ENEL Green Power (Estudo do Centro de Excelência) – avaliação da geração de energia, considerando as turbinas eólicas Siemens SWT-2.35-108, versão 4, 16/07/2011. <p>Para a análise, o PP está considerando o valor conservador (mais alto) do estudo da Inova Energy. Entretanto, o PP está considerando perdas de 2,9%, que não condizem com as evidências fornecidas (estudo CCEE = 2,09%). Além disso, o PP deve esclarecer se a estimativa da geração de energia (geração líquida considerando perdas até o ponto de gravidade ao invés de garantia física / geração de energia assegurada) está de acordo com os requisitos da metodologia aplicada ou é uma norma contábil.</p> <p>Além disso, existe uma inconsistência na planilha Geração, capacidade instalada apresentada na seção: Estudo do Centro de Excelência.</p>

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
		<p>de transmissão da rede de um modo geral.</p> <p>Portanto, como ação corretiva, a "geração" para as reduções de emissões é obtida dos estudos no ponto de interligação (garantia física), enquanto o valor para a análise financeira é reduzido pelas perdas até o centro de gravidade. Estes parâmetros foram incluídos na planilha "indicadores financeiros" e no DCP atualizado.</p> <p>Além disso, os novos estudos de energia eólica foram concluídos pela empresa terceira para a configuração final da turbina eólica. O estudo também está incluído na planilha "Geração" da planilha financeira e é considerado. Isto dá o valor mais alto e, assim, é o valor mais apropriado para a configuração do projeto no DCP.</p> <p>Ademais, a inconsistência nas capacidades da planilha "Geração" foi corrigida.</p>	<p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p>Segunda resposta Perdas adicionais corrigidas para 2,09% e inconsistências solucionadas. Último estudo da INOVA (layout final), relatório nº 2012.004A/EGP, foi realizado considerando as seguintes capacidades: Modelo I = 30,55 MW e Modelo II = 25,85 MW e apresenta todas as estimativas de geração e números.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p>CAR-5 A data de início apresentada no DCP versão 1 não está de acordo com o "Glossário de termos do MDL", versão 5 /16/: A data de início de uma atividade de projeto MDL é a data mais antiga na qual a implementação, ou construção, ou atividade efetiva de uma atividade de projeto tem início.... Em vista da definição acima, a data de início deve ser considerada como a data na qual o participante do projeto comprometeu-se com os gastos relacionados à implementação ou à implementação da atividade de projeto. Além disso, as seguintes questões devem ser tratadas no DCP: - deve ser fornecido um cronograma de</p>	B.5.3.1	<p>O leilão de energia é a primeira ação real. Os projetos aprovados têm de ser implementados e não podem ser cancelados sem que haja um impacto negativo significativo. É importante dizer que a participação no leilão de energia e a obtenção de um PPA não representa apenas uma oportunidade de negócio, mas primeiramente um compromisso firme com a implementação do projeto, o que é dado nos termos do leilão (ver o "Edital de Leilão" em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/v.11-Edital%20A-3%20(18-07-2011)_final.pdf)</p>	<p>Os termos e penalidades do leilão podem ser considerados um compromisso sólido dos PPs com a implementação do projeto e com os gastos a ele associados.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
<p>implementação do projeto;</p> <p>- de acordo com a versão mais recente das "Orientações de preenchimento do documento de concepção de projeto (MDL-DCP) e do formulário para novas metodologias propostas (MDL - NM)", na seção C.1.1 do DCP, deve estar descrito como essa data foi determinada, e haver (menção de) evidência que corrobore essa data.</p>		<p>O Artigo 17 dos termos do leilão descreve as penalidades que podem ser aplicadas caso o PP não implemente o projeto de acordo com os requisitos, sendo as duas principais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. <u>Multa</u> de 0,001% a 10% dos custos do investimento nas folhas de dados apresentadas à EPE. A faixa menor se aplica a desvios menores da implementação do projeto (por exemplo, desvio insignificante do cronograma proposto), ao passo que o cancelamento do projeto proposto acarretaria multa de 10% sobre o investimento! 4. <u>Suspensão temporária</u> do direito da empresa de contratar e participar das licitações da ANEEL por até dois anos (ou seja, o PP ficaria excluído de participação no caso do cancelamento de um projeto). <p>Portanto, está claro que o leilão de energia representa um compromisso com a implementação do projeto e com os gastos a ele associados; por isso, esta é a data de início.</p> <p>Explicações adicionais e um cronograma são incluídos no DCP para maior clareza.</p>	
<p>CAR 6</p> <p>O PP não forneceu as evidências/suporte para a vida útil do ativo, nem a base do valor terminal do ativo.</p>	<p>B.5.4.5</p>	<p>Ver certificação Siemens "BR035_SIE-EGP_C_006 - Garantia do Design e Manufatura da SWT 2.3 -101 por 20 anos.pdf", que indica uma vida útil de 20 anos.</p> <p>O valor terminal de 20% é o padrão considerado pela Enel para projetos de</p>	<p>Carta da Siemens (de 15/06/2012) com o Certificado de Tipo anexado (de 04/11/2009) para o tipo de gerador eólico SWT 2.3-101, confirma uma vida útil de 20 anos.</p> <p>Evidências de valor terminal foram fornecidas conforme solicitado e consideradas aceitáveis.</p>

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
		<p>energia eólica, com base na experiência.</p> <p>Para substanciar este pressuposto, comparamos o valor com os relatórios públicos, e é possível observar que 20% do investimento inicial é um valor razoável e, acima de tudo, conservador para fins de adicionalidade. Os relatórios são os seguintes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Valores terminais da Iberdrola entre 10% e 20%: "Avaliação do negócio energia eólica " (slide 18), "5_Valoracion_del_negocio_eolico.pdf", disponível em: www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/en/doc/5_Valoracion_del_negocio_eolico.pdf • O Centro Risoe da UNEP utiliza valores terminais em torno de 10% nas avaliações: "Viabilidade econômico-financeira da energia eólica" (página 20), "ris-r-1608_150-159.pdf", disponível em: www.risoe.dk/rispubl/reports/ris-r-1608_150-159.pdf <p>Uma explicação adicional e as referências foram incluídas na planilha Excel (ver "fonte" ou parâmetro "valor terminal").</p>	Esta CAR está encerrada.
<p>GAR-7 A planilha financeira descreve o valor da tarifa de energia no mercado regulado, no mercado não-regulado PPA, e no mercado não-regulado SPOT. Entretanto, o PP não forneceu evidências do montante de energia a ser vendido em cada mercado e dos preços da energia no mercado não-regulado. Além disso, algumas partes da</p>	B.5.4.5	Ver explicações e estimativas em "Sales Analysis Wind Power Projects Brazil.xls" e na planilha financeira atualizada ("Indicadores financeiros", "Geração" e "Venda de energia"). Na versão atualizada, somente o idioma inglês é utilizado (a menos que um termo, nome ou nome de arquivo de uma referência em outro idioma	O montante de energia a ser vendido para cada mercado foi apresentado e estimado com base em uma proposta da ENDESA para venda de energia nos termos de um PPA no mercado não-regulado, calculada como proporção entre a média da garantia física ou energia assegurada, e o montante de

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
planilha financeira não foram apresentados na língua inglesa (por exemplo, a planilha "Indicadores financeiros", coluna E).		deve ser usado para uma identificação clara).	energia atribuído no PPA. Esta CAR está encerrada.
CAR-8 O PP deverá explicar (elaborar) o porquê de haver pagamento de aluguel pela área quando há custo de aquisição da área incluído no custo do investimento.	B.5.4.5	Como é possível observar na planilha "Investimento" no arquivo Excel da TIR na tabela "Custos da usina eólica" e na correspondente ficha de dados do leilão de energia ("ficha de dados") mencionada na mesma planilha, verdadeiramente não há custos de investimentos para "Aquisição de terra" incluídos para a usina eólica, mas somente para transmissão e ligação. Presume-se que a terra para transmissão/ligação será alugada. Portanto, um custo periódico de aluguel está incluso na O&M do parque eólico, bem como um custo de investimento inicial para transmissão/ligação.	Realmente não há custos de aquisição de terra incluídos nos custos de investimento e, como em muitos outros projetos similares, o custo de aluguel da terra foi incluído nos custos de O&M. Esta CAR está encerrada.
CAR-9 O PP não forneceu evidências do hedge de energia, dos custos e despesas operacionais, e das taxas (TUST; TSFEE; ONS; CCEE) usadas na planilha financeira. O documento "Assumptions for financial valuation El Modelo.pdf" não fornece a fonte e as evidências das informações e dos valores apresentados na planilha. Além disso, o valor da CCEE apresentado na tabela 7 do DCP publicado não coincide com o valor apresentado na planilha financeira.	B.5.4.5	As referências a TUST e TSFEE foram incluídas na planilha Excel. Considerando que as tarifas do ONS e da CCEE são bastante marginais e os valores exatos são difíceis de demonstrar, eles foram excluídos, o que é conservador. A referência ao custo do hedge de energia baseado em uma proposta da Comerc Trading está incluído na planilha Excel ("Oferta_Comerc_Trading_(13Jun11).pdf")	A proposta da Comerc Trading menciona um preço equivalente ao PLD (<i>Preço de Liquidação das Diferenças</i> / preço spot da eletricidade no Brasil) + R\$ 18,00 (Hedge). Os PPs usaram USD 11,36 (R\$ 18,00/1,585) como média do custo do hedge de energia. Fontes de TUST e TSFEE apresentadas conforme requerido. As tarifas da ONS e da CCEE (desprezíveis) foram excluídas dos cálculos, para efeito de conservadorismo. Esta CAR está encerrada.
CAR-10 O PP deve apresentar todas as informações de variação de parâmetros (sensibilidade) para alcançar o benchmark do projeto e justificar a probabilidade de sua ocorrência.	B.5.4.6	A análise de sensibilidade é apresentada agora para uma variação de +/-10% e a adicionalidade até o ponto requerido para alcançar o benchmark. Uma explicação de cada parâmetro está incluída no DCP.	Análise de sensibilidade para alcançar o benchmark do projeto apresentada conforme requerido. Esta CAR está encerrada.

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
<p>CAR 11 O PP não seguiu as etapas da ferramenta de adicionalidade para a análise de práticas comuns. O PP não forneceu a avaliação das etapas: "Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposto" e "Sub-passo 4b: Discutir quaisquer Opções similares que estejam ocorrendo"</p>	B.5.6.1	<p>Os sub-passos 4a e 4b foram incluídos conforme a ferramenta de adicionalidade (versão 6.0.0).</p> <p>Resposta posterior: O suporte do MDL foi consultado, respondendo que nos passos 1 e 2 do parágrafo 47 da ferramenta de adicionalidade, todas as usinas de qualquer tipo na rede e dentro da faixa de capacidade de +/-50% devem ser consideradas, o que inclui também termelétricas, hidrelétricas, etc (ver "CommonPractice_ResponseCDM.pdf").</p> <p>Desse conjunto, usinas com data de início das operações após a data de início da atividade de projeto, também estão excluídos os projetos MDL. A quantidade de usinas no conjunto final é N_all. Portanto, os princípios da análise apresentada anteriormente não são modificados. Porém, alguns problemas menores foram corrigidos, principalmente a inclusão das datas de início das usinas para cumprir com esse requisito específico do passo 2. Também foram atualizados a coluna dos projetos MDL e os dados no DCP.</p>	<p>De acordo com a ferramenta, sub-passo 4a, <i>Projetos são considerados similares se estiverem no mesmo país/região e/ou contarem com uma tecnologia grandemente similar, forem de escala similar e ocorrerem em um ambiente comparável com respeito ao marco regulatório, ambiente de investimento, acesso a tecnologia, acesso a financiamento, etc.</i>, no entanto, na análise de práticas comuns, o PP está considerando usinas hidro e termelétricas (não similares à atividade de projeto).</p> <p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p>Segunda resposta: A análise de práticas comuns for revisada para considerar a data de início das usinas. A análise considera todas as usinas dentro da faixa de capacidade de +/-50% de cada parque eólico (15.275 e 45.825 MW para Modelo I, e 12.925 a 38.775 MW para Modelo II). As informações apresentadas estão de acordo com o site da ANEEL na internet.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p>CAR 12 (aberta na segunda rodada) O PP não forneceu as MoC, conforme os requisitos da VVS, versão 2.0.</p>		Documentos enviados para a EOD.	<p>MoC e documentos de suporte pendentes, em, concordância com os requisitos da VVS (parágrafos 53 e 54(c) – Norma de Validação e Verificação do MDL).</p> <p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p>O PP forneceu o MoC e os documentos</p>

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
			relacionados. Esta CAR está encerrada.
CL-1 O DCP versão 1 não foi atualizado em consonância com as atuais "Diretrizes para preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto", versão 01.0, as quais substituem as "Diretrizes para preenchimento do documento de concepção de projeto (MDL-DCP) e do formulário de novas metodologias propostas (MDL - NM)", versão 7 de 02/08/2008. Considerando o cronograma de validação e o prazo final para o envio de projetos nos termos do Manual de Validação e Verificação (30/09/2012), todos os documentos Regulatórios (referências, versões) utilizados devem ser claramente identificados e mencionados.	A.1.2	O DCP foi atualizado para a "Norma de Projetos de MDL" (versão 01.0) e considerando a "Norma de Validação e Verificação do MDL" (versão 2), aplicando a versão mais recente das "Diretrizes de preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto" (versão 01.0). Onde necessário, as referências serão atualizadas. Resposta posterior: Corrigido.	O PP revisou os documentos considerando os trâmites da VVS, entretanto o cabeçalho do DCP não está de acordo com o modelo (a versão está diferente). Esta CL permanece aberta. Segunda resposta O formulário do DCP foi revisado de acordo. Esta CL está encerrada.
CL-2 Apesar de as coordenadas geográficas estarem dentro da área do projeto, não está claro qual foi a referência utilizada para descrever os números apresentados no DCP versão 1 (não foram fornecidas evidências).	A.4.1	Ver evidência indicada no DCP atualizado. Utiliza-se agora a coordenada da primeira turbina eólica na ficha de dados da EPE, que é a única referência pública. Embora a localização da primeira turbina eólica possa ser alterada, este é um ponto dentro da área do projeto e permite identificação clara do local do projeto, com base em referência pública aprovada pela EPE. Resposta posterior: Corrigido.	O PP esclareceu a fonte da informação. Para efeito de transparência, o PP deve incluir a fonte da informação (coordenadas em UTM) usada para converter o número em graus decimais. Esta CL permanece aberta. Segunda resposta O PP revisou o DCP de acordo. Esta CL está encerrada.
CL-3 O DCP versão 1 não deixa claro se existe transferência de know-how e tecnologia por Partes Anexo I. Além disso, o DCP não descreveu se a tecnologia resulta em melhoria significativa de desempenho em comparação	A.4.2	Uma descrição da tecnologia e da transferência de tecnologia foi incluída na seção A.3. Consideramos que não é necessário demonstrar que a tecnologia resultaria em	O DCP versão 2 foi revisado e inclui a descrição da tecnologia e da transferência de tecnologia. Esta CL está encerrada.

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
com tecnologias comumente utilizadas no País anfitrião.		melhora significativa do desempenho do que qualquer outra tecnologia usada no País anfitrião, dado que não temos ciência de regra alguma do MDL que o requeira. Caso seja necessário, por gentileza fornecer a referência da regra do MDL pertinente. Entretanto, de modo geral a seleção de turbinas eólicas é baseada em uma análise detalhada que não inclui somente o desempenho, mas também economia, aspectos tecnológicos, confiabilidade e know-how interno. Como a Enel possui enorme experiência em geração de energia (eólica), está claro que o desempenho também foi levado em conta, já que este é um argumento essencial para a geração de renda, e que as turbinas Siemens selecionadas são apropriadas e superiores a outras turbinas para as condições locais do projeto.	
<p>CL-4 Não está clara (DCP B.7.1) a inclusão do parâmetro $EG_{P,J,h}$ como um parâmetro a ser monitorado, dado que ele não é mencionado na ACM0002 versão 12.2.0.</p>	B.7.1.2	<p>O parâmetro está incluído, considerando que ele é necessário para o cálculo das reduções de emissões conforme o procedimento aplicado da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 2.2.1). Os parâmetros de monitoramento relevantes das ferramentas também devem ser incluídos nesta seção. (ver a página 15 da metodologia ACM0002 v13 que indica que "as disposições de monitoramento nas ferramentas mencionadas nesta metodologia se aplicam".</p> <p>Para maior clareza, uma breve explicação foi acrescentada ao parâmetro.</p> <p>Resposta posterior:</p>	<p>O PP esclareceu que o parâmetro se refere à "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 2.2.1). Entretanto, $EF_{EL,DD,h}$ será monitorado diretamente no site da AND e $EG_{P,J,h}$ não será usado pelo PP para calcular o fator de emissão.</p> <p>Esta CL permanece aberta.</p> <p>Segunda resposta A AND fornece os dados usando as equações 10 da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". As seções B.6.3 e B.7.1 do DCP e os cálculos foram revisados de acordo.</p>

Solicitações de ação corretiva e/ ou solicitações de esclarecimentos	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
		<p>Consultar a equação (9) da ferramenta, incluída na seção B.6.3. do DCP em “Margem de operação (OM)”:</p> $EF_{grid,OM,y} = EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{p,j,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{p,j,y}}$ <p>Embora o fator de emissão de hora em hora (($EF_{EL,DD,h}$) seja dado pela AND, ainda é necessária a geração de hora em hora do projeto para determinar o fator de emissão final da rede ($EF_{grid,OM,y}=EF_{grid,OM-DD,y}$) multiplicando-se a geração horária da atividade de projeto (monitorada) pelo fator das emissões horárias da rede (fornecido pela AND) e dividindo pela geração total do projeto (monitorada). A justificativa é que o fator de emissão final da rede depende do padrão de geração da atividade de projeto durante o ano e do padrão correspondente do fator de emissões. Dessa forma, a geração de hora em hora do projeto deve ser monitorada conforme a metodologia e é mantida nos parâmetros de monitoramento.</p>	<p>Esta CL está encerrada.</p>
<p>CL-5 O PP foi solicitado a prover evidências da vida útil média dos equipamentos (com base nas especificações do fabricante claramente identificadas/nomeadas e/ou nos padrões da indústria) que serão usados na atividade de projeto.</p>	<p>C.1.2</p>	<p>Ver certificação Siemens "BR035_SIE-EGP_C_006 - Garantia do Design e Manufatura da SWT 2.3 -101 por 20 anos.pdf"</p>	<p>Carta da Siemens (de 15/06/2012) com o Certificado de Tipo anexado (de 04/11/2009) para o tipo de gerador eólico SWT 2.3-101, confirma uma vida útil de 20 anos.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p>

TABELA 4 SOLICITAÇÕES DE AÇÕES ANTECIPADAS

Solicitação de ação antecipada	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
FAR 1 (aberta na segunda rodada) À época da validação, as licenças ambientais da atividade de projeto (licença prévia) não correspondiam (capacidade instalada) no DCP. No momento da verificação, deve ser confirmado se as licenças aplicáveis foram revisadas considerando o cenário real da atividade de projeto.		OK. O PP providenciará evidências na primeira verificação.	