



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO ENERGIMP S.A.

VERIFICAÇÃO DO PARQUE EÓLICO ACARAÚ I, BRASIL - 147 MW

RELATÓRIO NO.BRAZIL-VD/BR. BR.1117323/2011

REVISÃO No.02

BUREAU VERITAS CERTIFICATION

62/71 Boulevard du Château
92571 Neuilly Sur Seine Cdx - França

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Data da primeira emissão:	Unidade organizacional:
22/06/2012	Bureau Veritas Certification Holding SAS
Cliente:	Ref. do cliente:
Energimp S.A.	Sr. Álvaro Nelson A. Araújo

Resumo:

O Bureau Veritas Certification fez a validação do Parque Eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil, da Energimp S.A, localizado no Brasil (municípios de Acaraú e Itarema), estado do Ceará, com base nos critérios para MDL da UNFCCC, assim como os critérios dados para fornecer operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto consistentes. Os critérios da UNFCCC remetem ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, às regras e modalidades de MDL e às decisões subsequentes do Conselho Executivo do MDL, assim como aos critérios do país anfitrião.

O escopo da validação é definido como uma análise independente e objetiva do documento de concepção do projeto (DCP), do estudo da linha de base do projeto, do plano de monitoramento e de outros documentos relevantes, e consistiu nas três etapas seguintes: i) uma análise feita no escritório do documento de concepção do projeto e documentos gerais adicionais, ii) entrevistas de acompanhamento com os atores do projeto; iii) a solução de questões pendentes e a emissão da opinião e relatório final da validação. A validação total, desde a análise do contrato até o relatório e o parecer da validação, foi realizada usando os procedimentos internos do Bureau Veritas Certification.

O primeiro resultado do processo de validação é uma lista de Solicitações de Esclarecimento, Solicitações de Ações Corretivas e Solicitações de Ação Futura (SEs, SACs e SAFs), apresentada no Apêndice A. Levando em consideração este resultado, a proponente do projeto revisou seu documento de concepção do projeto.

Em suma, é da opinião do Bureau Veritas Certification que o projeto aplica corretamente a linha de base e metodologia de monitoramento ACM0002 versão 13 e satisfaz as exigências relevantes da UNFCCC para o MDL e os critérios relevantes do país anfitrião. O Bureau Veritas Certification solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto do MDL.

Relatório no.: BRAZIL-VD/BR.1117323/2011	Grupo do assunto: MDL
Título do projeto: Parque eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil	
Trabalho realizado por: Sr. Guilherme Lefevre - Líder da equipe Sra. Flavia Resende - Membro da equipe (estagiária) Sr. Bernardo Aleksandravicious e Sr. Antonio Vinicius Pimpão Gomes – Especialistas financeiros	
Revisão técnica interna realizada por: Sr. Diego Serrano	
Data desta revisão: 04/07/2012	Rev. no.: 02
Número de páginas: 209	

Termos de indexação

Trabalho aprovado por:

Flavio Gomes



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

☐ Distribuição limitada

☐ Distribuição irrestrita



Abreviaturas

A/R	Comprovante de recebimento das cartas enviadas através do serviço postal (conhecido por Aviso de Recebimento)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANEEL BIG	Banco de Informações de Geração de Energia da ANEEL
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BVCH	Bureau Veritas Certification Holding SAS
SAC	Solicitação de Ação Corretiva
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
RCE	Reduções Certificadas de Emissões
SE	Solicitação de Esclarecimento
CO2	Dióxido de carbono
CO2e	Dióxido de carbono equivalente
EOD	Entidade Operacional Designada
SAF	Solicitação de Ação Futura
GEE	Gás(Gases) de Efeito Estufa
LI	Primeira licença ambiental - Licença de Instalação.
LO	Terceira licença ambiental - Licença de Operação.
LP	Primeira licença ambiental - Licença Prévia
MME	Ministério de Minas e Energia.
MoV	Modo de Verificação
PM	Plano de Monitoramento
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
PROINFA	Programa do governo federal que incentiva fontes alternativas de energia. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
DCP	Documento de Concepção do Projeto
FCP	Fator de carga da planta
PP	Participante do projeto
CCVE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
SIN	– Sistema Interligado Nacional
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
PVV	Norma de Validação e Verificação
WPP	Central Eólica



Índice	Página
1. INTRODUÇÃO	5
1.1. Objetivo	5
1.2. Escopo	5
1.3. Equipe de validação	5
2. METODOLOGIA	6
2.1. Análise de documentos	6
2.2. Entrevistas de acompanhamento	6
2.3. Resolução das Solicitações de Esclarecimento, de Ação Corretiva e de Ação Futura	7
2.4. Análise técnica interna	7
3. CONCLUSÕES DA VALIDAÇÃO	8
3.1. Aprovação (43-44)	8
3.2. Autorização (49)	9
3.3. Desenvolvimento sustentável (52)	9
3.4. Modalidades de comunicação (58,61)	9
3.5. Documento de Concepção do Projeto (63)	9
3.6. Mudanças na Atividade do Projeto (17)	9
3.7. Descrição do projeto (69)	9
3.8. Metodologia de linha de base e monitoramento	11
3.8.1. Aplicabilidade da metodologia selecionada (77)	11
3.8.2. Limite do projeto (86-87)	14
3.8.3. Identificação da linha de base (94-95)	15
3.8.4. Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões (99-100)	16
3.9. Adicionalidade (104)	19
3.9.1. Consideração anterior do mecanismo de desenvolvimento limpo (112)	19
3.9.2. Identificação das alternativas (116)	21
3.9.3. Análise de investimentos (123)	21
3.9.4. Análise de barreiras (127)	40
3.9.5. Análise da prática comum (130)	40
3.10. Plano de monitoramento (133)	43
3.11. Impactos ambientais (137)	45
3.12. Consulta pública local (140)	46
4. COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONGS	47
5. PARECER DA VALIDAÇÃO	47
6. REFERÊNCIAS	49
7. CURRICULA VITAE DOS MEMBROS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO DA EOD	53
APÊNDICE A: PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO DO PROJETO DE MDL	55



1. INTRODUÇÃO

A Energimp S.A. incumbiu o Bureau Veritas Certification de validar seu projeto de MDL: Parque eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil (doravante denominado "o Projeto") nos municípios de Acaraú e Itarema, no estado do Ceará, Brasil.

Este relatório resume os resultados da validação do projeto, realizada com base nos critérios da UNFCCC, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto.

1.1. Objetivo

O objetivo de uma validação é obter uma avaliação da concepção do projeto por uma terceira parte minuciosa e independente. Em particular, a linha de base do projeto, o plano de monitoramento e o cumprimento pelo projeto dos critérios relevantes da UNFCCC e do país sede do projeto (país anfitrião) são validados a fim de confirmar que a concepção do projeto, conforme documentado, é bem elaborada e razoável, e que atende às exigências de MDL aplicáveis e critérios identificados. A validação é uma exigência para todos os projetos de MDL e é considerada necessária para assegurar aos atores a qualidade do projeto e sua geração planejada de reduções certificadas de emissões (RCEs).

1.2. Escopo

O escopo da validação é definido como uma análise independente e objetiva do documento de concepção do projeto (DCP), do estudo da linha de base do projeto, do plano de monitoramento e de outros documentos relevantes. As informações nestes documentos são revisadas com base nas exigências dos parágrafo 37 do M&P do MDL, as condições de aplicabilidade da metodologia selecionada e orientação emitida pelo Conselho.

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

1.3. Equipe de validação

A equipe de validação e a equipe de revisores técnicos consistem no seguinte pessoal:

FUNCTION	NOME	TA 1.2	TAREFA REALIZADA*
Líder da Equipe	Sr. Guilherme Lefevre	☒	☒ AD ☒ VL ☒ ER ☐ RT
Membro da equipe (Estagiária)	Sra. Flavia Resende	☐	☒ AD ☐ VL ☒ ER ☐ RT
Especialista financeiro	Sr. Bernardo Aleksandravicious	☐	☒ AD ☐ VL ☐ ER ☐ RT
Especialista financeiro	Sr. Antonio Vinicius Pimpão Gomes	☐	☒ AD ☐ VL ☒ ER ☐ RT
Revisor técnico interno (ITR)	Sr. Diego Serrano	☒	☐ AD ☐ VL ☐ ER ☒ RT
Especialista de suporte ITR	N/A	☐	☐ AD ☐ VL ☐ ER ☐ RT

*AD = Análise de Documento; VL = Visita ao Local; ER = Emissão de Relatório; TR = Revisão técnica interna



2. METODOLOGIA

A validação total, desde a análise do contrato até o relatório e o parecer da verificação, foi realizada usando os procedimentos internos do Bureau Veritas Certification.

Para assegurar a transparência, um protocolo de validação foi elaborado para o projeto, de acordo com o Manual de Validação e Verificação de Desenvolvimento Limpo, versão 02.0, emitido pelo Conselho Executivo na 65ª reunião realizada em 25/11/2011 (/Ref-A/). O protocolo mostra, de maneira transparente, os critérios (exigências), o modo de verificação e os resultados da validação dos critérios identificados. O protocolo de validação tem os seguintes objetivos:

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

O protocolo de validação completo está contido no Apêndice A deste relatório.

2.1. Análise de documentos

O documento de concepção do projeto (DCP) apresentado pelo PWC/EQAO e outros documentos de suporte relacionados à concepção do projeto e à linha de base foram analisados.

Além disso, as verificações cruzadas foram feitas entre as informações fornecidas no DCP e as informações de outras fontes.

Para abordar as solicitações de ações corretivas e de esclarecimentos do Bureau Veritas Certification, a PWC/EQAO. revisou o DCP e reenviou o mesmo em 03/07/2012.

As conclusões da validação apresentadas neste relatório são relacionadas ao projeto conforme descrito na Versão 5 do DCP.

2.2. Entrevistas de acompanhamento

Em 17/01/2012 (local da construção) e 19/01/2012 (escritório dos PPs), o Bureau Veritas Certification realizou uma visita ao local e entrevistas com os atores do projeto para confirmar as informações selecionadas e para resolver problemas identificados na análise dos documentos. Os representantes da Energimp S.A. (proprietário do projeto e PP) e a PWC (consultor) foram entrevistados (veja as referências). Os principais tópicos das entrevistas estão resumidos na Tabela 1.

Tabela 1 Tópicos da entrevista

Organização entrevistada	Tópicos da entrevista
Energimp S.A. (o proprietário do projeto)	➤ Informações de suporte do projeto e consideração do MDL. ➤ Tecnologia, operação e manutenção do projeto. ➤ Status de aprovação e implementação do projeto. ➤ Plano de monitoramento e gerenciamento do projeto. ➤ Processo de consulta pública.



	➤ Prática comum na área. ➤ Políticas do governo relacionadas à atividade do projeto. ➤ Aspectos/impactos ambientais e licenças.
PWC/EQAO (o consultor)	➤ Aplicabilidade da metodologia selecionada. ➤ Determinação da linha de base. ➤ Cálculo das reduções de emissões. ➤ Plano de monitoramento de redução de emissões. ➤ Adicionalidade da atividade de projeto ➤ Processo de consulta pública. ➤ Metodologia e plano de monitoramento ➤ Aspectos/impactos ambientais e licenças.

2.3. Resolução das Solicitações de Esclarecimento, de Ação Corretiva e de Ação Futura

O objetivo desta fase da validação é solucionar quaisquer questões pendentes que precisem ser esclarecidas, requerem pesquisa ou expansão antes de obter uma conclusão positiva da DNV sobre a concepção do projeto.

Uma solicitação de ação corretiva (SAC) é levantada se uma das seguintes situações ocorrer:

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

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

Uma Solicitação de Ação Futura (SAF) é levantada durante a validação para destacar questões relacionadas à implementação do projeto que exigem análise durante a primeira verificação da atividade do projeto.

Para garantir a transparência do processo de validação, as questões levantadas, as respostas fornecidas pelos participantes do projeto, os meios de validação de tais respostas e referências a quaisquer alterações resultantes no DCP ou anexos de apoio são documentados no Protocolo de Validação no Apêndice A.

2.4. Análise técnica interna

O relatório de validação final passou por uma análise técnica interna (ITR) antes da solicitação de registro da atividade do projeto.

A ITR é um processo independente realizado para examinar cuidadosamente se o processo de validação foi realizado em conformidade com as exigências do esquema de validação assim como com os procedimentos internos do Bureau Veritas Certification.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

O líder da equipe fornece uma cópia do relatório de validação ao revisor, incluindo qualquer documentação de validação necessária. O revisor analisa o documento enviado para verificar a conformidade com o esquema de validação. Isso será uma análise abrangente de toda a documentação gerada durante o processo de validação.

Ao realizar uma Revisão Técnica Interna, o revisor certifica-se de que:

- A atividade de validação tenha sido realizada pela equipe exercendo a máxima diligência e completa aderência às regras e exigências do MDL.
- A análise engloba todos os aspectos relacionados ao projeto, incluindo a concepção do projeto, linha de base, adicionalidade, planos de monitoramento e cálculos de redução de emissões, sistemas de garantia da qualidade interna do participante do projeto, bem como a atividade do projeto, análise dos comentários e respostas dos atores locais, fechamento das SACs e SEs durante o exercício de validação, revisão de documentos de amostra.

O revisor pode levantar Solicitações de Esclarecimento à equipe de validação e discutirá estas questões com o líder da equipe .

Após concordar com as respostas na Solicitação de Esclarecimento da equipe assim como do(s) PP(s), o relatório de validação finalizado é aceito para processamento adicional como upload na interface da UNFCCC.

3. CONCLUSÕES DA VALIDAÇÃO

Nas seções a seguir, são indicadas as conclusões da validação.

Os resultados da análise feita no escritório dos documentos de concepção do projeto originais e os resultados das entrevistas durante a visita de acompanhamento são descritos no Protocolo de validação no Apêndice A.

As Solicitações de Esclarecimento e Solicitações de Ação Corretiva, onde for o caso, estão declaradas nas seguintes seções e documentadas em mais detalhes no Protocolo de Validação no Apêndice A. A validação do projeto resultou em 30 SACs, 34 SEs e 0 SAF.

As SACs e SEs foram encerradas com base em respostas adequadas do(s) participante(s) do projeto que atendem às exigências aplicáveis. Elas foram reavaliadas antes de sua aceitação e encerramento formal.

O número entre colchetes no final de cada seção corresponde ao parágrafo do PVV.

3.1. Aprovação (43-44)

A participação para cada participante de projeto não foi aprovada ainda por uma Parte do Protocolo de Quioto.

3.2. Autorização (49)

A participação para cada participante de projeto não foi aprovada ainda por uma Parte do Protocolo de Quioto.



3.3. Desenvolvimento sustentável (52)

A contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável da parte anfitriã ainda não foi confirmada por uma Parte do Protocolo de Quioto.

3.4. Modalidades de comunicação (58,61)

A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.

3.5. Documento de Concepção do Projeto (63)

O Bureau Veritas Certification confirma que o DCP em sua versão final (versão 5) /Ref-59/ está em conformidade com os formulários mais recentes dos documentos de orientação para o preenchimento do DCP /Ref-I/ e /Ref-J/.

3.6. Mudanças na Atividade do Projeto (17)

Conforme observado pela equipe de validação através da análise da documentação e durante a visita realizada em 17/01/2012 (local da construção) e 19/01/2012 (escritório dos PPs), o projeto está sendo implementado de acordo com as descrições fornecidas no DCP hospedado na Web.

Todas as alterações feitas nas diversas versões do DCP durante o Processo de Validação, desde o DCP versão 2 hospedado na web /Ref-1/ até o DCP final, versão 5 /Ref-59/, foram suportadas pelas SACs e SEs abertas pela EOD e já foram discutidas no Protocolo de Validação.

Devido à implementação do novo marco regulatório para o MDL (Padrão de Validação e Verificação – PVV), os PPs optaram por apresentar a versão 4 do DCP seguindo a nova versão com alterações controladas do PVV. Portanto, a equipe de validação confirma que os procedimentos de validação seguiram o MVV com controle de alterações durante a análise das versões 2 e 3 do DCP e que os DCPs versão 4 e 5 (versão final) foram validados seguindo o PVV com controle de alterações.

3.7. Descrição do projeto (69)

A atividade de projeto do MDL consiste na instalação de 5 novos parques eólicos interligados à rede (projetos totalmente novos) no estado do Ceará, com 98 turbinas eólicas e uma capacidade energética instalada total de 147 MW. A capacidade instalada de cada parque eólico é:

- Central Eólica Araras (30 MW)
- Central Eólica Garças (30 MW)
- Central Eólica Buriti (30 MW)
- Central Eólica Coqueiros (27 MW)
- Central Eólica Cajucôco (30 MW)

Consulte a seção A.2.4 do DCP versão 5 para o local exato das cinco plantas. A DOE pôde validar o local exato das centrais elétricas através de:

- Visita aos locais de construção dos WPPs e comunidades vizinhas em 17/01/2012;

- Análise de documentos: as coordenadas geográficas como apresentadas no DCP versão 5 foram comparadas com as autorizações do MME (Ministério de Minas e Energia) dos 5 WPPs: Araras: Portaria 563 de 10/06/2010 **/Ref-4/**, Garças: Portaria 566 de 15/06/2010 **/Ref-5/**, Buriti: Portaria 562 de 10/06/2010 **/Ref-6/**, Coqueiros: Portaria 579 de 17/06/2010 **/Ref-7/** e Cajucôco: Portaria 615 de 06/07/2010 **/Ref-8/**.

Abaixo é apresentada uma tabela contendo as principais características mecânicas de cinco WPPs:

Principais características técnicas	Araras	Garças	Buriti	Coqueiros	Cajucôco
Capacidade instalada (MW)	30	30	30	27	30
Fator de capacidade da planta (%)	42,00	44,30	36,97	42,96	40,30
Energia assegurada ¹ (MW)	12,60	13,29	11,09	11,60	12,09
Número de turbinas eólicas	20	20	20	18	20

Consulte as tabelas 1 a 3 do DCP versão 5 para uma descrição completa das características técnicas dos WPPs.

O fator de capacidade da planta foi determinado utilizando a opção a) conforme definido nas DIRETRIZES PARA ELABORAÇÃO DE RELATÓRIOS E VALIDAÇÃO DOS FATORES DE CAPACIDADE DAS PLANTAS (versão 01.0), Relatório CE 48, Anexo 11 **/Ref-B/** (o fator de capacidade da planta fornecido ao (...) governo enquanto aplica a atividade do projeto para aprovação da implementação) de acordo com as evidências: **/Ref-4/**, **/Ref-5/**, **/Ref-6/**, **/Ref-7/** e **/Ref-8/**. Além disso, estes documentos são Resoluções do Ministério de Minas e Energia (MME), considerando que o MME aprova a implementação dos WPPs e determina sua energia assegurada/fator de capacidade da planta. A energia assegurada, assim como a capacidade instalada dos cinco WPPs também estão disponíveis ao público no banco de dados online da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp> (acessado em 20/06/2012).

A EOD validou a exatidão e integralidade da descrição do projeto por meio de:

- A análise dos documentos relacionados à atividade do projeto, e suas respectivas verificações cruzadas com as informações do DCP:

¹ A energia assegurada é a "garantia física" das centrais elétricas, que é definida pelo Ministério de Minas e Energia – MME e corresponde à quantidade máxima de energia e potência associada com uma central elétrica que pode ser comercializada através de contratos (do glossário da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=G>).

WPP Araras: /Ref-59/, /Ref-4/, /Ref-9/, /Ref-14/, /Ref-15/, /Ref-24/ e /Ref-29/

WPP Garças: /Ref-59/, /Ref-5/, /Ref-10/, /Ref-16/, /Ref-17/, /Ref-25/ e /Ref-30/.

WPP Buriti: /Ref-59/, /Ref-6/, /Ref-11/, /Ref-18/, /Ref-19/, /Ref-26/ e /Ref-31/.

WPP Coqueiros: /Ref-59/, /Ref-7/, /Ref-12/, /Ref-20/, /Ref-21/, /Ref-27/ e /Ref-32/.

WPP Cajucôco: /Ref-59/, /Ref-8/, /Ref-13/, /Ref-22/, /Ref-23/, /Ref-28/ e /Ref-33/.

- Entrevistas com os PPs realizadas em 19/01/2012 (durante visita à matriz dos PPs).

- Visita aos locais de construção dos WPPs e comunidades vizinhas em 17/01/2012.

- Uma análise de documentos de apoio oficiais relacionados à atividade do projeto: Autorização do MME das capacidades instaladas dos WPPs e garantias físicas/fator de capacidade da planta /Ref-4 a 8/, disponíveis no website da ANNEL: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp> (acessado em 20/06/2012).

A EOD confirma pelo presente que a descrição do projeto no DCP versão 5 é exata e completa em todos os aspectos e que não há alterações na atividade/concepção do projeto ou limite, comparados ao DCP hospedado na Web.

3.8. Metodologia de linha de base e monitoramento

3.8.1. Aplicabilidade da metodologia selecionada (77)

O projeto usa a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002 Versão 13 - "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (/Ref-C/).

A aplicabilidade da metodologia selecionada é justificada e avaliada da seguinte maneira:

Condições de aplicabilidade ACM0002v13.0.0:

1. Esta metodologia é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que: a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável funcionava antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova); (b) envolvem uma capacidade de adição; (c) modernizam (uma) planta(s) existente(s); ou (d) envolvem a substituição de (uma) planta(s) existente(s).

A opção (a) acima aplica-se: a atividade do projeto consiste na instalação de cinco centrais elétricas novas em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova). O DCP versão 5 define corretamente: *"Esta atividade de projeto do MDL realizada pela Energimp S.A. (IMPSA Energy - Brasil) consiste na instalação de 5 novos parques eólicos interligados à rede (projeto totalmente novo)."* A EOD pôde validar essa definição através de uma visita ao local (17/01/2012) e da análise dos documentos relacionados à atividade do projeto: WPP Araras: /Ref-59/, /Ref-4/, /Ref-9/, /Ref-14/, /Ref-15/, /Ref-24/ e /Ref-29/; WPP Garças: /Ref-59/, /Ref-5/,

/Ref-10/, /Ref-16/, /Ref-17/, /Ref-25 / e /Ref-30/; WPP Buriti: /Ref-59/, /Ref-6/, /Ref-11/, /Ref-18/, /Ref-19/, /Ref-26/ e /Ref-31/; WPP Coqueiros: /Ref-59/, /Ref-7/, /Ref-12/, /Ref-20/, /Ref-21/, /Ref-27/ e /Ref-32/; WPP Cajucôco: /Ref-59/, /Ref-8/, /Ref-13/, /Ref-22/, /Ref-23/, /Ref-28/ e /Ref-33/.

2. A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, retrofitting ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas ou unidade/central de energia de marés:

O DCP versão 5 define corretamente: "*Esta atividade do projeto consiste na instalação de 5 centrais eólicas, com capacidade total instalada de 147 MW*". A EOD pôde validar que a atividade do projeto é a instalação de cinco novas centrais eólicas através de uma visita ao local (17/01/2012) e pela análise dos documentos relativos à atividade do projeto: WPP Araras: /Ref-59/, /Ref-4/, /Ref-9/, /Ref-14/, /Ref-15/, /Ref-24/ e /Ref-29/; WPP Garças: /Ref-59/, /Ref-5/, /Ref-10/, /Ref-16/, /Ref-17/, /Ref-25 / e /Ref-30/; WPP Buriti: /Ref-59/, /Ref-6/, /Ref-11/, /Ref-18/, /Ref-19/, /Ref-26/ e /Ref-31/; WPP Coqueiros: /Ref-59/, /Ref-7/, /Ref-12/, /Ref-20/, /Ref-21/, /Ref-27/ e /Ref-32/; WPP Cajucôco: /Ref-59/, /Ref-8/, /Ref-13/, /Ref-22/, /Ref-23/, /Ref-28/ e /Ref-33/.

3. No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou retrofitting da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto:

Devido ao fato de que este projeto consiste na instalação de cinco novos WPPs, nenhuma expansão de capacidade, modernização ou substituição será feita. Consulte as condições de aplicabilidade 1 e 2 acima para uma explicação sobre como a EOD pôde validar que os cinco novos WPPs serão construídos.

4. No caso de centrais hidrelétricas, uma das condições a seguir deve aplicar-se:

- A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem qualquer alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou
- A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, em que o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m^2 ; ou
- A atividade do projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m^2 .

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Esta atividade de projeto não consiste na instalação de centrais hidrelétricas. Consulte as condições de aplicabilidade 1 e 2 acima para uma explicação sobre como a EOD pôde validar que os cinco novos WPPs serão construídos.

5. No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4W/m^2 todas as condições a seguir devem se aplicar:

- A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4W/m^2 ;
- Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada;
- O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto;
- A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4W/m^2 , é menor do que 15 MW;
- A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4W/m^2 , é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.

Esta atividade de projeto não consiste na instalação de centrais hidrelétricas. Consulte as condições de aplicabilidade 1 e 2 acima para uma explicação sobre como a EOD pôde validar que os cinco novos WPPs serão construídos.

A metodologia não se aplica a:

1. Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local:

O DCP versão 5 define que o projeto não envolve a substituição de combustíveis fósseis por energia renovável no local da atividade do projeto. Consulte as condições de aplicabilidade 1 e 2 acima para uma explicação sobre como a EOD pôde validar que os cinco novos WPPs serão construídos e, portanto, não envolve a substituição de combustível fóssil.

2. Centrais elétricas alimentadas com biomassa;

O DCP versão 5 define que não será alimentado por biomassa. Consulte as condições de aplicabilidade 1 e 2 acima para uma explicação sobre como a EOD pôde validar que os cinco novos WPPs serão construídos e, portanto, não haverá queima de biomassa.

3. Centrais hidrelétricas que resultam em um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente em que a densidade de potência da central elétrica é menor do que 4W/m^2 :

Esta atividade de projeto não consiste na instalação de centrais hidrelétricas. Consulte as condições de aplicabilidade 1 e 2 acima para uma explicação sobre como a EOD pôde validar que os cinco novos WPPs serão construídos.

**Condições de aplicabilidade da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 02.2.1 /Ref-D/:**

1. Esta ferramenta pode ser aplicada para estimar o OM, BM e/ou CM ao calcular as emissões da linha de base para uma atividade de projeto que substitui a energia da rede, ou seja, quando uma atividade de projeto fornece eletricidade a uma rede ou que resulte em economia de energia que seria fornecida pela rede (por ex., projetos de eficiência de energia por parte da demanda).

O DCP versão 5 usa a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico versão 02.2.1. A EOD validou que a atividade do projeto fornecerá eletricidade a uma rede, por meio da análise dos documentos relacionados à atividade do projeto: /Ref-4/ a /Ref-8/ e /Ref-29/ a /Ref-33/.

Condições de aplicabilidade da Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 06.0.0) /Ref-E/:

1. O documento fornece um marco geral para demonstrar e avaliar a adicionalidade e é aplicável a uma ampla gama de tipos de projeto. Alguns tipos de projeto podem exigir ajustes para este marco geral.

O DCP versão 5 usa a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 06.0.0). A EOD validou a aplicabilidade desta Ferramenta por meio da análise do website da UNFCCC no endereço:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/UB3431UT9I5KN2MUL2FGZXZ6CV71LT> (onde define que a adicionalidade de projetos usando a metodologia ACM0002v13.0.0, deverá ser demonstrada e avaliada usando a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade).

A EOD confirma pelo presente que a metodologia de linha de base e monitoramento selecionada, ACM0002 Versão 13.0.0, foi aprovada anteriormente pelo Conselho Executivo do MDL, e é aplicável à atividade do projeto, que atende a todas as condições aplicáveis contidas na metodologia.

O Bureau Veritas Certification confirma pelo presente que a metodologia de linha de base e monitoramento, ferramenta e outro componente metodológico foram aprovados anteriormente pelo Conselho Executivo do MDL, e são aplicáveis ao projeto, que atende a todas as condições aplicáveis contidas na metodologia.

3.8.2. Limite do projeto (86-87)

A equipe de validação validou o limite do projeto em:

A extensão espacial do limite do projeto está claramente definida de acordo com a ACM0002 Versão 13. De acordo com esta metodologia, o limite do projeto inclui as cinco centrais elétricas do projeto e todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual estão conectadas as centrais elétricas do projeto de MDL.

De acordo com a seção B.3 do DCP versão 5, o limite do projeto consiste nas cinco centrais elétricas do projeto e todas as centrais elétricas fisicamente conectadas ao sistema elétrico do projeto de MDL. Este sistema foi definido no DCP como o Sistema Interligado Nacional brasileiro, também conhecido por SIN.

Além disso, o DCP versão 5 contém uma tabela onde são exibidos os gases de efeito estufa e fontes de emissões incluídos ou excluídos do limite do projeto.

A EOD validou o limite do projeto em:

a) A EOD pôde validar que a definição de limite de projeto no DCP está em conformidade com a metodologia relevante por meio de: Resolução da AND brasileira nº 08, que define o Sistema Interligado Nacional brasileiro (SIN) como o sistema elétrico para projetos de MDL no Brasil (/Ref-34/). De acordo com o passo 1 da versão mais recente da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (/Ref-DI/), se a AND do país anfitrião publicou uma delineação de eletricidade do projeto e sistemas elétricos interligados, estas delineações devem ser usadas.

Adicionalmente, a EOD pôde validar que os cinco WPPs estarão fisicamente conectados ao sistema elétrico do projeto (o SIN brasileiro), através da análise dos documentos relacionados ao DCP /Ref-4/ a /Ref-8/ e /Ref-29/ a /Ref-33/.

Além disso, a EOD pôde validar os gases de efeito estufa e fontes de emissão incluídos ou excluídos do limite do projeto estão de acordo com os delineamentos da metodologia relevante (ACM0002 v13.0.0) por meio da análise dos documentos relacionados ao DCP: WPP Araras: WPP Araras: /Ref-59/, /Ref-4/, /Ref-9/, /Ref-14/, /Ref-15/, /Ref-24/ e /Ref-29/; WPP Garças: /Ref-59/, /Ref-5/, /Ref-10/, /Ref-16/, /Ref-17/, /Ref-25 / e /Ref-30/; WPP Buriti: /Ref-59/, /Ref-6/, /Ref-11/, /Ref-18/, /Ref-19/, /Ref-26/ e /Ref-31/; WPP Coqueiros: /Ref-59/, /Ref-7/, /Ref-12/, /Ref-20/, /Ref-21/, /Ref-27/ e /Ref-32/; WPP Cajucôco: /Ref-59/, /Ref-8/, /Ref-13/, /Ref-22/, /Ref-23/, /Ref-28/ e /Ref-33/.

b) Também, através de uma visita ao local realizada em 19/01/2012 (matriz dos participantes do projeto) e 17/01/2012 (local da construção), A EOD pôde validar que o limite do projeto está de acordo com a metodologia relevante.

Com base na avaliação acima, a EOD confirma que o limite identificado e as fontes e gases selecionados são justificados para a atividade do projeto.

O Bureau Veritas Certification confirma pelo presente que o limite identificado e as fontes e gases selecionados são justificados para a atividade do projeto. A equipe de validação não identificou fontes de emissão que serão afetadas pela implementação da atividade do projeto proposta e que estão previstas para contribuir com mais de 1% das reduções de emissões anuais médias gerais esperadas e não são abordadas pela metodologia aprovada e selecionada.

3.8.3. Identificação da linha de base (94-95)

O procedimento contido na metodologia para identificar o cenário da linha de base mais razoável foi corretamente aplicado.

A atividade do projeto consiste na instalação de novas centrais elétricas renováveis interligadas à rede (totalmente novo). Consequentemente, de acordo com a metodologia relevante, o cenário da linha de base é o seguinte:

“A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”

O DCP versão 5 identifica corretamente os cenários da linha de base como apresentados acima. A rede relevante é o Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, como prescrito pela AND brasileira em sua Resolução nº 08: /Ref-34/.

A EOD pôde validar que a atividade do projeto consiste na instalação de WPPs totalmente novos através de uma visita ao local (17/01/2012) e pela análise dos documentos relativos à atividade do projeto: WPP Araras: /Ref-59/, /Ref-4/, /Ref-9/, /Ref-14/, /Ref-15/, /Ref-24/ e /Ref-29/; WPP Garças: /Ref-59/, /Ref-5/, /Ref-10/, /Ref-16/, /Ref-17/, /Ref-25 / e /Ref-30/; WPP Buriti: /Ref-59/, /Ref-6/, /Ref-11/, /Ref-18/, /Ref-19/, /Ref-26/ e /Ref-31/; WPP Coqueiros: /Ref-59/, /Ref-7/, /Ref-12/, /Ref-20/, /Ref-21/, /Ref-27/ e /Ref-32/; WPP Cajucôco: /Ref-59/, /Ref-8/, /Ref-13/, /Ref-22/, /Ref-23/, /Ref-28/ e /Ref-33/.

Como a metodologia ACM0002, versão 13.0.0, prescreve o cenário da linha de base e não requer análises posteriores, não há necessidade em se tomar passos para identificar os cenários da linha de base.

O Bureau Veritas Certification confirma pelo presente que:

- (a) Todas as hipóteses e dados utilizados pelos participantes do projeto estão relacionados no DCP, incluindo suas referências e fontes;
- (b) Toda a documentação é pertinente para a definição do cenário da linha de base e foi citada e interpretada corretamente no DCP;
- (c) As hipóteses e os dados usados na identificação do cenário da linha de base são justificados adequadamente, apoiados por evidências, e podem ser considerados razoáveis;
- (d) As políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais pertinentes são consideradas e estão listadas no DCP;
- (e) A metodologia aprovada de linha de base foi aplicada corretamente para identificar o cenário da linha de base mais plausível e o cenário da linha de base que representa de forma razoável o que aconteceria na ausência da atividade de projeto proposta.

3.8.4. Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões (99-100)

Os passos tomados e as equações e parâmetros aplicados no DCP para calcular as emissões da linha de base, as reduções de emissões e das fugas estão de acordo com as exigências da metodologia incluindo as ferramentas aplicáveis.

Emissões do projeto:

As emissões do projeto precisam ser calculadas de acordo com a equação (1) da metodologia relevante (ACM0002v13.0.0). Entretanto, de acordo com esta metodologia, apenas os projetos de energia geotérmica, solar, térmica e hidrelétrica podem envolver emissões de projeto que podem ser significativas. Tendo em vista que a atividade de projeto consiste na instalação de cinco novos WPPs, não é necessário considerar as emissões do projeto. Consequentemente, as emissões do projeto (PE_y) são iguais a zero.

Emissões da linha de base:

As emissões da linha de base precisam ser calculadas de acordo com a equação (6) da metodologia relevante (ACM0002v13.0.0):

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

Onde:

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

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

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO_2 /MWh)

Se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto, então:

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

Onde:

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

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y (MWh/ano)

A EOD determinou que, com base nos parâmetros supracitados, a metodologia (ACM0002v13.0.0) não oferece outras opções para atividades de projeto totalmente novo e, sendo assim, a escolha feita pelos PPs na versão 5 do DCP ($EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$) é apropriada.

Na planilha de cálculo das RCEs versão 2 e (**/Ref-36/**) no DCP versão 5, o PP calcula $EG_{facility,y}$ como a geração de eletricidade líquida esperada fornecida pelas plantas do projeto para a rede no ano y (MWh/ano): 110.376 MWh/ano para o WPP Araras e 116.420 MWh/ano para o WPP Garças, 97.148 MWh/ano para Buriti, 101.616 MWh/ano para Coqueiros e 105.908 MWh/ano para Cajucôco. Sendo assim, a geração de eletricidade líquida total esperada por ano é de 531.469 MWh/ano.

O DCP versão 5 apresenta os valores citados acima, multiplicando as horas em um ano (8.760 horas) com a energia assegurada da central elétrica.

A energia assegurada (garantias físicas) das centrais elétricas foi definida pelo Ministério de Minas e Energia brasileiro (MME) e corresponde à capacidade instalada multiplicada pelo FCP das plantas. A EOD pôde validar as garantias físicas das cinco centrais elétricas (12,60 MW para o WPP Araras, 13,29 MW para o WPP Garças, 11,09 MW para Buriti, 11,60 MW para Coqueiros e 12,09 MW para Cajucôco) com os seguintes documentos: **/Ref-4/ to /Ref-8/, /Ref-29/ to /Ref-33/ e /Ref-52/**. Autenticidade da documentação apresentada pelos PPs (**/Ref-4/ a /Ref-8/**) foi determinada ao avaliar estes documentos no website do MME:

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2010/Port_563_EOL_Araras_x2x.pdf
(WPP Araras, acessado em 03/07/2012);

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2010/Port_566_Minuta_de_Portaria_EOL_Garças.pdf (WPP Garças, acessado em 03/07/2012);

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2010/Port_562_EOL_Buriti.pdf (WPP Buriti, acessado em 03/07/2012);

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2010/Port_579_EOL_Coqueiro_S.A..pdf
(WPP Coqueiros, acessado em 03/07/2012);

<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2010615mme.pdf> (WPP Cajucôco, acessado em 03/07/2012).

O valor de $EF_{grid,CM,y}$ apresentado no DCP versão 5 é 0,3941 tCO₂/MWh. Este número foi calculado de acordo com a versão mais recente da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1), com os fatores de emissão de margem operacional e margem de construção calculados pela AND brasileira (0,4787 tCO₂/MWh para o fator de emissão de OM 2010 e 0,1404 tCO₂/MWh para o fator de emissão de BM 2010, de acordo com a evidência **/Ref-36/ e /Ref-37/**)². Os valores EF de 2010 são os valores mais recentes disponibilizados pela AND brasileira na época do envio do MDL - DCP à EOD para validação (15/11/2011).

A EOD confirma que todas as escolhas feitas no DCP versão 5 para calcular $EF_{grid,CM,y}$ foram justificadas adequadamente e apresentadas de acordo com a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico.

Os valores mais recentes disponibilizados pela AND brasileira na época de envio do MDL - DCP à EOD para validação são de 2010, e esses números foram usados pelos PPs para calcular o fator de emissão da margem combinada de CO₂ da rede relevante. A EOD pôde validar este número de 0,3941 tCO₂/MWh com o documento **/Ref-36/**. A autenticidade da documentação apresentada pelos PPs foi determinada acessando o website da AND brasileira: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora> (acessado em 03/07/2012).

Fugas:

De acordo com a ACM0002v13.0.0, nenhuma emissão de fuga precisa ser considerada. O DCP versão 5 descreve corretamente que as fugas não foram consideradas.

Reduções de emissões:

² $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$.



As reduções de emissões são calculadas de acordo com a equação (11) da metodologia relevante (ACM0002v13.0.0):

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = emissões do projeto no ano y (tCO_2e/ano)

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

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e/ano)

Tendo em vista que as emissões do projeto são zero, $ER_y = BE_y$. Veja acima para uma explicação sobre como a EOD pôde validar os valores BE_y apresentados no DCP versão 5.

O Bureau Veritas Certification confirma pelo presente que:

- (a) Todas as hipóteses e dados utilizados pelos participantes do projeto estão relacionados no DCP, incluindo suas referências e fontes;
- (b) Toda a documentação usada pelos participantes do projeto como base para as hipóteses e fonte dos dados está corretamente citada e interpretada no DCP;
- (c) Todos os valores usados no DCP foram considerados razoáveis no contexto da atividade de projeto proposta;
- (d) A metodologia de linha de base e ferramenta(s) correspondente(s) foi aplicada corretamente para calcular as emissões do projeto, emissões da linha de base, fugas e reduções de emissões;
- (e) Todas as estimativas das emissões da linha de base podem ser reproduzidas usando os valores dos dados e parâmetros fornecidos no DCP.

3.9. Adicionalidade (104)

Como exigido pela metodologia selecionada, a adicionalidade do projeto foi demonstrada ao aplicar:

- ACM0002 "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 13.0.0);
- "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (Versão 06.0.0);

Os passos tomados e fontes de informação usadas para fazer a verificação cruzada das informações contidas no DCP sobre este assunto são descritas a seguir:

Para demonstrar a adicionalidade do projeto, o DCP aplicou corretamente a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (versão 06.0.0) /Ref-E/. O PP usa uma análise de investimento para determinar se o projeto é adicional. Nenhuma análise de barreiras foi apresentada. Os detalhes da avaliação da EOD sobre a adicionalidade do projeto são descritos nas Seções 3.9.2 a 3.9.5 a seguir.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A EOD analisou as evidências fornecidas pelos PPs durante o processo de validação e as fontes de informações usadas pela EOD para fazer a verificação cruzada das informações contidas eram a planilha de análise de investimento e sensibilidade versão 3 **/Ref-40/** e outros documentos relacionados.

Os detalhes sobre a avaliação de investimento e análise da prática comum, a autenticidade da documentação e dados usados são descritos nas seções 3.9.3 e 3.9.5.

3.9.1. Consideração anterior do mecanismo de desenvolvimento limpo (112)

A linha do tempo do projeto foi validada como na tabela 2 abaixo:

Tabela 2 Linha do tempo do projeto

Data	Eventos	Referência
15/11/2011	Envio do DCP ao website da UNFCCC para comentários dos atores internacionais	/Ref-41/
08/09/2010	Data de início da atividade do projeto.	/Ref-29-33/
14/06/2010	Comunicação da consideração prévia da AND	/Ref-42/ e /Ref-43/
14/06/2010	Comunicação da consideração prévia da UNFCCC	/Ref-44/

Com base na tabela acima, a equipe de validação é capaz de verificar que a data de início da atividade do projeto, determinada como 08/09/2010 no DCP, é apropriada e é a primeira data em que teve início a implementação ou construção ou ação real do projeto. Isto está de acordo com o glossário do MDL mais recente.

A EOD validou a data de início da atividade de projeto fornecida no DCP versão 5: 08/09/2010, sendo a data em que foi assinado os Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEs) de quatro dos cinco WPPs considerados na atividade de projeto do MDL (Araras, Buriti, Coqueiros e Garças). Isto representa o primeiro contrato relevante assinado pelo desenvolvedor do projeto. As cópias dos contratos assinados foram apresentadas à EOD: **/Ref-29-33/**.

A EOD validou a data de início da atividade de projeto em 08/09/2010, como sendo a “data mais recente em que se inicia a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto do MDL”, de acordo com o Glossário de termos do MDL, versão 06 **/Ref-G/**. Neste caso particular, a primeira “ação real” foi a assinatura do CCVEs. Em geral, diversos passos importantes para construir parques eólicos, como o contrato de financiamento, são tomados somente após a assinatura do CCVE. Entretanto, se a empresa decidir não construir a planta após a assinatura do CCVE haverá penalidades relevantes. Esta informação foi cruzada pela EOD analisando a cláusula 14 (Responsabilidades e indenizações) dos CCVEs em questão.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

É uma atividade de projeto com data de início após 2 de agosto 2008, para a qual o DCP não havia sido publicado para consulta pública internacional antes da data de início da atividade de projeto. Consultando a lista de notificações de consideração prévia do website da UNFCCC e a comunicação entre o proponente do projeto, o secretariado (em 14/06/2010) e a AND da parte anfitriã (em 14/06/2010) sobre o início de uma nova atividade de projeto, a equipe de validação confirma que as notificações foram fornecidas pelos participantes do projeto com 180 dias da data de início da atividade de projeto.

O Bureau Veritas Certification confirma que a atividade do projeto proposta está em conformidade com as exigências relacionadas à consideração prévia do MDL CDM (/Ref-H/).

3.9.2. Identificação das alternativas (116)

As alternativas plausíveis e realistas ao projeto foram identificadas de acordo com a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade".

- (1) Alternativa 1: "A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade de projeto do MDL. Construção de um parque eólico com capacidade instalada de 147 MW interligado à rede nacional, implementado sem considerar as receitas do MDL."
- (2) Alternativa 2: O projeto não é implementado, nesse caso a quantidade equivalente de eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração."

O Bureau Veritas Certification considera as alternativas listadas como realistas e completas.

3.9.3. Análise de investimentos (123)

O proponente do projeto decidiu usar a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade", versão 6.0.0 /Ref-E/, que trata das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", versão 5, /Ref-F/ e, portanto, estas diretrizes foram usadas na análise a seguir.

A equipe de validação adotou uma estratégia de cinco passos para confirmar a veracidade da conclusão obtida pelo desenvolvedor do projeto:

- a) Avaliação da adequação do benchmark aplicado para o tipo de indicador financeiro apresentado;
- b) Realização de uma avaliação dos parâmetros e hipóteses usados no cálculo do indicador financeiro e determinação da exatidão e adequação dos parâmetros e verificação cruzada entre os parâmetros e as fontes de terceiros ou disponíveis para o público;
- c) Análise dos relatórios financeiros anuais relacionados ao participante do projeto;
- d) Avaliação da exatidão dos cálculos realizados e documentados; e
- e) Submissão das hipótese críticas da atividade do projeto a variações razoáveis para determinar em que condições ocorreriam variações no resultado e a probabilidade dessas condições.

a) Adequação do indicador financeiro e benchmark:

Indicador financeiro: O participante do projeto escolheu a TIR do projeto para demonstrar a adicionalidade do projeto. A Ferramenta de adicionalidade (Ver. 06.0.0) /Ref-E/ permite o uso



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

do indicador financeiro, TIR do projeto, para demonstrar a adicionalidade usando a análise de benchmark. A ferramenta permite o uso da TIR do projeto ou da TIR do capital próprio. Como o desenvolvedor do projeto está demonstrando a falta de atratividade financeira do projeto, a TIR projeto é adequada, pois ela é frequentemente utilizada pelos desenvolvedores de projeto para tomar uma decisão sobre o investimento em um projeto. Como tal, a seleção da TIR como indicador financeiro para demonstrar a adicionalidade do projeto é apropriada e está em conformidade com a Ferramenta de adicionalidade **/Ref-E/**.

Com base na Ferramenta de adicionalidade (ver.06.0.0) que afirma:

"Ao aplicar a Opção II ou Opção III, a análise financeira/econômica deverá ser baseada nos parâmetros padrão no mercado, considerando as características específicas do tipo de projeto e não vinculada à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor de um projeto específico. Somente no caso particular em que a atividade do projeto pode ser implementada pelo participante do projeto, a situação financeira/econômica específica da empresa que realiza a atividade do projeto pode ser considerada."

O parágrafo 13 do EB62 Anexo 5 ("Diretrizes sobre a adicionalidade de atividades de projeto únicas", versão 5) afirma que:

"Nos casos de projetos que poderiam ser desenvolvidos por uma entidade que não o participante do projeto o benchmark deve ser baseado nos parâmetros que são padrão no mercado. A validação de benchmark da EOD também deve incluir seu parecer sobre um benchmark específico da empresa ou um benchmark baseado nos parâmetros, que são padrão no mercado, é adequada no contexto da atividade do projeto subjacente."

Ainda assim, de acordo com as "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos" versão 5, taxas locais de empréstimo comercial podem ser usadas como benchmark para a avaliação econômica de projetos. Como os PPs decidiram aplicar a opção III (Análise de benchmark) para demonstrar a adicionalidade, entende-se que o projeto em questão será desenvolvido por qualquer entidade, a EOD avaliou os valores de entrada para o cálculo do indicador financeiro usado pelos PPs e do benchmark para comparação com os padrões do mercado, políticas do governo e outros projetos similares. Com base em dados disponíveis ao público, a equipe de validação concluiu o seguinte:

O custo do capital próprio calculado pelos PPs está baseado em uma taxa livre de risco, estimada como a taxa média de retorno dos títulos do Tesouro dos EUA de julho de 2008 a julho de 2009 (3,94%), sobre um prêmio pelo risco país de 3,12% (EMBI para o Brasil), como publicado pelo JP Morgan, sobre um prêmio de risco do capital próprio de 6,20%, disponível no website da Damodaran e sobre um beta de serviços públicos de 1,05 (sem alavancagem), o que leva a um beta alavancado, usado nos cálculos de 2,09. Uma vez que a diferença entre os rendimentos de um título nominal do Tesouro dos EUA e um título do Tesouro dos EUA indexado pela inflação é de 0,84% de julho de 2008 a julho de 2009, a taxa real livre de risco seria 3,07%. Sendo assim, o custo do capital próprio é $3,07\% + 3,12\% + 6,20\% \times 2,09 = 19,17\%$, real.

O custo da dívida foi calculado de acordo com as políticas do BNDES para empréstimos destinados à energia renovável. O custo da dívida seria a soma da taxa de juros de longo prazo do BNDES, 7,65%, o spread do BNDES, 0,90% e a taxa de risco de crédito, totalizando

12,12%. Uma vez que a meta de inflação brasileira é de 4,5%, o custo real da dívida seria 7,29%.

Considerando a estrutura de dívida como 50% para capital próprio e 50% para dívida, como definido nas “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” versão 5, e a alíquota de 34%, o CMPC seria $19,17 \times 50\% + 7,29\% \times 50\% \times (1 - 34\%) = 13,23\%$, real. Todos os cálculos são apresentados na planilha do benchmark (/Ref-46/)

O BVC concorda com todos os dados usados no cálculo de benchmark e gostaria de apontar que eles foram claramente apresentados, estão disponíveis para consulta e são corretos.

b) Descrição dos parâmetros e hipóteses usados na análise de investimentos, descrição dos meios de validação e dos procedimentos para fazer a verificação cruzada entre os parâmetros e as fontes de terceiros ou disponíveis para o público.

Para comparar os custos de investimento, a tabela abaixo compara o custo de investimento de parques eólicos do projeto em questão com parques eólicos similares no Brasil. A EOD definiu o conjunto de comparação através de pesquisa dos parques eólicos que estão geograficamente próximos ao projeto (região nordeste do Brasil) e também construídos e épocas similares,

Data da informação	Parque Eólico	Estado	Investimento total (R\$ mm)	Capacidade instalada (MW)	Investimento por MW (R\$ mm)	Fonte
13/12/2011	União dos ventos	RN	754,6	169,60	4,45	<u>BNDES</u>
13/12/2011	Projeto São Bento	RN	401,4	94,00	4,27	<u>BNDES</u>
13/12/2011	Asa Branca	RN	600	160,00	3,75	<u>BNDES</u>
13/12/2011	Morro dos Ventos	RN	818	205,20	3,99	<u>BNDES</u>
15/06/2012	Trairi	CE	600	115,00	5,22	<u>CL Mais</u>
07/12/2009	Formosa	CE	500	105,00	4,76	<u>Jornal da Paraíba</u>
Total					4,33 (média)	

Os valores de entrada do parque eólico “Araras” estão relacionados abaixo:

Valores de entrada / hipóteses	Valor	Meio de validação



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Capacidade instalada	30,0 MW	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP³ das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Nesta Portaria, o MME também descreve a capacidade instalada do projeto. Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-4/.
FCP	42,0%	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-4/.
Tarifa de energia	(R\$ 150,38/MWh)	Como afirmado no resultado final do leilão realizado em 1 de dezembro de 2009 ⁴ . Este é um documento oficial do CCEE. (/Ref-53/). Uma vez que o preço da energia foi definido em um processo competitivo, a EOD aceita o valor do leilão.
Custos de transmissão	R\$ 0,022/kWh (primeiro ano)	Como afirmado na Resolução da ANEEL nº 907/2009 ⁵
Imposto de renda	25% sobre 8% renda presumida sobre os lucros	Como definido no Decreto nº 3000/1999 - Art. 541 e 542 ⁶
Contribuição social	9% sobre 12% renda presumida sobre os lucros	Como definido no art. 17 da Lei nº 11.727 de julho de 2008 ⁷

³ A energia assegurada é a "garantia física" das centrais elétricas, que é definida pelo Ministério de Minas e Energia – MME e corresponde à quantidade máxima de energia e potência associada com uma central elétrica que pode ser comercializada através de contratos (do glossário da ANEEL, disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=G>).

⁴http://www.ccee.org.br/cs/idcplg?IdcService=GET_FILE&dID=25879&dDocName=CCEE_DOC_018345&allowInterrupt=1

⁵http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009-

Resolu%C3%A7%C3%A3o_%20Homologat%C3%B3ria_Edital03-2009_.pdf

⁶ <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/rir/L2Parte3.htm>



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

PIS e COFINS	3,65% sobre os lucros	Como definido no Art. 54. e Art. 1 da "Medida Provisória 2.158-35" ⁸
Custos regulatórios	ANEEL - R\$ 1,6671/kW CCEE - R\$ 0,07/MW	Como definido no Despacho nº 4.778/2008 - ANEEL. Art. 2 e Art. 3º da Lei nº 10.848/2004 ⁹
Custo de investimento	EPC Total: R\$ 117.066,6 mil. Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% Aluguel durante a construção: R\$ 10,0 mil/mês Taxa Ambiental: R\$ 585,3 mil. Construção da SAC: R\$ 491,7 mil. Direto de Passagem: R\$ 96,0 mil. Aluguel durante a construção: R\$ 170,0 mil. Custos de desenvolvimento: R\$ 354,8 mil. Taxas legais e outras: R\$ 71,8 mil. Títulos (Custo das Garantias de Licitação): R\$ 1.181,8 mil. Investimento total: R\$ 120.018,0 mil. Investimento total por MW: R\$ 4.000,6 mil.	Os PPs estimaram o custo de investimento com base em sua experiência com parques eólicos. Não obstante, o documento através do qual os PPs registraram o parque eólico em questão para leilão público, realizado em 14/12/2009, contém evidências do custo total de investimento (/Ref-47/). Neste documento, o custo de investimento informado é maior do que o usado no cálculo do indicador financeiro, que pode ser explicado pelo processo competitivo relacionado ao leilão. Também, a EOD comparou o valor do custo de investimento por MW instalado com outros projetos de parque eólico no Brasil, que foram construídos em anos recentes, como demonstrado na tabela no início da seção B. Uma vez que o custo de investimento por MW para este parque eólico fica dentro da faixa, a EOD considerou o valor do investimento como apropriado.
Custo de O&M	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 3,5 mil./mês/unidade (0-2 anos) Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,0 mil./mês/unidade (3-5 anos) Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,5 mil./mês/unidade (6-10 anos) Custos de Operação e Manutenção: R\$ 10,2 mil./mês/unidade (11-20 anos) Aluguel durante operação: 1,30% do lucro Seguro: 0,34% do custo EPC Administrativo: R\$ 318,3 mil./mês Custos totais de O&M: R\$ 1.761,8 mil. Custos totais de O&M: R\$ 0,016	Os PPs estimaram os custos de O&M, com base em sua experiência em parques eólicos, embora o documento de registro do projeto no leilão público forneça evidência dos custos de O&M para o equipamento (/Ref-47/). Aluguel do terreno, custos administrativos e seguro foram considerados custos menores e também foram estimados com base na experiência dos PPs. A EOD cruzou informações do valor do custo de O&M por kWh com os dados fornecidos no website global de energia renovável ¹⁰ . De acordo com o documento, os custos de O&M por kWh é igual a € 0,019/kWh. O projeto em questão apresenta R\$ 0,006/kWh para o mesmo indicado, com base na taxa de câmbio na data do leilão (2,56 BRL/EUR, em 14/12/2009) ¹¹ . Uma vez que o

⁷ <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/2008/lei11727.htm>

⁸ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/2158-35.htm

⁹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm

¹⁰ <http://www.renewableenergyworld.com/rea/partner/first-conferences/news/article/2010/09/wind-energy-updates-o-m-summit-2010>

¹¹ <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao>



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	mil./kWh	valor usado para construir o indicador financeiro para este projeto é menor, a EOD considera a entrada apropriada.
--	----------	--

Os valores de entrada para "Buriti" estão relacionados abaixo:

Valores de entrada / hipóteses	Valor	Meio de validação
Capacidade instalada	30,0 MW	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP¹² das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Nesta Portaria, o MME também descreve a capacidade instalada do projeto. Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-6/.
FCP	36,97%	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia

¹² A energia assegurada é a "garantia físicas" das centrais elétricas, que é definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e corresponde à quantidade máxima de energia e potência associadas com uma central elétrica que pode ser comercializada por meio de contratos (do glossário da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=G>).



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

		assegurada/FCP das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-6/.
Tarifa de energia	(R\$ 150,38/MWh)	Como afirmado no resultado final do leilão realizado em 1 de dezembro de 2009¹³. Este é um documento oficial do CCEE. (/Ref-53/). Uma vez que o preço da energia foi definido em um processo competitivo, a EOD aceita o valor do leilão.
Custos de transmissão	R\$ 0,022/kWh (primeiro ano)	Como afirmado na Resolução da ANEEL nº 907/2009 ¹⁴
Imposto de renda	25% sobre 8% renda presumida sobre os lucros	Como definido no Decreto nº 3000/1999 - Art. 541 e 542 ¹⁵
Contribuição social	9% sobre 12% renda presumida sobre os lucros	Como definido no art. 17 da Lei nº 11.727 de julho de 2008 ¹⁶
PIS e COFINS	3,65% sobre os lucros	Como definido no Art. 54. e Art. 1 da "Medida Provisória 2.158-35" ¹⁷
Custos regulatórios	ANEEL - R\$ 1,6671/kW CCEE - R\$ 0,07/MW	Como definido no Despacho nº 4.778/2008 - ANEEL. Art. 2 e Art. 3º da Lei nº 10.848/2004 ¹⁸

¹³http://www.ccee.org.br/cs/idcplg?IdcService=GET_FILE&dID=25879&dDocName=CCEE_DOC_018345&allowInterrupt=1

¹⁴http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009-Resolu%C3%A7%C3%A3o_%20Homologat%C3%B3ria_Edital03-2009_.pdf

¹⁵<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/rir/L2Parte3.htm>

¹⁶<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/2008/lei11727.htm>

¹⁷http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/2158-35.htm

¹⁸http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/10.848.htm



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Custo de investimento	EPC Total: R\$ 116.955,0 mil. Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% Aluguel durante a construção: R\$ 3,9 mil/mês Taxa Ambiental: R\$ 584,8 mil. Construção da SAC: R\$ 491,2 mil. Direto de Passagem: R\$ 96,0 mil. Aluguel durante a construção: R\$ 65,5 mil. Custos de desenvolvimento: R\$ 354,8 mil. Taxas legais e outras: R\$ 71,8 mil. Títulos (Custo das Garantias de Licitação): R\$ 1.132,7 mil. Investimento total: R\$ 119.751,7 mil. Investimento total por MW: R\$ 3.991,7 mil.	Os PPs estimaram o custo de investimento com base em sua experiência com parques eólicos. Não obstante, o documento através do qual os PPs registraram o parque eólico em questão para leilão público, realizado em dezembro de 2009, contém evidências do custo total de investimento (/Ref-49/). Neste documento, o custo de investimento informado é maior do que o usado no cálculo do indicador financeiro, que pode ser explicado pelo processo competitivo relacionado ao leilão. Também, a EOD comparou o valor do custo de investimento por MW instalado com outros projetos de parque eólico no Brasil, que foram construídos em anos recentes, como demonstrado na tabela no início da seção B. Uma vez que o custo de investimento por MW para este parque eólico fica dentro da faixa, a EOD considerou o valor do investimento como apropriado.
Custo de O&M	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 3,5 mil./mês/unidade (0-2 anos) Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,0 mil./mês/unidade (3-5 anos) Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,5 mil./mês/unidade (6-10 anos) Custos de Operação e Manutenção: R\$ 10,2 mil./mês/unidade (11-20 anos) Aluguel durante operação: 1,30% do lucro Seguro: 0,34% do custo EPC Administrativo: R\$ 318,3 mil./mês Custos totais de O&M: R\$ 1.744,3 mil. Custos totais de O&M: R\$ 0,018 mil./kWh	Os PPs estimaram os custos de O&M, com base em sua experiência em parques eólicos, embora o documento de registro do projeto no leilão público forneça evidência dos custos de O&M para o equipamento (/Ref-49/). Aluguel do terreno, custos administrativos e seguro foram considerados custos menores e também foram estimados com base na experiência dos PPs. A EOD cruzou informações do valor do custo de O&M por kWh com os dados fornecidos no website global de energia renovável¹⁹. De acordo com o documento, os custos de O&M por kWh é igual a € 0,019/kWh. O projeto em questão apresenta R\$ 0,007/kWh para o mesmo indicado, com base na taxa de câmbio na data do leilão (2,56 BRL/EUR, em 14/12/2009)²⁰. Uma vez que o valor usado para construir o indicador financeiro para este projeto é menor, a EOD considera a entrada apropriada.

¹⁹ <http://www.renewableenergyworld.com/rea/partner/first-conferences/news/article/2010/09/wind-energy-updates-o-m-summit-2010>

²⁰ <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao>

Os valores de entrada para "Garças" estão relacionados abaixo:

Valores de entrada / hipóteses	Valor	Meio de validação
Capacidade instalada	30,0 MW	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP²¹ das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Nesta Portaria, o MME também descreve a capacidade instalada do projeto. Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-5/.
FCP	44,3%	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-5/.
Tarifa de energia	(R\$ 150,38/MWh)	Como afirmado no resultado final do leilão realizado em 1 de dezembro de 2009²². Este é um documento oficial do CCEE. (/Ref-53/). Uma vez que o preço da energia foi definido em um processo competitivo, a EOD aceita o valor do leilão.

²¹ A energia assegurada é a "garantia físicas" das centrais elétricas, que é definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e corresponde à quantidade máxima de energia e potência associadas com uma central elétrica que pode ser comercializada por meio de contratos (do glossário da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=C>).

²² http://www.ccee.org.br/cs/idcplg?IdcService=GET_FILE&dID=25879&dDocName=CCEE_DOC_018345&allowInterrupt=1

Custos de transmissão	R\$ 0,022/kWh (primeiro ano)	Como afirmado na Resolução da ANEEL nº 907/2009 ²³
Imposto de renda	25% sobre 8% renda presumida sobre os lucros	Como definido no Decreto nº 3000/1999 - Art. 541 e 542 ²⁴
Contribuição social	9% sobre 12% renda presumida sobre os lucros	Como definido no art. 17 da Lei nº 11.727 de julho de 2008 ²⁵
PIS e COFINS	3,65% sobre os lucros	Como definido no Art. 54. e Art. 1 da "Medida Provisória 2.158-35" ²⁶
Custos regulatórios	ANEEL - R\$ 1,6671/kW CCEE - R\$ 0,07/MW	Como definido no Despacho nº 4.778/2008 - ANEEL. Art. 2 e Art. 3º da Lei nº 10.848/2004 ²⁷
Custo de investimento	EPC Total: R\$ 116.617,5 mil. Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% Aluguel durante a construção: R\$ 10,0 mil/mês Taxa Ambiental: R\$ 583,1 mil. Construção da SAC (seguro durante a construção): R\$ 489,8 mil. Direto de Passagem: R\$ 96,0 mil. Aluguel durante a construção: R\$ 150,0 mil. Custos de desenvolvimento: R\$ 354,8 mil. Taxas legais e outras: R\$ 71,8 mil. Títulos (Custo das Garantias de Licitação): R\$ 1.164,7 mil. Investimento total: R\$ 119.527,7 mil. Investimento total por MW: R\$ 3.984,3 mil.	Os PPs estimaram o custo de investimento com base em sua experiência com parques eólicos. Não obstante, o documento através do qual os PPs registraram o parque eólico em questão para leilão público, realizado em dezembro de 2009, contém evidências do custo total de investimento (/Ref-48/). Neste documento, o custo de investimento informado é maior do que o usado no cálculo do indicador financeiro, que pode ser explicado pelo processo competitivo relacionado ao leilão. Também, a EOD comparou o valor do custo de investimento por MW instalado com outros projetos de parque eólico no Brasil, que foram construídos em anos recentes, como demonstrado na tabela no início da seção B. Uma vez que o custo de investimento por MW para este parque eólico fica dentro da faixa, a EOD considerou o valor do investimento como apropriado.

²³ http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009-Resolu%C3%A7%C3%A3o_%20Homologat%C3%B3ria_Edital03-2009_.pdf

²⁴ <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/rir/L2Parte3.htm>

²⁵ <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/2008/lei11727.htm>

²⁶ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/2158-35.htm

²⁷ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/10.848.htm



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Custo de O&M	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 3,5 mil./mês/unidade (0-2 anos)	Os PPs estimaram os custos de O&M, com base em sua experiência em parques eólicos, embora o documento de registro do projeto no leilão público forneça evidência dos custos de O&M para o equipamento (/Ref-48/). Aluguel do terreno, custos administrativos e seguro foram considerados custos menores e também foram estimados com base na experiência dos PPs. A EOD cruzou informações do valor do custo de O&M por kWh com os dados fornecidos no website global de energia renovável ²⁸ . De acordo com o documento, os custos de O&M por kWh é igual a € 0,019/kWh. O projeto em questão apresenta R\$ 0,006/kWh para o mesmo indicado, com base na taxa de câmbio na data do leilão (2,56 BRL/EUR, em 14/12/2009) ²⁹ . Uma vez que o valor usado para construir o indicador financeiro para este projeto é menor, a EOD considera a entrada apropriada.
	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,0 mil./mês/unidade (3-5 anos)	
	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,5 mil./mês/unidade (6-10 anos)	
	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 10,2 mil./mês/unidade (11-20 anos)	
	Aluguel durante operação: 1,30% do lucro	
	Seguro: 0,34% do custo EPC	
	Administrativo: R\$ 318,3 mil./mês	
	Custos totais de O&M: R\$ 1.777,4 mil.	
	Custos totais de O&M: R\$ 0,015 mil./kWh	

Os valores de entrada para "Cajucôco" estão relacionados abaixo:

Valores de entrada / hipóteses	Valor	Meio de validação
Capacidade instalada	30,0 MW	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP³⁰ das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Nesta Portaria, o MME também descreve a capacidade instalada do projeto. Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-8/.

²⁸ <http://www.renewableenergyworld.com/rea/partner/first-conferences/news/article/2010/09/wind-energy-updates-o-m-summit-2010>

²⁹ <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao>

³⁰ A energia assegurada é a "garantia físicas" das centrais elétricas, que é definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e corresponde à quantidade máxima de energia e potência associadas com uma central elétrica que pode ser comercializada por meio de contratos (do glossário da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=G>).



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

FCP	40,3%	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-8/.
Tarifa de energia	(R\$ 152,18/MWh)	Como afirmado no resultado final do leilão realizado em 1 de dezembro de 2009 ³¹ . Este é um documento oficial do CCEE. (/Ref-53/). Uma vez que o preço da energia foi definido em um processo competitivo, a EOD aceita o valor do leilão.
Custos de transmissão	R\$ 0,022/kWh (primeiro ano)	Como afirmado na Resolução da ANEEL nº 907/2009 ³²
Imposto de renda	25% sobre 8% renda presumida sobre os lucros	Como definido no Decreto nº 3000/1999 - Art. 541 e 542 ³³
Contribuição social	9% sobre 12% renda presumida sobre os lucros	Como definido no art. 17 da Lei nº 11.727 de julho de 2008 ³⁴
PIS e COFINS	3,65% sobre os lucros	Como definido no Art. 54. e Art. 1 da "Medida Provisória 2.158-35" ³⁵
Custos regulatórios	ANEEL - R\$ 1,6671/kW CCEE - R\$ 0,07/MW	Como definido no Despacho nº 4.778/2008 - ANEEL. Art. 2 e Art. 3º da Lei nº 10.848/2004 ³⁶

³¹http://www.ccee.org.br/cs/idcplg?IdcService=GET_FILE&dID=25879&dDocName=CCEE_DOC_018345&allowInterrupt=1

³²http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009-Resolu%C3%A7%C3%A3o_%20Homologat%C3%B3ria_Edital03-2009_.pdf

³³<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/rir/L2Parte3.htm>

³⁴<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/2008/lei11727.htm>

³⁵http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/2158-35.htm

³⁶http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/10.848.htm



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Custo de investimento	EPC Total: R\$ 123.730,7 mil. Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% Aluguel durante a construção: R\$ 3,0 mil/mês Taxa Ambiental: R\$ 618,7 mil. Construção da SAC: R\$ 519,7 mil. Direto de Passagem: R\$ 96,0 mil. Aluguel durante a construção: R\$ 51,0 mil. Custos de desenvolvimento: R\$ 354,8 mil. Taxas legais e outras: R\$ 71,8 mil. Títulos (Custo das Garantias de Licitação): R\$ 1.183,1 mil. Investimento total: R\$ 126.625,7 mil. Investimento total por MW: R\$ 4.220,9 mil.	Os PPs estimaram o custo de investimento com base em sua experiência com parques eólicos. Não obstante, o documento através do qual os PPs registraram o parque eólico em questão para leilão público, realizado em dezembro de 2009, contém evidências do custo total de investimento (/Ref-48/). Neste documento, o custo de investimento informado é maior do que o usado no cálculo do indicador financeiro, que pode ser explicado pelo processo competitivo relacionado ao leilão. Também, a EOD comparou o valor do custo de investimento por MW instalado com outros projetos de parque eólico no Brasil, que foram construídos em anos recentes, como demonstrado na tabela no início da seção B. Uma vez que o custo de investimento por MW para este parque eólico fica dentro da faixa, a EOD considerou o valor do investimento como apropriado.
-----------------------	--	--



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Custo de O&M	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 3,5 mil./mês/unidade (0-2 anos)	Os PPs estimaram os custos de O&M, com base em sua experiência em parques eólicos, embora o documento de registro do projeto no leilão público forneça evidência dos custos de O&M para o equipamento (/Ref-51/). Aluguel do terreno, custos administrativos e seguro foram considerados custos menores e também foram estimados com base na experiência dos PPs. A EOD cruzou informações do valor do custo de O&M por kWh com os dados fornecidos no website global de energia renovável ³⁷ . De acordo com o documento, os custos de O&M por kWh é igual a € 0,019/kWh. O projeto em questão apresenta R\$ 0,007/kWh para o mesmo indicado, com base na taxa de câmbio na data do leilão (2,56 BRL/EUR, em 14/12/2009) ³⁸ . Uma vez que o valor usado para construir o indicador financeiro para este projeto é menor, a EOD considera a entrada apropriada.
	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,0 mil./mês/unidade (3-5 anos)	
	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,5 mil./mês/unidade (6-10 anos)	
	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 10,2 mil./mês/unidade (11-20 anos)	
	Aluguel durante operação: 1,30% do lucro Seguro: 0,34% do custo EPC Administrativo: R\$ 318,3 mil./mês Custos totais de O&M: R\$ 1.784,5 mil. Custos totais de O&M: R\$ 0,017/kWh	

Os valores de entrada para "Coqueiros" estão relacionados abaixo:

Valores de entrada / hipóteses	Valor	Meio de validação
Capacidade instalada	27 MW	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP ³⁹ das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Nesta Portaria, o MME também descreve a capacidade instalada do projeto.

³⁷ <http://www.renewableenergyworld.com/rea/partner/first-conferences/news/article/2010/09/wind-energy-updates-o-m-summit-2010>

³⁸ <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao>

³⁹ A energia assegurada é a "garantia físicas" das centrais elétricas, que é definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e corresponde à quantidade máxima de energia e potência associadas com uma central elétrica que pode ser comercializada por meio de contratos (do glossário da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=G>).

		Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-7/.
FCP	42,96%	- Fonte: Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 (data de decisão de investimento). Disponível online em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_16.pdf (acessado em 25/06/2012). - Informações cruzadas pela EOD com /Ref-7/.
Tarifa de energia	(R\$ 150,38/MWh)	Como afirmado no resultado final do leilão realizado em 1 de dezembro de 2009 ⁴⁰ . Este é um documento oficial do CCEE. (/Ref-53/). Uma vez que o preço da energia foi definido em um processo competitivo, a EOD aceita o valor do leilão.
Custos de transmissão	R\$ 0,022/kWh (primeiro ano)	Como afirmado na Resolução da ANEEL nº 907/2009 ⁴¹
Imposto de renda	25% sobre 8% renda presumida sobre os lucros	Como definido no Decreto nº 3000/1999 - Art. 541 e 542 ⁴²
Contribuição social	9% sobre 12% renda presumida sobre os lucros	Como definido no art. 17 da Lei nº 11.727 de julho de 2008 ⁴³
PIS e COFINS	3,65% sobre os lucros	Como definido no Art. 54. e Art. 1 da "Medida Provisória 2.158-35" ⁴⁴
Custos regulatórios	ANEEL - R\$ 1,6671/kW CCEE - R\$ 0,07/MW	Como definido no Despacho nº 4.778/2008 - ANEEL. Art. 2 e Art. 3º da Lei nº 10.848/2004 ⁴⁵

⁴⁰http://www.ccee.org.br/cs/idcplg?IdcService=GET_FILE&dID=25879&dDocName=CCEE_DOC_018345&allowInterrupt=1

⁴¹http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009-Resolu%C3%A7%C3%A3o_%20Homologat%C3%B3ria_Edital03-2009_.pdf

⁴²<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/rir/L2Parte3.htm>

⁴³<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/2008/lei11727.htm>

⁴⁴http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/2158-35.htm

⁴⁵http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/10.848.htm



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Custo de investimento	EPC Total: R\$ 105.462,9 mil. Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% Aluguel durante a construção: R\$ 3,9 mil/mês Taxa Ambiental: R\$ 527,3 mil. Construção da SAC: R\$ 442,9 mil. Direto de Passagem: R\$ 96,0 mil. Aluguel durante a construção: R\$ 65,5 mil. Custos de desenvolvimento: R\$ 319,4 mil. Taxas legais e outras: R\$ 64,6 mil. Títulos (Custo das Garantias de Licitação): R\$ 1.048,2 mil. Investimento total: R\$ 108.026,8 mil. Investimento total por MW: R\$ 4.001,0 mil.	Os PPs estimaram o custo de investimento com base em sua experiência com parques eólicos. Não obstante, o documento através do qual os PPs registraram o parque eólico em questão para leilão público, realizado em dezembro de 2009, contém evidências do custo total de investimento (/Ref-50/). Neste documento, o custo de investimento informado é maior do que o usado no cálculo do indicador financeiro, que pode ser explicado pelo processo competitivo relacionado ao leilão. Também, a EOD comparou o valor do custo de investimento por MW instalado com outros projetos de parque eólico no Brasil, que foram construídos em anos recentes, como demonstrado na tabela no início da seção B. Uma vez que o custo de investimento por MW para este parque eólico fica dentro da faixa, a EOD considerou o valor do investimento como apropriado.
Custo de O&M	Custos de Operação e Manutenção: R\$ 3,5 mil./mês/unidade (0-2 anos) Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,0 mil./mês/unidade (3-5 anos) Custos de Operação e Manutenção: R\$ 7,5 mil./mês/unidade (6-10 anos) Custos de Operação e Manutenção: R\$ 10,2 mil./mês/unidade (11-20 anos) Aluguel durante operação: 1,30% do lucro Seguro: 0,34% do custo EPC Administrativo: R\$ 286,5 mil./mês Custos totais de O&M: R\$	Os PPs estimaram os custos de O&M, com base em sua experiência em parques eólicos, embora o documento de registro do projeto no leilão público forneça evidência dos custos de O&M para o equipamento (/Ref-50/). Aluguel do terreno, custos administrativos e seguro foram considerados custos menores e também foram estimados com base na experiência dos PPs. A EOD cruzou informações do valor do custo de O&M por kWh com os dados fornecidos no website global de energia renovável⁴⁶. De acordo com o documento, os custos de O&M por kWh é igual a € 0,019/kWh. O projeto em questão apresenta R\$ 0,006/kWh para o mesmo indicado, com base na taxa de câmbio na data do leilão (2,56 BRL/EUR, em 14/12/2009)⁴⁷. Uma vez que o valor usado para construir o indicador financeiro para este projeto é menor, a EOD considera a entrada apropriada.

⁴⁶ <http://www.renewableenergyworld.com/rea/partner/first-conferences/news/article/2010/09/wind-energy-updates-o-m-summit-2010>

⁴⁷ <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao>



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

	1.589,4 mil. Custos totais de O&M: R\$ 0,016 mil./kWh	
--	--	--

Depreciação e outros itens não monetários relacionados à atividade do projeto, que foram deduzidos da receita bruta sobre a qual o imposto é calculado, foi adicionado de volta aos lucros líquidos para fins de cálculo da TIR do projeto. A taxação não foi incluída como uma despesa no cálculo da TIR.

Os valores de entrada usados em toda análise de investimentos eram válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento tomada pelo participante do projeto. Além disso, os documentos que suportam os valores de entrada são considerados autênticos e confiáveis e refletem os dados do projeto. A equipe de validação validou o momento da tomada de decisão de investimento e a consistência e adequação dos valores de entrada com este momento.. Também foi validado que os valores de entrada listados tinham sido aplicados de forma consistente em todos os cálculos. Os participantes do projeto forneceram versões de planilhas de toda a análise de investimentos. Todas as fórmulas usadas nessa análise estavam legíveis e todas as células relevantes visíveis e desprotegidas.

c) Uma vez que o projeto ainda não iniciou sua operação, não há relatórios financeiros relacionados a sua operação ou aos participantes do projeto para serem analisados. Sendo assim, a análise de investimento pode ser baseada nas estimativas e outras evidências fornecidas pelos PPs e cruzadas pela EOD. Além disso, não há relatórios de viabilidade relacionados ao projeto ou a comunicados públicos oficiais.

d) Avaliação de exatidão da computação: O BVC verificou todas as fórmulas em todas as planilhas apresentadas pelo proponente do projeto. A avaliação envolve a verificação da entrada dos dados obtidos de cotação/documentos, a adoção de princípios de contabilidade corretos e exatidão aritmética. A BVC verificou a cotação/documentos e certificou-se de que a entrada correta tinha sido obtida no custo e projeções do projeto. Os princípios de contabilidade adotados para calcular a depreciação, imposto, custos foram considerados corretos. A exatidão aritmética também foi considerada correta. O princípio adotado pelos participantes do projeto para cálculo da TIR do projeto está em conformidade com a "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos" emitida pela CE. Com base no acima, a TIR do capital próprio foi mais baixa em comparação com o benchmark. No entanto, a conclusão foi verificada submetendo as hipóteses críticas a variações razoáveis.

e) Análise de sensibilidade: As Diretrizes para Avaliação da Análise de Investimento requer que a robustez da conclusão obtida seja comprovada por meio de uma análise de sensibilidade, variando as hipóteses críticas até uma variação razoável ($\pm 10\%$). Para confirmar a solidez da análise de investimentos, os participantes do projeto apresentaram uma análise de sensibilidade variando os parâmetros mais importantes: (i) aumento das receitas, o que cobre a tarifa de energia e produção de energia, (ii) redução nos custos de investimento do projeto e (iii) redução nos custos de O&M. As variações em questão parecem ser maiores do que aquelas enfrentadas por um típico parque eólico.

A análise de sensibilidade confirmou que a atividade do projeto não é financeiramente atraente, pois a taxa interna de retorno do projeto é menor que o benchmark em todos os cenários analisados. A análise de sensibilidade está disponível na tabela 6 do DCP versão 5.

Conclusão:

TIR do Projeto – 5,55% (termos reais), para “Araras” como definido na /Ref-40/

TIR do Projeto – 3,49% (termos reais), para “Buriti” como definido na /Ref-40/

TIR do Projeto – 6,56% (termos reais), para “Garças” como definido na /Ref-40/

TIR do Projeto – 4,32% (termos reais), para “Cajucôco” como definido na /Ref-40/

TIR do Projeto – 5,74% (termos reais), para “Coqueiros” como definido na /Ref-40/

Benchmark do DCP – 13,23% (termos reais)

A avaliação econômica do projeto foi conduzida de acordo com as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” /Ref-F/ e assim, é considerada válida. Com base no referido, o BVC concluiu que a atividade de projeto enfrenta uma restrição de investimentos de modo que a TIR do projeto é menor que o retorno do benchmark e continuará a permanecer adicional até mesmo nas condições mais otimistas (com base na análise de sensibilidade), e assim, a equipe de validação concluiu que a atividade do projeto é adicional e não é um caso de atividade normal. O registro no MDL ajudaria os PPs a superar a melhorar o caso de investimento descrito acima.

As SEs BQA 1 a 3 e SACs BQA 1 a 4 foram emitidas e foram satisfatoriamente resolvidas e encerradas. Consulte o Apêndice A.

A equipe de validação, com base no resultado da avaliação realizada pelo especialista financeiro contratado, confirma pelo presente que as hipóteses subjacentes são apropriadas e que os cálculos financeiros estão corretos.

A atividade de projeto proposta é menos atraente do ponto de vista econômico ou financeiro do que pelo menos uma das outras alternativas aceitáveis e realistas. Uma análise comparativa de investimentos é conduzida e considerada apropriada.

O Bureau Veritas Certification confirma que as hipóteses subjacentes para a análise de investimentos são apropriadas e que os cálculos financeiros estão corretos.

3.9.4. Análise de barreiras (127)

Nenhuma análise de barreira foi apresentada no DCP versão 5.

3.9.5. Análise da prática comum (130)

O passo 4 da análise de adicionalidade no DCP versão 5 foi preparado de acordo com os parágrafos 6(b) e 47 da última versão da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Versão 06.0.0):

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

Os PPs escolheram uma abordagem conservadora: a faixa (+-50% da capacidade instalada) foi feita levando em consideração a menor capacidade instalada de cada central elétrica (27 MW) para o valor de faixa de “- 50%” e o total combinado de capacidade instalada dos cinco WPPs (147 MW) para a faixa de “+ 50%”. Portanto, a faixa aplicável é 13,5 MW – 220,5 MW.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável calculada no Passo 1, que a atividade do projeto proposta, e entraram em operação comercial antes da data de início do projeto. Anotar seus números N_{aj}. As atividades de projeto do MDL registradas e as atividades dos projetos submetidos à validação não devem ser incluídos no passo:

- Produção: A ferramenta de adicionalidade define geração como “bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (e.g. clínquer, iluminação, cozinha residencial)”. Portanto, no caso do projeto, a geração considerada é a eletricidade renovável gerada pelas centrais eólicas interligadas à rede.

- Área geográfica: Os PPs escolheram o estado do Ceará como área geográfica devida as seguintes considerações:

1. O Brasil possui 6 regiões climáticas distintas – validado com:

<http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/monografias/GEBIS%20-%20RJ/Elementos%20de%20Geografia%20e%20Cartografia%20para%20o%20Agente%20de%20Estatistica.pdf> (acessado em 21/06/2012).

Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados à implementação de centrais eólicas, pois os eventos meteorológicos têm forte influência no regime eólico. Como citado por VESELKA, o clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica, desde o sistema de geração, transmissão e distribuição de eletricidade até a demanda de consumo de energia. Validado com:

http://www.agiweb.org/geotimes/auq08/article.html?id=feature_electricity.html (acessado em 21/06/2012).

2. A região nordeste do Brasil é a região com maior potencial eólico. Validado com:

Atlas Brasileiro de Energia da ANEEL – 2008.

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/EdicaoLivros2009atlas.cfm> (acessado em 21/06/2012).

3. No Brasil, os desenvolvedores de projetos interligados à rede de transmissão ou distribuição pagam uma taxa denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (TUST ou

TUSD). Esta tarifa varia de acordo com o estado ao qual a central elétrica está interligada. Validado com:

http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1573 (acessado em 21/06/2012).

4. Cada estado possui uma agência ambiental específica responsável pela determinação das normas técnicas necessárias para obter todas as licenças ambientais, com as normas regionais e processo administrativo distinto estabelecido por cada região estadual. Validado com:

Resolução CONAMA nº 237 datada de 19 de dezembro de 1997. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html> (acessado em 21/06/2012) e <http://www.protocolodemontreal.org.br/eficiente/sites/protocolodemontreal.org.br/pt-br/site.php?secao=publicacoes&pub=240> (acessado em 21/06/2012).

De acordo com o DCP, N_{all} é 12.

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

Projetos PROINFA foram excluídos. Isso significa que os projetos que receberam incentivos financeiros do governo federal por meio do programa PROINFA foram considerados diferentes.

PROINFA: Programa nacional que oferece incentivos (financeiros, contratuais e regulatórios) para a implementação de centrais elétricas que utilizam fontes de combustível alternativas (fontes de biomassa renovável, fontes eólicas e fontes hidrelétricas de pequeno porte). Esta atividade de projeto particular não recebe benefícios do PROINFA.

PROINFA é um programa do governo federal que define tarifas "feed-in" para investimentos em energias renováveis não convencionais como biomassa, pequena hidrelétrica e energia eólica⁴⁸. Além das atraentes tarifas feed-in, o PROINFA oferece um pacote especial do BNDES e um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) de 20 anos com a Eletrobrás, empresa estatal. Os CCVEs assinados com a Eletrobrás garantem aos investidores pelo menos 70% da eletricidade contratada pela duração geral do CCVE.

Sendo assim, o programa oferece um mecanismo importante para proteger os investidores contra as oscilações da disponibilidade eólica e condições do mercado⁴⁹, que são substancialmente diferentes daquelas identificadas para esta atividade de projeto.

Verificação cruzada em:

<http://www.eletrobras.com/ELB/main.asp?Team={B38770E4-2FE3-41A2-9F75-DFF25AF92DED}#Relação de Empreendimentos Contratados e Extratos dos Contratos e Termos Aditivos Celebrados>. (acessado em 21/06/2012).

Devido ao novo marco regulatório (iniciado em março de 2004), somente projetos iniciados após março de 2004 serão considerados semelhantes à atividade do projeto proposta. O

⁴⁸ Fonte: Portaria 45 do MME, de 30 de março de 2004, página 01 (artigo 2 - Anexo II).

⁴⁹ <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/programa/resolproinfa.pdf>. Acessado em 21/06/2012)

modelo atual foi estabelecido em 2004 pelas Leis nº 10.847 e 10.848, datadas de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, datado de 30 de julho de 2004.

Cruzado com:

http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/historia?_afzLoop=178260797596000&_afzWindowMode=0&_afzWindowId=iskmu63e7_182#%40%3F_afzWindowId%3Diskmu63e7_182%26_afzLoop%3D178260797596000%26_afzWindowMode%3D0%26_adf.ctrl-state%3Diskmu63e7_198 (acessado em 21/06/2012).

Este website do CCEE oferece as seguintes informações:

“2004: O governo federal define a base para um novo modelo regulatório. Com relação à venda de energia, uma das maiores alterações foi a criação de ambientes para duas relações contratuais: a “regulada” e a “livre”.

Visto que 12 WPPs de N_{all} são PROINFA. Portanto, $N_{diff} = 12$.

Passo 4: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representativo da participação das plantas que utilizam tecnologia similar à usada na atividade do projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade que a atividade do projeto proposta:

Tendo em vista o acima exposto, $N_{diff} = 12$ e portanto, o projeto não é prática comum.

Os PPs apresentaram uma planilha (/Ref-54/) com a análise da prática comum completa, como descrito acima.

As informações apresentadas no DCP e na planilha de prática comum foram cruzadas pela EOD com:

(1) ANEEL - EXPANSÃO DO FORNECIMENTO DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE - centrais eólicas (versão: maio de 2012)
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2&idiomaAtual=0> (acessado em 21/06/2012).

(2) UNEP-RISOE MDL Pipeline – disponível online em: <http://cdmpipeline.org> (acessado em 21/06/2012).

(3) banco de dados online da ANEEL de todas as centrais elétricas em operação no Brasil: disponível online em: <http://www.aneel.gov.br/15.htm> (acessado em 21/06/2012).

(4) Website da UNFCCC/MDL: <http://cdm.unfccc.int> (acessado em 21/06/2012).

O Bureau Veritas Certification confirma pelo presente que a atividade de projeto do MDL proposta não é prática comum.

Concluindo, como demonstrado de acordo com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”, a atividade de projeto do MDL proposta é adicional.

3.10. Plano de monitoramento (133)

O projeto usa a metodologia de monitoramento “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” ACM0002 versão 13.

Os passos realizados para avaliar se as medidas de monitoramento descritas no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto são descritos abaixo.

Uma vez que esta atividade de projeto refere-se a um projeto de energia eólica totalmente novo, de acordo com a ACM0002 v.13.0.0, os dois parâmetros principais que serão monitorados são: “ $EG_{\text{facility},y}$ ” (quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela central/unidade do projeto à rede no ano y) e “ $EF_{\text{grid},CM,y}$ ” (fator de emissão da margem combinada de CO_2 para a geração de energia interligada à rede no ano y usando a mais recente “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”).

O último parâmetro (“ $EF_{\text{grid},CM,y}$ ”) será monitorado “*ex-post*” com base nos valores emitidos periodicamente pela AND brasileira, enquanto $EG_{\text{facility},y}$ (quantidade de eletricidade líquida fornecida pelo projeto à rede no ano y), será monitorada da seguinte maneira:

A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através dos medidores de energia localizado na subestação Aracaú II (eletricidade líquida) e na subestação Papagaios (eletricidade bruta). As informações serão continuamente monitoradas e registradas mensalmente. Consulte a “Figura 15 - Diagrama detalhando os pontos de medição do projeto” do DCP versão 5 para uma descrição dos pontos de medição (eletricidade bruta e líquida).

A medição da energia alimentada na rede será realizada de acordo com as exigências do ONS (Operador Nacional do Sistema) em “Procedimentos de Rede – Submódulos 12.2 e 12.4” Disponível em:

http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf e

[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/F0716AC45FC23A2B83257945005B1E58/\\$file/Submodulo%2012.4_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/F0716AC45FC23A2B83257945005B1E58/$file/Submodulo%2012.4_Rev_2.0.pdf?openelement)
(acessado em 21/12/2012).

A frequência de calibração dos medidores é de dois anos (máximo) conforme estabelecido no submódulo 12.3 do Procedimento de Rede do ONS.

http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.3_Rev_1.1.pdf (acessada em 21/12/2012).

As informações serão cruzadas usando as evidências documentadas da distribuidora de energia local ou da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A CCEE é uma agência independente que gerencia a comercialização de energia no Brasil e mantém os registros oficiais da energia vendida (<http://www.ccee.org.br>).

Como pode ser observado na figura 15 do DCP versão 5, a conexão com a rede nacional (ponto de fornecimento) será na subestação Acaraú II. É aqui que o $EG_{\text{facility},y}$ será medido.

O plano de monitoramento engloba o cálculo da energia líquida e bruta do projeto devido ao fato de que mais de um WPP está conectado à mesma linha de transmissão antes que esta linha de transmissão chegue até a subestação onde a energia produzida por esta atividade de

projeto é fornecida ao SIN (na subestação Acaraú II). Consulte a figura 15 do DCP versão 5. Este plano de monitoramento permite o cálculo da energia líquida de cada WPP conectado à mesma linha de transmissão. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estabeleceu o procedimento que precisa ser seguido nestes casos: Procedimento de Rede, Submódulo 12.6, disponível em:

http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.6_Rev_1.0.pdf (acessado em 21/12/2012).

De acordo com o parágrafo 5.9 do Procedimento de Rede do ONS, Submódulo 12.6, o cálculo da energia líquida de cada central elétrica que compartilha a linha de transmissão precisa ser feito da seguinte maneira:

Para calcular a energia líquida do projeto, é necessário calcular uma contribuição de cada central elétrica que compartilha a linha de transmissão ($U\%$); este fator é calculado com a seguinte equação:

$$U_{\%} \Big|_{y=1 \rightarrow n} = \frac{U_y}{\sum_{i=1}^n U_i} \times 100$$

Onde:

$U_{\%} \Big|_{y=1 \rightarrow n}$ = Contribuição da central elétrica “y” no ponto de fornecimento
 U_y = Energia bruta da central elétrica “y” medido na saída do parque eólico (MWh)
 $\sum_{i=1}^n U_i$ = Soma da geração de todas as centrais elétricas na saída de cada parque eólico (MWh).

O valor de $EG_{facility,y}$ é calculado considerando a contribuição da central elétrica e a energia medida no ponto de fornecimento; os dados são calculados usando a seguinte equação:

$$EG_{facility,y} = \frac{U_{\%,y}}{100} * EG_{DP}$$

Onde:

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y (MWh/ano)
 $U_{\%,y}$ = Contribuição da central elétrica “y” no ponto de fornecimento (calculado através da equação seguinte).
 EG_{DP} = Energia líquida medida no ponto de fornecimento de energia.

A EOD confirma que esta abordagem é apresentada no DCP versão 5 está de acordo com o Procedimento de Rede do ONS, submódulo 12.6, como outro procedimento nacional para calcular a eletricidade líquida gerada por cada central elétrica que compartilha a mesma linha de transmissão.

A EOD avaliou a viabilidade do plano de monitoramento comparando a estrutura de monitoramento com a metodologia ACM0002 13.0.0, exigências da CCEE e do ONS, e também as práticas comuns para o monitoramento de energia, observados em outros projetos de parque eólico no Brasil.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Referindo-se às discussões de aplicabilidade da metodologia na seção 3.8.1 acima, a equipe de validação considera que a metodologia de monitoramento é aplicável ao projeto.

O Bureau Veritas confirma que o plano de monitoramento está em conformidade com as exigências da metodologia, incluindo a(s) ferramenta(s) aplicável(eis), as medidas de monitoramento descritas no plano de monitoramento são viáveis no contexto da concepção do projeto e os participantes do projeto são capazes de implementar o plano de monitoramento descrito.

3.11. Impactos ambientais (137)

Os participantes do projeto conduziram uma análise dos impactos ambientais da atividade do projeto proposta, incluindo os impactos transfronteiriços.

Os participantes do projeto realizaram uma análise dos impactos ambientais e um Estudo de Impacto Ambiental foi preparado de acordo com os procedimentos exigidos pela parte anfitriã /Ref-9/ a /Ref-13/.

De acordo com a legislação brasileira, três licenças ambientais são necessária. A primeira licença a ser emitida pelo processo é a LP (Licença Preliminar), seguida da LI (Licença de Construção) e finalmente, a LO (Licença de Operação).

A atividade do projeto obteve as duas primeiras licenças de cada uma das cinco plantas:

WPP Araras: Licença Preliminar LP 180/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 23/10/2009 e Licença de Construção 100/2011 – COPAM NUCAM – Secretaria Estadual do Meio Ambiente (SEMACE) de 11/03/2011 (/Ref-14/ e /Ref-15/).

Garças: Licença Preliminar LP 178/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 23/10/2009 e Licença de Construção 574/2010 – COPAM NUCAM – Secretaria Estadual do Meio Ambiente (SEMACE) de 20/10/2011 (/Ref-16/ e /Ref-17/).

Buriti: Licença Preliminar LP 177/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 07/10/2009 e Licença de Construção 724/2010 – COPAM NUCAM – Secretaria Estadual do Meio Ambiente (SEMACE) de 04/10/2010 (/Ref-18/ e /Ref-19/).

Coqueiros: Licença Preliminar LP 172/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 11/09/2009 e Licença de Construção 572/2010 – COPAM NUCAM – Secretaria Estadual do Meio Ambiente (SEMACE) de 20/10/2011 (/Ref-20/ e /Ref-21/).

Cajucôco: Licença Preliminar LP 173/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 23/10/2009 e Licença de Construção 723/2010 – COPAM NUCAM – Secretaria Estadual do Meio Ambiente (SEMACE) de 04/10/2010 (/Ref-22/ e /Ref-23/).

O Bureau Veritas Certification confirma que os participantes do projeto conduziram uma análise dos impactos ambientais e um Estudo de Impacto Ambiental de acordo com os procedimentos exigidos pela parte anfitriã.

3.12. Consulta pública local (140)

Os participantes do projeto concluíram o processo de consulta pública local e as medidas necessárias para envolver os atores e solicitar comentários para a atividade do projeto proposta.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

O PP solicitou os comentários dos atores locais sobre a atividade do projeto. As cartas foram enviadas para:

- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais - FBOMS
- Ministério Público Federal
- Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará
- Ministério Público do Estado do Ceará
- Câmara Municipal de Acaraú
- Secretaria Municipal do Meio Ambiente de Acaraú
- Prefeitura Municipal de Acaraú
- Câmara Municipal de Itarema
- Secretaria Municipal de Turismo, Cultura, Pesca e Meio Ambiente de Itarema
- Prefeitura Municipal de Itarema
- ONG ISBET - Instituto Brasileiro Pró Educação, Trabalho e Desenvolvimento. Filial de Fortaleza

Cópias das cartas e avisos de recebimento (A/R) foram dados à EOD durante a visita ao local **/Ref-55/**.

Ao analisar as cartas enviadas aos atores locais, a EOD pôde validar que a atividade do projeto é descrita de uma maneira que permite aos atores locais entender a atividade do projeto.

A EOD também pôde validar que o PP solicitou comentários dos atores locais que poderiam ser razoavelmente considerados relevantes à atividade de projeto do MDL proposta, visto que as cartas de solicitação de comentários foram enviadas a todos os atores locais prescritos pelo segundo parágrafo do artigo 3 da Resolução 7 da AND brasileira:
http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf.

Foi concedido tempo razoável para que os atores locais respondessem às solicitações de comentários sobre o projeto: foram enviadas cartas aos atores locais em julho de 2011 e a validação começou apenas em 15 de novembro de 2011 (<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/index.html>) Sendo assim, o PP cumpre com a Resolução 7 da AND brasileira: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf (que define que as cartas aos atores locais devem ser enviadas com 15 dias de antecedência do início da validação).

De acordo com a seção E.2 do DCP versão 5, dois comentários de atores locais foram recebidos. (**/Ref-56/** e **/Ref-57/**). A EOD pôde validar que os participantes do projeto consideraram quaisquer comentários recebidos e e descreveram este processo no DCP, observando a seção E.3 do DCP versão 5 e por meio da análise **/Ref-58/**.

O Bureau Veritas Certification confirma que os comentários relevantes para a atividade do projeto proposta foram solicitados dos atores locais, a Síntese dos comentários recebidos, como apresentada no DCP, está completa, os participantes do projeto levaram em consideração todos os comentários recebidos e descreveram este processo no DCP.

4. COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONGS

O DCP que utiliza a metodologia ACM0002, versão 12 foi hospedado na web na UNFCCC para comentários dos atores internacionais, de acordo com as exigências do MDL. O projeto foi disponibilizado na web de 15/11/2011 a 14/12/2011.

Nenhum comentário foi recebido durante esse período.

5. PARECER DA VALIDAÇÃO

O Bureau Veritas Certification realizou uma validação do Parque eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil, que está localizado nos municípios de Acaraú e Itarema, estado do Ceará, Brasil. A validação foi realizada com base nos critérios da UNFCCC para o MDL e nos critérios do país anfitrião, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto.

A validação consistiu nas três fases seguintes: i) uma análise feita no escritório do documento de concepção do projeto e documentos gerais adicionais, ii) entrevistas de acompanhamento com os atores do projeto; iii) a solução de questões pendentes e a emissão da opinião e relatório final da validação.

O projeto aplica corretamente a metodologia consolidada de linha de base e monitoramento ACM0002 versão 13 e usa a mais recente "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade".

Com a construção de cinco centrais eólicas na região nordeste do Brasil, o projeto provavelmente resultará em reduções das emissões de GEE que são reais, mensuráveis e proporcionará benefícios de longo prazo para a mitigação da mudança climática. Fica demonstrado que o projeto não é um cenário de linha de base provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são, assim, adicionais a qualquer outra que ocorreria na ausência da atividade do projeto.

Considerando que o projeto seja implementado e mantido como projetado, é provável que ele atinja as reduções de emissão anuais estimadas de 209.452 tCO₂e durante os sete anos do seu primeiro período de obtenção de créditos renovável.

A análise do documento de concepção do projeto e as entrevistas de acompanhamento subsequentes forneceram ao Bureau Veritas Certification evidências suficientes para determinar que os critérios estabelecidos foram atendidos. Em nosso parecer, o projeto atende a todas as exigências pertinentes da UNFCCC para o MDL e a todos os critérios pertinentes do país anfitrião. O Bureau Veritas Certification solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto do MDL.



Sr. Diego Serrano
Revisor técnico interno
04/07/2012



Sr. Guilherme Lefevre
Líder da Equipe
04/07/2012



6. REFERÊNCIAS

Documentos da categoria 1:

Documentos fornecidos pelos participantes do projeto diretamente relacionados ao componentes de GEE do projeto.

- /1/ DCP versão 2 (GSC) da atividade de projeto do MDL: "Parque eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil", datado de "outubro de 2011".
- /2/ DCP versão 3 da atividade de projeto do MDL: "Parque eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil", datado de 26/04/2012.
- /3/ DCP versão 4 da atividade de projeto do MDL: "Parque eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil", datado de 30/05/2012
- /4/ MME: Portaria no. 563 de 10 de junho de 2010 (Portaria 563 do MME, 10/06/2010) – Autorização do Ministério de Minas e Energia do WPP Araras.
- /5/ MME: Portaria no. 566 de 15 de junho de 2010 (Portaria 566 do MME, 15/06/2010) – Autorização do Ministério de Minas e Energia do WPP Garças.
- /6/ MME: Portaria no. 562 de 10 de junho de 2010 (Portaria 562 do MME, 10/06/2010) – Autorização do Ministério de Minas e Energia do WPP Buriti.
- /7/ MME: Portaria no. 579 de 17 de junho de 2010 (Portaria 579 do MME, 17/06/2010) – Autorização do Ministério de Minas e Energia do WPP Coqueiros.
- /8/ MME: Portaria no. 615 de 06 de julho de 2010 (Portaria 615 do MME, 06/07/2010) – Autorização do Ministério de Minas e Energia do WPP Cajucôco.
- /9/ Estudo de Impacto Ambiental do WPP Araras – da : Ambiental Consultoria e Projetos Ltda.
- /10/ Estudo de Impacto Ambiental do WPP Garças – da : Ambiental Consultoria e Projetos Ltda.
- /11/ Estudo de Impacto Ambiental do WPP Buriti – da : Ambiental Consultoria e Projetos Ltda.
- /12/ Estudo de Impacto Ambiental do WPP Coqueiros – da : Ambiental Consultoria e Projetos Ltda.
- /13/ Estudo de Impacto Ambiental do WPP Cajucôco – da : Ambiental Consultoria e Projetos Ltda.
- /14/ Licença Ambiental Preliminar (LP) Araras. LP 180/2009 – COPAM-NUCAM-SEMACE
- /15/ Licença de Instalação (LI) Araras. Li 100/2011 – COPAM-NUCAM-SEMACE
- /16/ Licença Ambiental Preliminar (LP) Garças. LP 178/2009 – COPAM-NUCAM-SEMACE
- /17/ Licença de Instalação (LI) Garças. Li 574/2010 – COPAM-NUCAM-SEMACE
- /18/ Licença Ambiental Preliminar (LP) Buriti. LP 177/2009 – COPAM-NUCAM-SEMACE
- /19/ Licença de Instalação (LI) Buriti. Li 724/2010 – COPAM-NUCAM-SEMACE
- /20/ Licença Ambiental Preliminar (LP) Coqueiros. LP 172/2009 – COPAM-NUCAM-SEMACE



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /21/ Licença de Instalação (LI) Coqueiros. Li 572/2010 – COPAM-NUCAM-SEMACE
- /22/ Licença Ambiental Preliminar (LP) Cajucôco. LP 573/2009 – COPAM-NUCAM-SEMACE
- /23/ Licença de Instalação (LI) Cajucôco. Li 723/2010 – COPAM-NUCAM-SEMACE
- /24/ Descrição técnica do WPP Araras, preparada por Antônio Tomaz Barbosa Campos, engenheiro elétrico, CREA – CE No 3982.
- /25/ Descrição técnica do WPP Garças, preparada por Antônio Tomaz Barbosa Campos, engenheiro elétrico, CREA – CE No 3982.
- /26/ Descrição técnica do WPP Buriti, preparada por Antônio Tomaz Barbosa Campos, engenheiro elétrico, CREA – CE No 3982.
- /27/ Descrição técnica do WPP Coqueiros, preparada por Antônio Tomaz Barbosa Campos, engenheiro elétrico, CREA – CE No 3982.
- /28/ Descrição técnica do WPP Cajucôco, preparada por Antônio Tomaz Barbosa Campos, engenheiro elétrico, CREA – CE No 3982.
- /29/ Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) “CER Nº 29/09 PRODUTO 2012, entre o WPP Araras e a CCEE, datado de 08/09/2010
- /30/ Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) “CER Nº 32/09 PRODUTO 2012, entre o WPP Garças e a CCEE, datado de 08/09/2010
- /31/ Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) “CER Nº 30/09 PRODUTO 2012, entre o WPP Buriti e a CCEE, datado de 08/09/2010
- /32/ Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) “CER Nº 31/09 PRODUTO 2012, entre o WPP Coqueiro e a CCEE, datado de 08/09/2010
- /33/ Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) “CER Nº 80/09 PRODUTO 2012, entre o WPP Cajucôco e a CCEE, datado de 08/09/2010
- /34/ Resolução nº 08 da AND brasileira – CIMGC, datada de 26/05/2008.
- /35/ Planilha de cálculo das RCEs (versão 1) “Acarau I_Emission reduction 11.10.11.xls
- /36/ Planilha de cálculo das RCEs (versão 2) “Acarau I_Emission reduction 19.03.12.xls
- /37/ Números obtidos do website da AND brasileira para os valores de fator de emissão OM e BM para 2010: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora> (acessado em 22 de junho de 2012)
- /38/ Planilha de cálculo da TIR (análise financeira), versão 1
- /39/ Planilha de cálculo da TIR (análise financeira), versão 2
- /40/ Planilha de cálculo da TIR (análise financeira), versão 3
- /41/ Website da UNFCCC: Pesquisa de ciclo de projeto>Validação <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/ZK9XVXREJ21D0M4V6QW1MY7PTBN1F/view.html> (acessado em 22 de junho de 2012)
- /42/ Carta de consideração prévia dos PPs para a AND brasileira (de 14/06/2010)
- /43/ Carta da AND brasileira aos PPs confirmando a comunicação de consideração prévia (de 16/06/2010).
- /44/ Carta de consideração prévia dos PPs para a UNFCCC (de 14/06/2010)

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /45/ Planilha de cálculo de benchmark do CMPC (versão 1) "WACC. Benchmark. F 05 DOE.xlsx"
 - /46/ Planilha de cálculo de benchmark do CMPC (versão 2) "WACC ElectricGen_2009.07.xlsx"
 - /47/ Formulário EPE (empresa de pesquisa energética do MME) do WPP Araras com dados (técnicos e financeiros) necessários para a participação no Leilão de Energia de Dezembro de 2009. Assinado por representante legal em 25/06/2009.
 - /48/ Formulário EPE (empresa de pesquisa energética do MME) do WPP Garças com dados (técnicos e financeiros) necessários para a participação no Leilão de Energia de Dezembro de 2009. Assinado por representante legal em 25/06/2009.
 - /49/ Formulário EPE (empresa de pesquisa energética do MME) do WPP Buriti com dados (técnicos e financeiros) necessários para a participação no Leilão de Energia de Dezembro de 2009. Assinado por representante legal em 25/06/2009.
 - /50/ Formulário EPE (empresa de pesquisa energética do MME) do WPP Coqueiros com dados (técnicos e financeiros) necessários para a participação no Leilão de Energia de Dezembro de 2009. Assinado por representante legal em 25/06/2009.
 - /51/ Formulário EPE (empresa de pesquisa energética do MME) do WPP Cajucôco com dados (técnicos e financeiros) necessários para a participação no Leilão de Energia de Dezembro de 2009. Assinado por representante legal em 25/06/2009.
 - /52/ Portaria 16 do Ministério de Minas e Energia (MME), datada de 25/11/2009 (/Ref-52/), onde o MME define a energia assegurada/FCP das centrais elétricas que desejam participar do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009.
 - /53/ Resultados do Leilão de Energia LER-2009 de 14/12/2009 – obtidos junto ao website da CCEE.
 - /54/ Planilha de prática comum (versão 1).
 - /55/ Cópias das cartas e comprovante de recebimento (A/R) da comunicação com os atores locais
 - /56/ Comentário nº. 01 do ator local
 - /57/ Comentário nº. 02 do ator local
 - /58/ Apresentação em Power Point da NGO ISBET sobre as atividades sociais desta atividade de projeto
 - /59/ DCP versão 5 da atividade de projeto do MDL: "Parque eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil", datado de 03/07/2012
-

Documentos da categoria 2:

Documentos de suporte relacionados à concepção e/ou metodologias empregadas na concepção ou outros documentos de referência.

- /A/ Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, emitido pelo Conselho Executivo do MDL em sua 65ª reunião em 25/11/2011



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /B/ Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas, versão 01, EB 48 - ANEXO 11.
- /C/ Metodologia de monitoramento e de linha de base consolidada e aprovada ACM0002: "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 13.0.0.
- /D/ Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 02.2.1.
- /E/ Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, versão 06.0.0.
- /F/ Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos – Ver.05.0, EB62 Anexo 05.
- /G/ Glossário de termos do MDL, versão 06.
- /H/ Diretrizes para demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL, versão 04, EB 62 - ANEXO 13.
- /I/ Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - Formulário do Documento de Concepção do Projeto para atividades de projeto do MDL (-MDL-PDD) versão 04.1.
- /J/ Diretrizes para o preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto (versão 01.0).

Pessoas entrevistadas:

Pessoas entrevistadas durante a validação ou pessoas que contribuíram com outras informações e que não estão incluídas nos documentos relacionados acima:

Energimp S.A. (PP)

- /1/ Fábio Correa Gerente de projetos
- /2/ Sílvia Renata H.M. de Oliveira Gerente ambiental

PWC (consultor)

- /3/ Perla Casella Assessor da empresa

EQAO (outro consultor)

- /4/ Ana Paula Veiga Gerente de projetos

**7. CURRICULA VITAE DOS MEMBROS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO DA EOD**

Sr. Guilherme Lefevre	Bureau Veritas Certification, Brasil	Líder de equipe, verificador líder de mudança do clima, Guilherme Lefevre é formado em Direito com experiência em Programas de GEE, tanto compulsório quanto voluntário. Guilherme tem vasta experiência no desenvolvimento e análise de projetos de MDL, VCS, Carbono Social e CCBS. Tem mestrado em Ciência Ambiental (Universidade de São Paulo). Guilherme treinou como auditor líder nos campos de meio ambiente (ISO 14001) e GGE – gases de efeito estufa.
Sra. Flavia Resende	Bureau Veritas Certification, Brasil	Membro da equipe, verificador líder de mudança do clima. Flavia Resende tem experiência em projetos de MDL desde 2002. Possui Mestrado em Política e Planejamento Urbano e Ambiental pela Universidade Tufts (Boston, MA, EUA) e MBA e Gestão Ambiental pela UFRJ (Rio de Janeiro, RJ, Brasil). Atualmente, atua como verificadora no Bureau Veritas Brasil.
Sr. Bernardo Aleksandravicious	Bureau Veritas Certification, Brasil	Especialista financeiro Bernardo Aleksandravicious é formado em Administração de Empresas com uma experiência muito expressiva na avaliação de novos projetos nos setores elétrico e de tecnologia; Analista de investimentos com foco nos setores de varejo e consumo, tecnologia e telecomunicação para diversas empresas no Brasil.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Sr. Antonio Vinicius Pimpão Gomes	Bureau Veritas Certification, Brasil	Especialista financeiro Antonio Vinicius Pimpão é formado em Engenharia Industrial e tem MBA pela Coppead/UFRJ Escola de Negócios com experiência anterior em avaliação econômica de projetos totalmente novos no setor elétrico, assim como em projetos relacionados a energia renovável e conservação de energia.
Sr. Diego Serrano	Bureau Veritas Certification, Brasil	Revisor técnico, verificador líder de mudança do clima. Diego Serrano é engenheiro florestal formado pela ESALQ/USP Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz. Universidade de São Paulo, Diego possui mestrado em Planejamento de Sistema Energético com resíduos florestais pela UNICAMP (Universidade Estadual de Campinas). Suas habilidades incluem coordenação e elaboração do DCP nos escopos 1, 4, 13 e 14. Possui qualificação como verificador líder para projetos de gases de efeito estufa e ISO 14001:2004.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

APÊNDICE A: PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO DO PROJETO DE MDL

Tabela 1 Exigências de validação baseadas no PVV versão 02.0 (CE 65 Anexo 4), PS versão 01.0 (CE 65 Anexo 5), PCP versão 02.0 (CE 66 Anexo 64), e Diretrizes para o preenchimento do formulário do DCP versão 01.0 (CE 66 Anexo 8)

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
Parte I Capa					
(a) O título da atividade do projeto é fornecido?	DCP		Sim: "Parque eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil"	OK	OK
(b) O número da versão do DCP está indicado?	DCP		Sim: Versão: 02	OK	OK
(c) A data de conclusão do DCP é dada no formato DD/MM/AAAA?	DCP		No: SE 1: Na seção A.1 do DCP versão 2, forneça a data do documento no seguinte formato: DD/MM/AAAA.	SE 1	OK
(d) Os participantes do projeto estão indicados?	DCP		Sim: <u>Participantes do projeto:</u> 1. Energimp S.A. (Grupo IMPSA) 1. Nova Eolica Araras S.A. 2. Nova Eolica Garças S.A. 3. Nova Eolica Buriti S.A. 4. Nova Eolica Coqueiro S.A. 5. Nova Eolica Cajucôco S.A.	OK	OK
(e) A(s) parte(s) anfitriã(s) está (estão) indicada(s)?	DCP		Sim: <u>Partes:</u> Brasil	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
(f) O Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s) estão indicados?	DCP		Sim: Escopo setorial 1 "Setores de energia" (fontes renováveis/não renováveis) / ACM 0002 — "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis".	OK	OK
(g) A quantidade estimada de reduções médias anuais de emissões de GEE está indicada?	DCP		Sim. A quantidade estimada da média anual 209.452tCO ₂ e	OK	OK
Parte II DCP				OK	OK
A. Descrição da atividade do projeto				OK	OK
A.1 Objetivo e descrição geral da atividade do projeto				OK	OK
A.1.1 É dada uma breve descrição da atividade do projeto, incluindo um resumo do escopo de atividades / medidas que precisam ser implementadas na atividade do projeto?	DCP PP	31(b)	Sim: <u>Descrição resumida:</u> Esta Atividade de Projeto do MDL realizada pela Energimp S.A. (IMPESA Energy-Brazil) consiste na instalação de 5 parques eólicos no estado do Ceará, com 98 turbinas eólicas e uma capacidade energética instalada total de 147 MW. A capacidade instalada de cada parque eólico é: - Central Eólica Araras (30 MW)	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Central Eólica Garças (30 MW) - Central Eólica Buriti (30 MW) - Central Eólica Coqueiro (27 MW) - Central Eólica Cajucôco (30 MW) O objetivo do projeto é a geração de energia renovável a ser incorporada à Rede Nacional Brasileira, substituindo o consumo de combustível fóssil e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa (GEE).		
A.1.2 O cenário existente é anterior ao início do cenário da linha de base e do projeto indicado?	DCP		<u>Cenário existente antes do início ou do projeto:</u> Nenhuma informação fornecida. <u>Cenário presente:</u> Nenhuma informação fornecida. <u>Cenário da linha de base:</u> Nenhuma informação fornecida. SAC 2: Na seção A.2 do DCP versão 2, o PP não fornece informações a respeito de (1) o cenário existente antes do início do Projeto, (2) o cenário atual e (3) o cenário da	SAC 2	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			linha de base. Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07).		
A.1.3 Ele explica como a atividade de projeto reduzirá as emissões de GEE ou aumentar a remoções de GEE?	PP	31(c)	Sim: O objetivo do projeto é a geração de energia renovável a ser incorporada à Rede Nacional Brasileira, substituindo o consumo de combustível fóssil e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa (GEE).	OK	OK
A.1.4 São dados a média anual e o total de reduções de emissões de GEE para o período de obtenção de créditos escolhido?	DCP		Sim. A quantidade estimada de média anual é 209.452tCO ₂ e e o total para o período de obtenção de créditos escolhido é 1.466.164tCO ₂ e.	OK	OK
A.1.5 É dada uma breve descrição de como a atividade do projeto contribui para o desenvolvimento sustentável?	DCP		SE 2: Favor fornecer maiores informações na seção A.2 do DCP versão 2 a respeito de como o projeto contribuirá ao desenvolvimento sustentável. Além disso, o PP lista (na seção A.2 do DCP versão 2) sete dos benefícios mais proeminente da atividade do projeto. No entanto, não é claro como esses sete benefícios serão atingidos. Por exemplo: como o projeto “melhorará as condições gerais de habitação na região” e	SE 2 SE 3	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			“contribuirá ao fortalecimento do desenvolvimento econômico da região” através de crescimento na infraestrutura, etc. SE 3: Na seção A.2 do DCP versão 2, favor fornecer evidência para que a EOD possa validar o número de empregos que é esperado a ser gerado com a atividade do projeto.		
A.1.6 Para determinar se a descrição da atividade do projeto proposta no DCP é exata, completa e oferece um entendimento da atividade de projeto do MDL proposta, a EOD conduziu uma visita ao local para avaliar o projeto? Em caso negativo, por favor, justifique.	PVV	65	Sim. A visita ao local foi realizada em 17/01/2012 ao local da construção das cinco centrais eólicas e ao escritório dos PPs em 19/01/2012.	OK	OK
A.1.7 Para todas as outras atividades de projeto do MDL não citadas no PVV, parágrafos 65-66, a EOD realizou a validação da descrição do projeto revisando as concepções e estudos de viabilidade disponíveis e deve conduzir a análise comparativa com projetos equivalentes, como apropriado.	PVV	67	Sim.	OK	OK
A.1.8 Se a atividade de projeto do MDL proposta envolver a alteração de uma instalação ou processo existente, a descrição do projeto menciona claramente as diferenças resultantes da atividade do projeto em comparação com a	PVV	68	Não se aplica.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
situação pré-projeto?					
A.2 Local da atividade do projeto					
A.2.1 A(s) parte(s) anfitriã(s) está (estão) indicada(s)?	DCP		Sim: <u>Partes:</u> Brasil	OK	OK
A.2.2 A região/estado/província, etc., estão indicados?	DCP		Sim: <u>Estado:</u> Estado do Ceará	OK	OK
A.2.3 O município/cidade/comunidade, etc., estão indicados?	DCP		Sim: <u>Municípios:</u> - Central Eólica Araras, Central Eólica Garças, Central Eólica Buriti e Central Eólica Coqueiro: Município de Aracaú. - Central Eólica Cajucôco: Município de Itarema.	OK	OK
A.2.4 São dados os detalhes do local físico da atividade do projeto?	DCP		Sim, as seguintes Coordenadas do Sistema de UTM são fornecidas no DCP versão 2: - Central Eólica Araras: 390288(L) e 9683825(N) - Central Eólica Garças: 390807(L) e 9683823(N)	SE 4 SAC 3	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Central Eólica Buriti: 390982(L) e 9681219(N) - Central Eólica Coqueiro: 390982(L) e 9681219(N) - Central Eólica Cajucôco: 393910(L) e 9677639(N) SE 4: Favor fornecer a evidência documentada para que a EOD possa validar as coordenadas geográficas dos WPPs conforme mencionado na seção A.4.1.4 do DCP versão 2. SAC 3: Na seção A.4.1.4 do DCP versão 2, os textos nos mapas são ilegíveis.		
A.3 Tecnologias e medidas					
A.3.1 Existe uma lista e arranjo das principais tecnologias de fabricação/produção, sistemas e equipamentos envolvidos?	DCP		Sim: 5 parques eólicos - cada um com um total de 98 turbinas eólicas, cada uma com potência instalada de 1,5 MW cada. O PP fornece uma tabela com a capacidade instalada e o número de turbinas de cada	SE 5 SE 6 SE 7 SE 8	OK

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			um dos 5 parques eólicos. A capacidade instalada das centrais elétricas e o número de turbinas eólicas teve a referência cruzada pelo: (1) website da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) (banco de dados online da ANEEL): http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp (acessado em 25/01/2012). (2) Autorizações do Ministério de Minas e Energia (MME) dos 5 WPPs para instalar os WPPs e se tornarem produtores independentes de energia: PIE – Produtor Independente de Energia: - Araras: Portaria MME Nº 563 de 10/06/2010. - Garças: Portaria MME Nº 566 de 15/06/2010. - Buriti: Portaria MME Nº 562 de 10/06/2010. - Coqueiro: Portaria MME Nº 579 de 17/06/2010 - Cajucôco: Portaria MME Nº 615 de 06/07/2010.		

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			O PP também fornece o Fator de Capacidade da Planta de cada central elétrica. O FCP foi definido pela Garrad Hassan Iberica SLU (GH). O PP forneceu a seguinte evidência: - Estudo para Determinar a Produção Energética do Parque Eólico Araras – pela Garrad Hassam. Documento número 100952/ZR/03 de 31/03/2010 - Estudo para Determinar a Produção Energética do Parque Eólico Garças – pela Garrad Hassam. Documento número 100952/ZR/04 de 31/03/2010 - Estudo para Determinar a Produção Energética do Parque Eólico Buriti – pela Garrad Hassam. Documento número 100952/ZR/05 de 31/03/2010 - Estudo para Determinar a Produção Energética do Parque Eólico Coqueiro – pela Garrad Hassam. Documento número 100952/ZR/06 de 28/07/2010 - Estudo para Determinar a Produção Energética do Parque Eólico Cajucôco –		

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			pela Garrad Hassam. Documento número 100952/ZR/07 de 31/03/2010 SE 5: Favor explicar a diferenças entre os valores do FCP mencionado em A.4.3 do DCP versão 2 e os valores mencionados nos Estudos para Determinar a Produção Energética pela Garrad Hassam (seção 6.4 de relatório). O PP também fornece uma tabela contendo as principais características das turbinas eólicas que serão utilizadas. A EOD usou as seguintes evidências para validar as principais características das turbinas eólicas conforme descritas na seção A.4.3 do DCP versão 2: - AEROGERADOR IV-70 / IV-77 / IV-82 – Descrição Técnica nº. 9000-00-25-MD8802. SE 6: Favor fornecer o Projeto de Engenharia Básica de cada um dos 5 WPPs. Quatro parques eólicos serão interligados a uma subestação chamada “Subestação Papagaio”). São eles: os parques eólicos		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			Araras, Garças, Buriti e Coqueiros. Um parque eólico (Cajucôco) será integrado à Subestação Cajucôco. Além disso, a eletricidade gerada pelo Parque Eólico Cajucôco é transmitida à Subestação Papagaio. SE 7: Na seção A.4.3 do DCP versão 2, favor esclarecer onde a eletricidade que é despachada à rede pelas cinco parque eólicos será medida. Em outras palavras, favor explicar onde o parâmetro $EG_{facility,y}$ do projeto será medido. SE 8: Na seção A.4.3 do DCP versão 2, favor utilizar a nomenclatura “Fator de Capacidade da Planta” ao invés de “Fator de Capacidade”. Isso estará em conformidade com EB48 ANN 11. Também, a força nominal das turbinas é expressa em “MV” invés do correto “MW”. O PP também cita que a rede elétrica do projeto é NIS (abreviação em inglês de: Sistema Interligado Nacional. Em português: (Sistema Interligado Nacional – SIN). Isso segue as delineações da AND brasileira. Com verificação cruzada pela EOD em:		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			Resolução AND nº 8, de 26/05/2008, que adota um sistema único como definição de um sistema elétrico de projeto no Sistema Interligado Nacional para os propósitos da atividade de projeto do MDL (http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24833.pdf).		
A.3.1.1 A descrição inclui informações sobre a idade e vida útil média do equipamento, com base nas especificações do fabricante e padrões do setor, e as capacidades existentes e previstas, fatores e eficiências?	DCP		SAC 6: Na seção A.4.3 do DCP versão 2, o PP não forneceu uma descrição de (1) a idade e vida útil média dos equipamentos com base nas especificações do fabricante e padrões industriais, (2) eficiências e (3) equipamentos de monitoramento e sua localização nos sistemas. Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM).	SAC 6	OK
A.3.1.2 A descrição inclui os equipamentos de monitoramento e seus locais nos sistemas?	DCP		Consulte o item A.3.1.1 acima.		
A.3.2 A atividade de projeto apresentada inclui a vazão de energia e mássica e equilíbrios de sistemas e equipamentos?	DCP		Sim.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
A.3.3 São apresentados os tipos e níveis de serviços prestados pelos sistemas e equipamentos sendo modificados e/ou instalados na atividade do projeto e sua relação (se houver) a outros equipamentos e sistema de manufatura/produção fora do limite do projeto?	DCP		Não há relação.	OK	OK
A.3.4 A descrição explica claramente de como os mesmos tipos e níveis de serviços oferecidos pela atividade do projeto teriam sido oferecidos no cenário da linha de base?	DCP		O cenário da linha de base é fornecido pela metodologia para projetos totalmente novos.	OK	OK
A.3.5 É apresentada uma lista das instalações, sistemas e equipamentos em operação no cenário existente antes da implementação da atividade do projeto?	DCP		Consulte o item A.3.1	OK	OK
A.3.6 O cenário da linha de base apresenta uma lista das instalações, sistemas e equipamentos?	DCP		Consulte o item A.3.1	OK	OK
A.3.7 Está incluída uma descrição de como as tecnologias e medidas e conhecimento a serem usados serão transferidos à(s) parte(s) anfitriã(s)?	DCP		SAC 4: Na seção A.4.3 do DCP (versão 2), o PP não informa se tecnologia segura para o meio-ambiente, e o know-how, é transferida às Parte(s) anfitriã(s). Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07).	SAC 4	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
A.4 Parte(s) e participante(s) do projeto					
A.4.1 As seguintes informações são apresentadas em formato tabular?					
A.4.1.1 Lista de participantes do projeto e partes	DCP		<u>Participantes do projeto:</u> 1. Energimp S.A. (Grupo IMPSA) 2. Nova Eolica Araras S.A. 3. Nova Eolica Garças S.A. 4. Nova Eolica Buriti S.A. 5. Nova Eolica Coqueiro S.A. 6. Nova Eolica Cajucôco S.A. <u>Partes:</u> Brasil	OK	OK
A.4.1.2 Identificação da Parte anfitriã	DCP		<u>Partes:</u> Brasil	OK	OK
A.4.1.3 Indicação sobre se a Parte deseja ser considerada como participante do projeto	DCP		A Parte não deseja ser considerada como participante do projeto.	OK	OK
A.5 Financiamento público da atividade do projeto					

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
A.5.1 Está indicado se a atividade do projeto recebe financiamento público das Partes do Anexo I?	DCP		De acordo com o DCP, não existe financiamento público das Partes no Anexo I envolvidas nesta atividade do projeto.	OK	OK
A.5.2 Em casos de envolvimento de financiamento público das Partes no Anexo I, são dadas as seguintes informações? (a) Informações sobre as partes que fornecem financiamento público (b) Anexo no Apêndice 2: a afirmação obtida de tais Partes de que tal financiamento não representa um desvio da assistência oficial de desenvolvimento e de que é separado e não conta como obrigações financeiras dessas Partes	PP	34	Nenhum financiamento público foi usado.	OK	OK
B. Aplicação da metodologia aprovada de linha de base e monitoramento selecionada					
B.1 Referência da metodologia					
B.1.1 A(s) metodologia(s) selecionada(s) está (estão) indicada(s) com a referência exata (número, título e versão)?	DCP		Sim: - Metodologia aprovada consolidada ACM0002: "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis". (Versão 12.1.0) Consulte o item B.1.2 abaixo.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.1.2 As metodologias de linha de base e monitoramento selecionadas pelos participantes do projeto são as versões válidas daquelas aprovadas pelo Conselho Executivo?	PVV	70	- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (Versão 05.2.1) - Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (Versão 02.2.1) SAC 8: Na seção B.1 do DCP versão 2, as versões mencionadas da metodologia aplicável (ACM0002) e da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” não são as últimas versões disponíveis. Isso deve ser revisado em todo o DCP, conforme necessário	SAC 8	OK
B.1.3 Há outras ferramentas e metodologias indicadas pela metodologia selecionada?	DCP		- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (Versão 05.2.1) - Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (Versão 02.2.1) Consulte a SAC 8 acima.	SAC 8	OK
B.1.4 Foram aplicadas orientações e/ou esclarecimentos específicos dados pelo Conselho com relação à metodologia aprovada e outras ferramentas aplicáveis?	PVV	71	Sim, a seguinte orientação foi aplicada: DIRETRIZES PARA PREENCHIMENTO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP) E NOVAS	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			METODOLOGIAS PROPOSTAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 7). Methguide 35: Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga da planta. Regguide04: Diretrizes para a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL.		
B.1.5 Existe qualquer desvio ou esclarecimento exigido para a metodologia aprovada?	PVV	78-81	Não se aplica.	OK	OK
B.2 Aplicabilidade da metodologia					
B.2.1 A metodologia de linha de base e monitoramento selecionada é aplicável à atividade do projeto e a versão selecionada é válida no momento do envio da atividade de projeto proposta para registro?	PVV	73-75	Sim: ACM0002	OK	OK
B.2.2 A atividade de projeto atende a cada condição de aplicabilidade da metodologia aprovada ou outros componentes metodológicos mencionados na metodologia?	DCP PVV	76	SAC 9: Na seção B.2 do DCP versão 2, o PP não discute todas as condições de aplicabilidade em conformidade <u>com a nova versão</u> da ACM0002 versão 12.2.0. Também, em B.2, a seguinte frase não está correta: “Essa atividade do projeto é a instalação de uma central elétrica eólica de 147 MW de capacidade instalada.”	SAC 9	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.3 Limite do projeto					
B.3.1 As fontes de emissão e GEEs estão inclusos no limite do projeto para o cálculo das emissões do projeto e emissões da linha de base descritas usando a tabela fornecida?	DCP		Sim. As fontes de gases de efeito estufa e de emissão que são incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostradas em formato de tabela.	OK	OK
B.3.2 É apresentado um fluxograma do limite do projeto delineando fisicamente a atividade do projeto?	DCP		SAC 10: Na seção B.3 do DCP versão 2, a respeito do fluxograma, o diagrama não descreve o variáveis de monitoramento da atividade do projeto. Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) SE 9: Na seção B.3 do DCP versão 2, favor delinear no fluxograma, a localização do ponto de medição (por exemplo, uma subestação) de onde se mede a energia que é despachada à rede pelo Projeto. Ou seja, favor fornecer claramente no diagrama onde o variável de monitoramento do projeto: "EG_{facylity,y}" será medido	SAC 10 SE 9	OK
B.3.3 O fluxograma inclui os equipamentos, sistemas e	DCP		SE 29: Favor incluir na seção B.3 do DCP, a delineação do limite do projeto, incluindo a	SE 29	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
vazões de massa e energia descritos? Em particular, as fontes de emissões e GEEs estão incluídas no limite do projeto e os parâmetros de dados a serem monitorados estão indicados no diagrama?	PVV	82	identificação de todos os locais, processos e equipamentos, inclusive equipamentos secundários e processos associados como logística etc		
B.4 Determinação e descrição do cenário da linha de base					
B.4.1 É dada uma explicação sobre como o cenário da linha de base mais plausível é identificado de acordo com a metodologia da linha de base selecionada?	DCP PVV	89	A ACM0002 v12.1 prescreve o cenário da linha de base para plantas totalmente novas.	OK	OK
B.4.2 Ao estabelecer o cenário da linha de base e quando "emissões antropogênicas futuras das fontes estão previstas para aumentar acima dos níveis devido a circunstâncias específicas da parte anfitriã", os participantes do projeto seguem as "Diretrizes sobre a consideração da demanda suprimida nas metodologias de MDL"?	PP	42	A ACM0002 v12.1 prescreve o cenário da linha de base para plantas totalmente novas.	OK	OK
B.4.3 A metodologia aprovada que é selecionada pela atividade de projeto do MDL proposta prescreve o cenário da linha de base e, portanto, nenhuma outra análise é necessária?	PVV	113, 115	Sim. A ACM0002v12.2 prescreve o cenário da linha de base	OK	OK
B.4.4 Se não, o DCP identifica alternativas confiáveis para a atividade do projeto a fim de determinar o cenário da linha de base mais realista?	PVV	114	Não se aplica.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.4.5 A lista de alternativas dada no DCP garante que: (a) Uma das opções a atividade do projeto realizada sem estar registrada como uma atividade de projeto do MDL proposta (b) A lista contém todas as alternativas plausíveis (c) As alternativas estão em conformidade com todas as leis aplicáveis	PVV	114	Não se aplica.	OK	OK
B.4.6 Algum procedimento contido na metodologia para identificar o cenário da linha de base mais razoável foi corretamente aplicado?	DCP PVV	89	Sim, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova unidade/central elétrica renovável interligada à rede (planta totalmente nova), o cenário da linha de base foi identificado corretamente de acordo com a ACM0002 ver.11. Neste projeto, a eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico.	OK	OK
B.4.7 A linha de base está identificada para a atividade de projeto do MDL proposta, definida como o cenário que representa de forma razoável as	PVV	88	Sim, o cenário da linha de base é identificado em conformidade com a metodologia relevante (ACM0002, versão	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
emissões antropogênicas por fontes de GEEs que ocorreriam na ausência da atividade de projeto do MDL proposta?			12.2). Veja o item B.4.6 acima.		
B.4.8 A metodologia selecionada exige o uso de ferramentas (como a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” e a “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade”) para determinar o cenário da linha de base?	PVV	89	Não.	OK	OK
B.4.9 A metodologia exige a consideração de vários cenários alternativos para a identificação do cenário da linha de base mais razoável?	PVV	90	Não.	OK	OK
B.4.10 Os documentos e fontes presentes no DCP estão corretamente citados e interpretados e são comparados com outras fontes verificáveis e confiáveis, como o parecer de um especialista local, se disponível?	DCP PVV	91	Não se aplica. O cenário da linha de base é fornecido pela ACM002v12.2	OK	OK
B.4.11 O DCP fornece uma descrição do cenário da linha de base identificado, incluindo uma descrição da tecnologia que seria empregada e/ou das atividades que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta?	PVV	92	Não se aplica. O cenário da linha de base é fornecido pela ACM002v12.2	OK	OK
B.4.12 Todas as exigências aplicáveis do MDL foram levadas em consideração na identificação do cenário da linha de base para a atividade de projeto proposta?	PVV	93	Não se aplica. O cenário da linha de base é fornecido pela ACM002v12.2	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.4.13 As políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais (tipo E+ ou E-), como iniciativas de reforma setorial, disponibilidade local de combustível, planos de expansão do setor de energia e a situação econômica no setor do projeto foram levadas em consideração?	PVV	93	Não se aplica. O cenário da linha de base é fornecido pela ACM002v12.2.	OK	OK
B.4.14 É dada uma descrição transparente do cenário da linha de base?	DCP		Consulte a tabela 2 (SAC 2 e SAC 5).	SAC 2 SAC 5	OK
B.5 Demonstração de adicionalidade					
B.5.1 A atividade do projeto é demonstrada como adicional de acordo com a(s) metodologia(s) selecionada(s)?	DCP		Sim, o PP escolheu uma análise de investimentos (análise de benchmark) de acordo com a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade para explicar e justificar como e porque a atividade do projeto é adicional e não representa uma atividade do projeto financeira/economicamente atraente.	OK	OK
B.5.2 Onde o procedimento na(s) metodologia(s) selecionada(s) e/ou ferramenta envolve diversos passos, está descrito como cada passo é aplicado e o resultado de cada passo está claramente documentado?	DCP		Sim.	OK	OK
B.5.3 O método selecionado para demonstrar a adicionalidade está claramente indicado?	DCP		Sim. O PP escolheu uma análise de benchmark para realizar uma análise de investimentos. Nenhuma análise de barreira foi inclusa.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.5.4 Se a análise de investimentos é usada:					
B.5.4.1 Todas as hipóteses e parâmetros relevantes são usados na análise em questão?	DCP		Consulte a SE CL BQA 01, CL BQA 02 e SAC BQA 01 e SAC BQA 02.	SE CL BQA 01 CL BQA 02 SAC BQA 01 SAC BQA 02.	OK
B.5.4.2 A versão mais recente das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos" é aplicada?	PVV	118	Sim. "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos" versão 5.	OK	OK
B.5.4.3 A atividade do projeto é um dos seguintes casos com relação à análise de investimentos:	PVV	119	Veja abaixo.	-	-
B.5.4.3.1 A atividade de projeto proposta não produziria outros benefícios econômicos ou financeiros além da renda relacionada ao MDL;	PVV	119(a)	Não se aplica	OK	OK
B.5.4.3.2 A atividade de projeto proposta é menos atraente do ponto de vista econômico ou financeiro do que pelo menos uma das outras alternativas aceitáveis e realistas;	PVV	119(b)	Não se aplica.	OK	OK
B.5.4.3.3 Os retornos financeiros da atividade de projeto proposta seriam insuficientes para justificar o investimento exigido.	PVV	119(c)	Sim. O PP demonstrou na planilha que os retornos financeiros da atividade de projeto do MDL proposta são insuficientes para	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			justificar o investimento necessário.		
B.5.4.4 A exatidão dos cálculos financeiros realizados para a análise de investimentos foi verificada da seguinte maneira:	PVV	120			
B.5.4.4.1 Determinar a adequação do indicador financeiro selecionado pelos participantes do projeto e conduzir uma avaliação minuciosa de todos os parâmetros e hipóteses usados no cálculo de tais indicadores financeiros, e determinar a exatidão e adequação desses parâmetros usando as evidências disponíveis e aplicando sem conhecimento nas práticas contábeis relevantes.	PVV	120(a)	Sim.	OK	OK
B.5.4.4.2 Cruzar os parâmetros com fontes de terceiros ou fontes publicamente disponíveis, como faturas ou índices de preços	PVV	120(b)	<u>SAC BQA 03</u> – Apresentar todas as evidências para apoiar os seguintes valores de entrada para cada central elétrica. Assegure-se que todas as informações e evidências têm como base as informações relevantes disponíveis no momento da decisão de investimento e não as informações disponíveis em um ponto anterior ou posterior. Apresente as datas de cada evidência.	SAC BQA 03 SAC BQA 04	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			For Araras: - Taxa cambial: 1.744; - N° de unidades: 20; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 67.125; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% - Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 5,7/mês; - Taxa Ambiental: USD 335,6; - Construção da SAC: USD 281,93; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 97,48; - Custos de desenvolvimento: USD 203,5		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Taxas legais e outras: USD 41,2; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 677,64; - Fator da Planta: 51,25%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 12 Unidades; - Geração de Energia (P50): 134,68 GWh/ano; - Lotes Leilão Energia (Contrato): 105,12 GWh/ano - p - Perdas por ano: 2,24%; - Disponibilidade 1o ano: 98% - Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD 2,0/mês/unidade;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD 4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro; - Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 182,52/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão) : USD 3,753/MW/mês; - Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês (1º anos)		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês (3º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês (5º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00% sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros; - Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			<i>cálculo para imposto de renda;</i> - <i>Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda > \$R 240.000 (USD 137,61);</i> - <i>Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD;</i> - <i>Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL;</i> - <i>COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais;</i> - <i>PIS: : 0,65% sobre os lucros totais;</i> - <i>Taxa ANEEL: 0,50%;</i> - <i>Benefício ANEEL: USD 192,33/KW;</i> - <i>ANEEL: USD 0,96/KW;</i> - <i>ANEEL: USD 28,85/ano</i> - <i>CCEE: USD 0,04 /MWh;</i>		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos Para Garças: - Taxa cambial: 1.744; - N° de unidades: 20; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 66.868; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% - Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 5,7/mês; - Taxa Ambiental: USD 334,3;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Construção da SAC: USD 280,84; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 97,48; - Custos de desenvolvimento: USD 203,46; - Taxas legais e outras: USD 41,15; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 667,83; - Fator da Planta: 53,16%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 13 Unidades; - Geração de Energia (P50): 139,69 GWh/ano; - Lotes Leilão Energia (Contrato): 113,88 GWh/ano; - p - Perdas por ano: 2,24%; - Disponibilidade 1o ano: 98%		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD 2,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD 4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro; - Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 182,52/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês (1º anos) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês (3º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês (5º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00%		

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros; - Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda; - Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda > \$R 240.000 (USD 137,61); - Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD; - Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL; - COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais; - PIS: : 0,65% sobre os lucros totais; - Taxa ANEEL: 0,50%; - Benefício ANEEL: USD 192,33/KW;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- ANEEL: USD 0,96/KW; - ANEEL: USD 28,85/ano - CCEE: USD 0,04 /MWh; - ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos Para Buriti: - Taxa cambial: 1.744; - N° de unidades: 20; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 67.061; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50%		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 2,2/mês; - Taxa Ambiental: USD 335,3; - Construção da SAC: USD 281,66; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 37,53; - Custos de desenvolvimento: USD 203,46; - Taxas legais e outras: USD 41,15; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 649,48; - Fator da Planta: 49,50%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 11 Unidades; - Geração de Energia (P50): 130,09 GWh/ano;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Lotes Leilão Energia (Contrato): 96,36 GWh/ano; - p - Perdas por ano: 2,24%; - Disponibilidade 1o ano: 98% - Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD 2,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD 4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 182,52/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês; - Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês (1º anos) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês (3º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês		



QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			(5^o ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00% sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros; - Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda; - Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda > \$R 240.000 (USD 137,61); - Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD; - Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais; - PIS: : 0,65% sobre os lucros totais; - Taxa ANEEL: 0,50%; - Benefício ANEEL: USD 192,33/KW; - ANEEL: USD 0,96/KW; - ANEEL: USD 28,85/ano - CCEE: USD 0,04 /MWh; - ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos Para Coqueiros: - Taxa cambial: 1.744;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- N° de unidades: 18; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 60.472; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% - Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 2,2/mês; - Taxa Ambiental: USD 302,4; - Construção da SAC: USD 253,98; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 37,53; - Custos de desenvolvimento: USD 183,12 - Taxas legais e outras: USD 37,04; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 601,04;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Fator da Planta: 51,03%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 11 Unidades; - Geração de Energia (P50): 120,71 GWh/ano; - Lotes Leilão Energia (Contrato): 96,36 GWh/ano; - p - Perdas por ano: 2,24%; - Disponibilidade 1o ano: 98% - Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD 2,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro; - Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 164,27/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês; - Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês (1º anos) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			(3^o ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4^o ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês (5^o ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00% sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros; - Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda; - Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda > \$R 240.000		



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			(USD 137,61); - Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD; - Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL; - COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais; - PIS: : 0,65% sobre os lucros totais; - Taxa ANEEL: 0,50%; - Benefício ANEEL: USD 192,33/KW; - ANEEL: USD 0,96/KW; - ANEEL: USD 25,96/ano; - CCEE: USD 0,04 /MWh; - ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			Para Cajucôco: - Taxa cambial: 1.744; - N° de unidades: 20; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 70.946; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% - Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 1,7/mês; - Taxa Ambiental: USD 354,7; - Construção da SAC: USD 297,98; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 29,24;		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Custos de desenvolvimento: USD 203,46; - Taxas legais e outras: USD 41,15; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 678,37; - Fator da Planta: 45,01%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 12 Unidades; - Geração de Energia (P50): 118,29 GWh/ano - Lotes Leilão Energia (Contrato): 105,12 GWh/ano - p - Perdas por ano: 2,24%; - Disponibilidade 1o ano: 98% - Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			2,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD 4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro; - Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 182,52/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês; - Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			(1^o anos) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2^o ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês (3^o ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4^o ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês (5^o ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00% sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros;		



QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda; - Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda > \$R 240.000 (USD 137,61); - Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD; - Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL; - COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais; - PIS: : 0,65% sobre os lucros totais; - Taxa ANEEL: 0,50%; - Benefício ANEEL: USD 192,33/KW; - ANEEL: USD 0,96/KW; - ANEEL: USD 28,85/ano		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- CCEE: USD 0,04 /MWh; - ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos SAC BQA 04 - Fornecer os contratos EPC para todos as centrais elétricas relacionadas à atividade do projeto que o PP menciona ao DCP e a Planilha de Análise de investimentos.		
B.5.4.4.3 Analisar, conforme apropriado, os relatórios de viabilidade, anúncios públicos e relatórios financeiros anuais relacionados à atividade de projeto proposta e aos participantes do projeto	PVV	120(c)	Consulte a SAC BQA 03.	SAC BQA 03	SAC BQA 03
B.5.4.4.4 Avaliar a exatidão dos cálculos realizados e documentados pelos participantes do projeto; e	PVV	120(d)	Consulte SAC BQA 03 e SAC BQA 04.	SAC BQA 03 SAC BQA 04	SAC BQA 03 SAC BQA 04
B.5.4.4.5 Avaliar, onde aplicável, a análise de sensibilidade feita pelos participantes do projeto para determinar em que condições	PVV	120(e)	Sim.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
ocorrerem variações no resultado e a probabilidade dessas condições.					
B.5.4.5 Se a análise de benchmark é usada:					
B.5.4.5.1 O benchmark está claramente indicado?	DCP		Sim.	OK	OK
B.5.4.5.2 O tipo de benchmark aplicado é adequado ao tipo de indicador financeiro apresentado?	PVV	121(a)	Sim.	OK	OK
B.5.4.5.3 Os prêmios de risco aplicados na determinação do benchmark refletem os riscos associados ao tipo ou atividade de projeto?	PVV	121(b)	Sim.	OK	OK
B.5.4.5.4 É razoável supor que nenhum investimento seria feito a uma taxa de retorno menor do que o benchmark?	PVV	121(c)	Não se aplica.	OK	OK
B.5.4.6 Se a comparação de custos é usada:					
B.5.4.6.1 Os cenários comparados estão descritos?	DCP		Não se aplica.	OK	OK
B.5.4.7 Se os PPs usam valores do REV:	PVV	122			
B.5.4.7.1 O REV foi a base da decisão em continuar com o investimento no projeto?	PVV	122(a)	SE BQA 03 - Os participantes do projeto têm como base os valores dos Relatórios do Estudo de Viabilidade (REV) que são aprovados pelas autoridades nacionais para as atividades de projeto do MDL propostas?	SE BQA 03	OK
B.5.4.7.2 Os valores usados no DCP e nos anexos associados estão totalmente consistentes com o REV? Se ocorrer inconsistências, a	PVV	122(b)	Consulte a SE BQA 03.	SE BQA 3	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
adequação dos valores foi validada?					
B.5.4.7.3 Com base em sua especialização local e setorial específica, é fornecida confirmação, por meio de verificação cruzada ou de outra maneira apropriada, de que os valores de entrada do REV são válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento?	PVV	122(c)	Consulte a SE BQA 03.	SE BQA 03	OK
B.5.5 Se a análise de barreiras é usada:					
B.5.5.1 As "Diretrizes para a demonstração e avaliação objetivas de barreiras" foram seguidas?	PP	48	Não se aplica. Nenhuma análise de barreira foi inclusa.	OK	OK
B.5.5.2 Está garantido que apenas as barreiras mais relevantes foram selecionadas?	DCP		Não se aplica. Nenhuma análise de barreira foi inclusa.	OK	OK
B.5.5.3 A credibilidade das barreiras está justificada com fatos e/ou hipóteses importantes e o fundamento?	DCP		Não se aplica. Nenhuma análise de barreira foi inclusa.	OK	OK
B.5.5.4 Está garantido que problemas com impacto direto sobre os retornos financeiros da atividade do projeto não são considerados como barreiras, mas avaliados pela análise de investimentos? Isso não se refere a: (a) Barreiras relacionadas a riscos (b) Barreiras relacionadas à indisponibilidade das fontes de financiamento para a atividade do projeto	PVV	125	Não se aplica. Nenhuma análise de barreira foi inclusa.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.5.5.5 As barreiras foram determinadas como reais?	PVV	126(a)	Não se aplica. Nenhuma análise de barreira foi inclusa.	OK	OK
B.5.5.6 Determinou-se que as barreiras impedem a implementação da atividade de projeto, mas não a implementação de pelo menos uma das alternativas possíveis?	PVV	126(b)	Não se aplica. Nenhuma análise de barreira foi inclusa.	OK	OK
B.5.6 Análise da prática comum					
B.5.6.1 Se o tipo de projeto é único, os participantes do projeto consideram as "Diretrizes sobre a adicionalidade de atividades de projeto únicas"?	PVV PP	128 49(a)	Não se aplica. É um projeto de grande escala.	OK	OK
B.5.6.2 Se o tipo de projeto não é único, foi realizada a análise da prática comum considerando as "Diretrizes sobre a prática comum"?	PVV PP	128 49(b)	Não se aplica. O PP conduziu a análise da prática comum de acordo com o parágrafo 6(b) e 47 da ferramenta de adicionalidade versão 6.	OK	OK
B.5.6.3 Foi avaliado se o escopo geográfico da análise da prática comum é apropriado para a avaliação relacionada à tecnologia ou tipo do setor da atividade do projeto?	PVV	129(a)	Não se aplica. O PP conduziu a análise da prática comum de acordo com o parágrafo 6(b) e 47 da ferramenta de adicionalidade versão 6.	OK	OK
B.5.6.4 Determinou-se até que ponto foram realizados na região definida projetos semelhantes e em operação que não sejam atividades de projeto do MDL?	PVV	129(b)	Não se aplica. O PP conduziu a análise da prática comum de acordo com o parágrafo 6(b) e 47 da ferramenta de adicionalidade versão 6.	OK	OK
B.5.6.5 Os projetos semelhantes e operacionais, além das atividades do projeto MDL, já são	PVV	129(c)	Não se aplica. O PP conduziu a análise da prática comum de acordo com o parágrafo	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
"amplamente observados e comumente realizados" na região definida? Foi avaliado se existem diferenças essenciais entre a atividade de projeto do MDL proposta e as outras atividades similares?			6(b) e 47 da ferramenta de adicionalidade versão 6.		
B.5.7 Consideração anterior do mecanismo de desenvolvimento limpo					
B.5.7.1 Se a data de início da atividade do projeto é anterior à data de publicação do DCP para comentários dos atores, os benefícios do MDL foram considerados necessários na decisão de realizar o projeto como uma atividade de projeto proposta?	DCP PVV	105	Sim. A data de início da atividade do projeto (de acordo com seção C.1.1) é 14/12/2009. Data de publicação do DCP para comentários dos atores: 15/11/2011.	OK	OK
B.5.7.2 A data de início da atividade de projeto, relatada no MDL, é a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou a ação real de uma atividade de projeto?	PVV	106	SE 21: A respeito da seção C.11 do DCP versão 2, favor explicar o que: "Declaração de atividades legais e formais" significa e fornecer evidência para que a EOD possa validar que nesta data em 14/12/2009 os participantes do projeto havia se <u>comprometido com gastos</u> relacionados à implementação ou relacionados à construção da atividade do projeto, em conformidade com o Glossário de Termos do MDL (versão 5).	SE 21	OK
B.5.7.3 Se a atividade do projeto requer construção,	PVV	106	Sim. O projeto é a instalação de cinco	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
modernização ou outras modificações está garantido que a data de comissionamento não é considerada como a data de início da atividade do projeto?			centrais eólicas. A data de início do projeto é 14/12/2009.		
B.5.7.4 É uma atividade de projeto com data de início em ou após 02 de agosto de 2008 ou antes de 02 de agosto de 2008?	PVV	106	É uma atividade de projeto com data de início após 02 de agosto de 2008.	OK	OK
B.5.7.5 Para uma atividade de projeto com uma data de início em ou após 02 de agosto de 2008, as seguintes provisões precisam ser atendidas:					
B.5.7.5.1 O PP informou a AND da parte anfitriã e a Secretaria da UNFCCC por escrito do início da atividade do projeto e de sua intenção em buscar status de MDL a 180 dias da data de início da atividade do projeto?	PVV	107	Data de início da validação: 15/11/2011, de acordo com: http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/index.html Data de início do projeto: 14/12/2009 (consulte o SE no item (3.w) acima. 11/06/2010: Formulário de Consideração Prévia é enviado à AND Brasileira e UNFCCC. Validado com evidência: - 14/06/2010: Aviso de Consideração Prévia recebido pela UNFCCC (em conformidade com:	SE 10 SE 11	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html SE 10: A respeito da seção B.5 do DCP versão 2, favor fornecer evidência de que a comunicação da consideração prévia fora recebida pela AND brasileira dentro de seis meses da data de início da atividade do projeto. SE 11: Na seção B.5 do DCP versão 2, favor fornecer evidência para que a EOD possa validar os 21 eventos mencionados na linha de tempo de implementação do Projeto. Se não, remova os eventos que são irrelevantes para a demonstração de consideração prévia em conformidade com EB62 ANN 13. <u>Também, favor indicar na seção B.5 do DCP qual versão da "Orientação para Demonstrar e Avaliar a Consideração Prévia do MDL" foi usada.</u>		
B.5.7.5.2 Os participantes do projeto informa a secretaria do progresso da atividade do projeto a cada dois anos após a notificação inicial, até que o DCP relacionado à atividade do projeto tenha sido publicado	PCP	9	Não se aplica.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
para consulta pública internacional ou uma nova metodologia de linha de base e monitoramento seja proposta ou uma revisão de uma metodologia aprovada de linha de base e monitoramento seja solicitada para a atividade de projeto antes da data de início?					
B.5.7.6 Para uma atividade de projeto com uma data de início em ou após 02 de agosto de 2008, os seguintes elementos precisam ser atendidos:	PVV	108			
B.5.7.6.1 São dadas evidências de ciência do MDL antes da data de início da atividade do projeto, e que os benefícios do MDL foram um fator decisivo na decisão de continuar com o projeto?	PVV	108	Não se aplica.	OK	OK
B.5.7.6.2 São dadas evidências de que foram tomadas ações contínuas e efetivas para garantir o status de MDL para a atividade do projeto proposta em paralelo com sua implementação?	PVV	108-110	Não se aplica.	OK	OK
B.5.7.6.3 A linha do tempo de implementação da atividade do projeto de MDL proposta é apresentada?	PP	28(c)	Não se aplica.	OK	OK
B.6 Reduções de emissões					
B.6.1 Explicação das escolhas metodológicas					
B.6.1.1 O DCP explica como os métodos ou passos	DCP		<u>Emissões do projeto:</u>	SAC 11	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
metodológicos na metodologia selecionada para o cálculo das emissões de projeto, emissões da linha de base, emissões das fugas e reduções das emissões são aplicados?	PVV	96	O PP apresenta e explica a equação precisa para calcular as emissões do projeto (PE_y) em conformidade com a equação (1) da ACM0002v12.2. O DCP versão 2 afirma corretamente (em conformidade com a ACM0002v12.2) que: “esta atividade do projeto eólica do MDL $PE_y = 0$.” <u>Emissões da linha de base:</u> O DCP versão 2 fornece explicações dos cálculos de linha de base em conformidade com a ACM0002v12.2, mais especificamente, equações (6) e (7) da referida metodologia . SAC 11: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, o PP afirma que: “De acordo com a ferramenta, o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada ($EF_{grid,CM}$), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação ($EF_{grid,OM}$) e da margem de construção ($EF_{grid,BM}$).” Esta afirmação não está em conformidade com a Ferramenta mencionada. Além do mais, os parâmetros	SAC 12 SE 12 SAC 13 SAC 14 SE 13	

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			mencionados na afirmação (EF_y, $EF_{grid,CM}$, $EF_{grid,OM}$ e $EF_{grid,BM}$) não são discutidos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" versão 02.2.1. SAC 12: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, na página 28, o PP menciona o "Brazil's National Interconnected". O nome correto é "Brazil's National Interconnected System". O PP fornece um link ao fator de emissão OM e fator de emissão BM 2010 conforme calculado pelos AND brasileira (últimos valores disponíveis): http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html. O mesmo link também é apresentado no Anexo 3 do DCP. No B.6.1 do DCP, o PP também discute os 6 passos necessários para calcular o fator de emissão da margem combinada, em conformidade com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" versão 02.2.1.		

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			Passo 1: O sistema interligado nacional é definido como o sistema elétrico de acordo com resolução número 8 da AND brasileira: “Resolução no. 8, de 26 de maio de 2008, que adota um sistema único como definição de um sistema elétrico do projeto no Sistema Interligado Nacional para fins da atividade de projeto do MDL”. Verificação cruzada em: “http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24833.pdf” Passo 2: SE 12: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, a respeito do Passo 2 do cálculo do fator de emissão do sistema elétrico, favor esclarecer qual opção (1 ou 2) fora escolhida. Passo 3: O método para determina o fator de emissão da margem de operação é (c) Despachar		

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			análise de dados OM, em conformidade com os cálculos feitos pela AND brasileira em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html. SAC 13: No Passo 3 do cálculo do fator de emissão na seção B.6,1 do DCP versão 2, o parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ não foi fornecido em conformidade com a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1). Passo 4: As equações precisas para calcular o fator de emissão OM são apresentadas no DCP versão 2 em conformidade com as equações prescritas pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 02.2.1.” SAC 14: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, o PP apresenta na tabela na página 31, os valores do fator de emissão OM mensais e anuais. O PP informa que: “Um fator de emissão de OM anual de despacho do ano de 2010 [é] calculado pelas autoridades brasileiras. No entanto, apenas valores OM		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			mensais são calculados pela AND brasileira. O valor anual de 0,4787 foi calculado pelo PP. Favor corrigir esta afirmação e também a “fonte da tabela”. Favor também corrigir a numeração desta tabela e <u>da tabela na página 33</u>, como não foi fornecida no formato dos padrões internacionais (por ex 1.000 representando um mil e 1,0 representando um), em conformidade com parágrafo 18 das DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS PROPOSTAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07). Passo 5: As equações precisas para calcular o fator de emissão BM são apresentadas no DCP versão 2 em conformidade com as equações prescritas pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 02.2.1.” Passo 6: O método de CM de peso ponderado (opção a) deve ser usado como a opção preferida,		

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			em conformidade com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 02.2.1.” Também, as equações precisas para calcular o fator de emissão CM são apresentadas no DCP versão 2 em conformidade com as equações prescritas pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 02.2.1.” SE 13: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, na página 34, favor fornecer o fator de emissão CM com 4 decimais após a vírgula. <u>Fugas:</u> O DCP cita corretamente que nenhuma fuga deverá ser considerada. <u>Redução de emissões:</u> A equação precisa para calcular as reduções de emissões é apresentada no DCP versão 2 em conformidade com a equação (11) da ACM0002v12.2.		
B.6.1.2 No caso de a(s) metodologia(s) incluir cenários	DCP		Consulte B.6.1.1	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
ou casos diferentes, o DCP indica e justifica os cenários ou casos que se aplicam à atividade do projeto?					
B.6.1.3 No caso de a(s) metodologia(s) oferecer opções diferentes, o DCP indica e justifica a opção escolhida para a atividade do projeto?	DCP PVV	97	Consulte o item B.6.1.1 acima.	OK	OK
B.6.1.4 Caso a(s) metodologia(s) permita(m) valores padrão diferentes, o DCP indica e justifica os valores padrão que foram escolhidos para a atividade do projeto?	DCP		Consulte o item B.6.1.1 acima.	OK	OK
B.6.2 Dados e parâmetros fixados ex-ante					
B.6.2.1 Se os dados e parâmetros não forem monitorados ao longo do período de obtenção de créditos da atividade do projeto proposta, mas já foram determinados e permanecerão fixos ao longo do período de obtenção de créditos, todas as fontes de dados e hipóteses estão: (a) Adequadas e corretas? (b) Aplicáveis à atividade de projeto do MDL proposta? (c) Resultantes em uma estimativa conservadora das reduções de emissões?	DCP PVV	98	Consulte a SAC 14 no item B.6.1.1.	OK	OK
B.6.2.2 Para cada caso ou parâmetro, são dadas tabelas de acordo com as instruções?	DCP		Consulte B.6.3	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.6.3 Cálculos ex-ante das reduções de emissões					
B.6.3.1 É apresentado um cálculo ex ante transparente das emissões do projeto, emissões da linha de base (ou, onde aplicável, cálculo direto das reduções de emissão) e emissões das fugas esperadas durante o período de obtenção de créditos, aplicando todas as equações pertinentes fornecidas pela metodologia aprovada?	DCP		<u>Emissões do projeto:</u> De acordo com a ACM0002v12.2, não há emissões do projeto. <u>Fugas:</u> De acordo com a ACM0002v12.2, não há emissões das fugas. <u>Reduções de emissões = emissões da linha de base.</u> Emissões da linha de base: $601.046 * 0,394 = 236.872$ Também consulte o item (B.6.3.2) abaixo.	OK	OK
B.6.3.2 É dada uma explicação sobre como cada equação é aplicada, de modo a permitir ao leitor reproduzir o cálculo?	DCP		SAC 16: Na seção B.6.3 do DCP versão 2, a respeito do cálculo de reduções de emissões, o PP não fornece as equações completas (6), (7) e (11) da ACM0002v12.2, inclusive a descrição dos parâmetros. Isso precisa ser apresentado em B.6.3 para o leitor conseguir reproduzir o cálculo, em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE	SAC 16 SE 14 SE 15	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS PROPOSTAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07). SE 14: A respeito da seção B.6.3 do DCP versão 2, favor explicar nessa seção o significado de: p-perdas por ano, (2) Disponibilidade e (3) perdas RB. Favor também explicar como esses valores foram definidos / calculados. Favor também use o termo "Fator de capacidade da Planta" invés de "Fator de Capacidade". SE 15: A respeito da seção B.6.3 do DCP versão 2, favor esclarecer as divergências entre os valores do FCP das centrais elétricas e o valor da "Energia Assegurada" calculado pela Agência Nacional de Energia Elétrica.		
B.6.3.3 O Apêndice 4 apresenta informações de apoio e/ou dados adicionais, incluindo as planilhas eletrônicas relevantes?	DCP		Sim. A respeito do Anexo 3, o PP fornece informações a respeito das Informações sobre a linha de base, Margem de Construção e Margem de Operação para 2010. Link para o website da AND:	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html		
B.6.3.4 É apresentada uma amostra de cálculo para cada equação usada, substituindo os valores usados nas equações?	DCP		Sim.	OK	OK
B.6.4 Síntese das estimativas ex-ante das reduções de emissões					
B.6.4.1 Os resultados de uma estimativas ex ante das reduções de emissões para todos os anos do período de obtenção de crédito são fornecido em um formato tabular?	DCP		Sim, os resultados de uma estimativas ex ante das reduções de emissões para todos os anos do período de obtenção de crédito, fornecido em um formato tabular.	OK	OK
B.7 Plano de Monitoramento					
B.7.1 Dados e parâmetros a serem monitorados					
B.7.1.1 Estão incluídas informações específicas sobre como os dados e parâmetros que precisam ser monitorados seriam de fato coletados durante o monitoramento da atividade do projeto?	DCP		SAC 17: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do parâmetro $EG_{facility,y}$ o PP também menciona $EG_{facility,h}$. Isso não está em conformidade com a ACM0002v12.2. SAC 18: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do parâmetro $EG_{facility,y}$, a “fonte dos dados” mencionada não está em conformidade com a ACM0002v12.2 SE 16: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do parâmetro $EG_{facility,y}$, favor esclarecer qual será a frequência de	SAC 17 SAC 18 SE 16 SAC 19 SE 17	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			gravação desse parâmetro/dados. SAC 19: De acordo com a ACM0002v12.2, a respeito do monitoramento do fator de emissão. O PP apenas precisa monitorar o seguinte parâmetro: $EF_{grid,CM,y}$. SE 17: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do procedimento de verificação cruzada do parâmetro $EG_{facility,y}$, favor esclarecer qual procedimento interno será seguido. Também, favor esclarecer como o PP pode assegurar que a energia vendida em um período específico também é a energia gerada e despachada à rede no mesmo período.		
B.7.1.2 Para cada dado ou parâmetro as informações estão preenchidas em formato tabular:					
B.7.1.2.1 A(s) fonte(s) de dados que será(ão) de fato usada(s) para a atividade do projeto proposta (e.g. quais estatísticas nacionais exatas). Onde várias fontes podem ser usadas, explicar e justificar quais fontes de dados devem ter preferência.	DCP		Consulte o item (B.7.1.1) acima.	OK	OK
B.7.1.2.2 É apresentada uma estimativa do dado/parâmetro que será monitorado	DCP		Sim.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
durante o período de obtenção de créditos?					
B.7.1.2.3 Onde os dados ou parâmetros deverão ser monitorados, os métodos e procedimentos de medição, normas a serem aplicadas, exatidão das medições, pessoa/entidade responsável pelas medições, e, em casos de medições periódicas, os intervalos de medição são especificados?	DCP		SAC 20: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do parâmetro $EG_{facility,y}$, o PP não especifica: (1) quais padrões industriais ou padrões nacionais ou internacionais serão aplicados, (2) quais equipamentos de medição são usados, (3) como a medição é realizada, (4) quais procedimentos de calibração são aplicados, (5) qual é a precisão do método de medição e (6) quem é a pessoa física/jurídica responsável que deve realizar as medições. Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07). SE 18: A respeito da seção B.7.2 do DCP versão 2, favor esclarecer: (1) qual norma de indústria relevante se aplica para a calibração do equipamento de medição e (2) quais procedimentos do Operador Nacional do Sistema –ONS se aplicam para medidas de monitoramento. SE 19: Na seção B.7.2 do DCP versão 2, o	SAC 20 SE 18 SE 19	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			PP afirma que: “haverá um sistema de medição no ponto de conexão (CHESF), que será instalado para medir faturamentos”. Favor explicar essa frase e fornecer informações no DCP a respeito da localização física do equipamento de medição que medirá o parâmetro EG _{facility,y} .		
B.7.1.2.4 É dada uma descrição dos procedimentos GQ/CQ incluindo os procedimentos de calibração, onde aplicável?	DCP		Por favor, consulte B.7.1.2.3	OK	OK
B.7.1.2.5 O objetivo do dado é indicado?	DCP		Sim. O cálculo das emissões da linha de base.	OK	OK
B.7.1.3 Esse plano de monitoramento tem como base a metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto do MDL?	PVV	131	Sim.	OK	OK
B.7.1.4 O plano de monitoramento contém todos os parâmetros necessários?	PVV	132(a)	Sim.	OK	OK
B.7.1.5 Os meios de monitoramento descritos no plano atendem às exigências da metodologia, inclusive da(s) ferramenta(s) aplicável (aplicáveis)?	PVV	132(a)	Sim.	OK	OK
B.7.1.6 Os arranjos de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto?	PVV	132(b)	Sim.	OK	OK
B.7.1.7 Os meios de implementação do plano de	PVV	132(b)	Sim.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
monitoramento são suficientes para assegurar que as reduções de emissões obtidas pela atividade de projeto do MDL ou dela resultantes podem ser relatadas ex post e verificadas?					
B.7.2 Plano de amostragem					
B.7.2.1 Há algum dado ou parâmetro monitorado na seção B.7.1 acima para ser determinado por uma abordagem de amostragem?	DCP		Não se aplica.	OK	OK
B.7.2.2 É dada uma descrição do plano de amostragem de acordo com a descrição recomendada de um plano de amostragem na "Padrão para amostragem e pesquisas de atividades de projeto do MDL e programa de atividades"?	DCP		Não se aplica.	OK	OK
B.7.3 Outros elementos do plano de monitoramento					
B.7.3.1 O DCP descreve a estrutura operacional e de gerenciamento que o operador do projeto irá implementar para monitorar as reduções de emissões e quaisquer efeitos de fuga, gerados pela atividade do projeto?	DCP PP	56(a)	Sim: O pessoal da planta está encarregado da manutenção e do controle e registro dos dados coletados que, por sua vez, envia dados ao gerente da planta que então fornece os dados à pessoa responsável pela preparação do MDL e pelo cálculo das reduções de emissões.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.7.3.2 As responsabilidades e os arranjos institucionais para a coleta e arquivamento dos dados estão claramente indicadas.	DCP PP	56(c)	O Gerente do MDL é responsável pelo preparo de relatórios de monitoramento e pelo cálculo das reduções de emissões.	OK	OK
B.7.3.3 O plano de monitoramento inclui provisões para garantir que os dados monitorados e exigidos para a verificação e emissão sejam mantidos e arquivos eletronicamente por dois anos após o término do período de obtenção de créditos ou a última emissão de RCEs, o que ocorrer mais tarde?	PP	56(b)	Sim, de acordo com o DCP, todos os dados coletados como parte do monitoramento devem ser arquivados eletronicamente e guardados por pelo menos 2 anos após o final do último período de obtenção de créditos. 100% dos dados devem ser monitorados. Todas as medições devem ser realizadas com equipamentos de medição calibrados de acordo com padrões relevantes do setor.	OK	OK
B.7.3.4 O plano de monitoramento inclui níveis de incerteza, métodos e o nível de precisão associado dos instrumentos de medição que serão usados para os diversos parâmetros e variáveis?	PP	56(e)	A frequência de calibração dos medidores é de dois anos (máximo) conforme estabelecido no submódulo 12.3 "Manutenção do sistema de medição para faturamento" do ONS A eletricidade total exportada para a rede será monitorada seguindo os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS que define as características técnicas e a classe de precisão (0,2% de erro máximo permissível) dos medidores de eletricidade a serem usados.	OK	OK
B.7.3.5 O plano de monitoramento inclui especificações da frequência de calibração dos equipamentos de medição?	PP	56(f)	Por favor, consulte B.7.1.2.3.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
C. Duração e período de obtenção de créditos					
C.1 Duração da atividade do projeto					
C.1.1 Data de início da atividade do projeto					
C.1.1.1 A data de início da atividade do projeto está no formato DD/MM/AAAA?	DCP		Sim. A data de início da atividade do projeto (de acordo com seção C.1.1) é 14/12/2009.	OK	OK
C.1.1.2 Ele descreve como foi determinada a data de início e fornece evidência para apoiar esta data?	DCP		SE 21: A respeito da seção C.11 do DCP versão 2, favor explicar o que: “Declaração de atividades legais e formais” significa e fornecer evidência para que a EOD possa validar que nesta data em 14/12/2009 os participantes do projeto havia se <u>comprometido com gastos</u> relacionados à implementação ou relacionados à construção da atividade do projeto, em conformidade com o Glossário de Termos do MDL (versão 5).	SE 21	OK
C.1.2 Vida útil operacional esperada da atividade do projeto					
C.1.2.1 A vida útil operacional esperada da atividade do projeto está em anos e meses?	DCP		Sim. 20 anos – 0 mês. SE 22: A respeito da seção C.1.2 do DCP versão 2, favor esclarecer e fornecer evidência documentada para que a EOD possa validar a vida útil operacional	SE 22	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			esperada da atividade do projeto.		
C.2 Período de obtenção de créditos da atividade do projeto					
C.2.1 Tipo de período de obtenção de créditos					
C.2.1.1 O tipo de período de obtenção de créditos para a atividade do projeto está definido?	DCP		Sim. 7 anos, renovável.	OK	OK
C.2.1.2 Caso um período de obtenção de créditos renovável tenha sido escolhido, ele indica se é o primeiro, segundo ou terceiro?	DCP		Sim. Este DCP se refere ao primeiro período de obtenção de créditos da atividade de projeto do MDL proposta.	OK	OK
C.2.2 Data de início do período de obtenção de créditos				OK	OK
C.2.2.1 A data de início do período de obtenção de créditos está no formato DD/MM/AAAA?	DCP		Sim. 01/01/2013	OK	OK
C.2.3 Duração do período de obtenção de créditos					
C.2.3.1 A duração do período de obtenção de créditos é dada em anos e meses?	DCP		Não se aplica.	OK	OK
D. Impactos ambientais					
D.1 Análise dos impactos ambientais					
D.1.1 É dado um resumo da análise dos impactos ambientais da atividade do projeto e referências a	DCP		Sim. Por favor, consulte o item D.2.1.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
toda a documentação relacionada?					
D.2 Estudo de Impacto Ambiental					
D.2.1 O estudo de impacto ambiental apresenta as conclusões e referências à documentação relacionada?	DCP		No D.1, o PP afirma que: “A análise do impacto ambiental para cada parque eólico foi realizada de acordo com normas nacionais e estaduais.” A EOD usou a seguinte evidência para validar a declaração acima: * Estudos de Impacto Ambiental dos cinco WPPs, preparado por uma empresa de consultoria terceirizada: Ambiental – Consultoria & Projetos Ltda. Também, o PP afirma no DCP que: “Os Estudos de Impacto Ambiental dos projetos propostos foram aprovados pela Secretária da SEMACE, então os parques eólicas obtiveram as licenças e autorizações de instalação.” A EOD usou a seguinte evidência para validar a declaração acima:	SE 23 SE 24	OK



QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Araras: LP - Licença Ambiental Prévia - LP 180/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 15/09/2009. - Garças: LP - Licença Ambiental Prévia - LP 178/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 08/10/2009. - Buriti: LP - Licença Ambiental Prévia - LP 177/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 07/10/2009. - Coqueiro: LP - Licença Ambiental Prévia - LP 172/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 11/09/2009. - Cajucôco; LP - Licença Ambiental Prévia - LP 173/2009 COPAM – NUCAM – SEMACE, de 11/09/2009. SE 23: A respeito da seção D.1 do DCP versão 2, favor providenciar evidência para que a EOD possa validar a seguinte declaração: "foram realizadas audiências públicas nos municípios onde os projetos serão desenvolvidos. Essas audiências constituem um instrumento legal para a proteção do meio ambiente e visam		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			assegurar que os atores tomem ciência do projeto proposto; o conteúdo do RIMA (Relatório de Impacto Ambiental) é apresentado ao público e permite a participação efetiva dos atores com críticas e sugestões." SE 24: Na seção D.2 do DCP versão 2, o PP afirma que: "Os impactos ambientais não são considerados significantes na atividade do projeto". Favor fornecer evidência documentada de terceiros para que a EOD possa validar essa afirmação.		
D.2.2 Os participantes do projeto realizaram uma análise da atividade de impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços, e se estes impactos são considerados significantes pelos participantes do projeto ou pela parte anfitriã?	PVV	134	Os impactos ambientais não são considerados significantes na atividade do projeto.	OK	OK
D.2.3 Se a parte anfitriã exige um estudo de impacto ambiental, tal estudo foi aprovado pelo governo local?	PVV	135	Sim. Por favor, consulte o item D.2.1.	OK	OK
E. Consulta pública local					
E.1 Solicitação de comentários dos atores locais					
E.1.1 Os participantes do projeto concluíram um processo de consulta pública local e as medidas	PVV	138	<u>Informações a respeito do processo pelo qual foram solicitados e compilados os</u>	SE 25 SAC 21	OK



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
necessárias para envolver os atores e solicitar comentários para a atividade do projeto proposta?			<u>comentários dos atores locais:</u> O DCP na sua seção E.1 descreve que os atores locais foram convidados em conformidade com as exigências da Resolução número 7 de 05/03/08 pela AND brasileira. Resolução com verificação cruzada pelo EOD em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24683.pdf De acordo com essa resolução, os seguintes atores locais precisam ser convidados a comentar: <i>I – Prefeitura e Câmara Municipal de cada município envolvido.</i> De acordo com o DCP, cartas foram enviadas a: - Prefeitura Municipal de Acaraú - Câmara Municipal de Acaraú - Prefeitura Municipal de Itarema	SE 26 SE 27 SE 28	

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			- Câmara Municipal de Itarema <i>II – Órgãos ambientais municipais e estaduais envolvidas;</i> De acordo com o DCP, cartas foram enviadas a: - Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará - Secretaria Municipal do Meio Ambiente de Acaraú - Secretaria Municipal de Turismo, Cultura, Pesca e Meio Ambiente de Itarema <i>III – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – http://www.fboms.org.br;</i> De acordo com o DCP, cartas foram enviadas ao FBOMS. <i>IV – Associações comunitárias com objetivos direta ou indiretamente relacionados à atividade do projeto;</i> SE 25: A respeito da seção E.1 do DCP		

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			versão 2, favor esclarecer quais atores locais foram convidados a comentar sobre o Projeto que podem ser considerados: "Associações comunitárias com objetivos direta ou indiretamente relacionados à atividade do projeto". <i>V – Ministério Público Estadual do estado envolvido:</i> De acordo com o DCP, cartas foram enviadas a: - Ministério Público do Estado do Ceará VI – Ministério Público Federal. SAC 21: A respeito da seção E.1 do DCP versão 2, a tradução correta de "Ministério Público Federal" é: "Federal Attorney General". Isso está em conformidade com a 7ª Resolução da AND brasileira. Cópias das cartas foram apresentadas para todos os atores locais mencionados acima. SE 26: A respeito da seção E.1 do DCP versão 2, favor fornecer cópias dos reconhecimentos de recebimento das cartas		

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			enviadas aos atores locais. <u>Um convite para comentários pelos atores locais deverá ser feito de modo aberto e transparente, que facilite que comentários sejam recebidos dos atores locais:</u> A PP apresentou cópias das cartas em que o convite para comentários pelos atores locais foi feito de modo aberto e transparente: Em português e em linguagem não-técnica. <u>Permite um tempo razoável para os comentários serem submetidos:</u> Consulte a SE acima. SE 27: Nas Seções E.1 e E.2 do DCP versão 2, favor fornecer uma tradução em língua inglesa de: (1) Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais e (2) Instituto Brasileiro Pró-Educação Trabalho e Desenvolvimento. Também utilize a abreviação inglesa NGO. SE 28: A respeito da seção E.1 do DCP versão 2, os dois links na web para o site da IMPSA (para o DCP e para ANEXO 3) não		

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			são acessíveis. Também, esclarecer se o DCP na versão em português foi disponibilizado online, para permitir que os atores locais entendam a atividade do projeto. Também, favor esclarecer o ano na frase: "As cartas de convite foram enviadas em 1º de julho de (...)".		
E.1.2 O processo pelo qual foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais foi apresentado?	DCP		Consulte o item E.1.1 acima.	OK	OK
E.2 Síntese dos comentários recebidos					
E.2.1 Os atores que fizeram comentários foram identificados?	DCP		Sim: Houve apenas dois comentários, feitos pela ONG ISBET (Instituto Brasileiro Pró-educação Trabalho e Desenvolvimento) e pelo Ministério Público Federal.	OK	OK
E.2.2 Os atores locais foram convidados a enviar comentários que possam ser razoavelmente considerados pertinentes para a atividade do projeto do MDL proposta?	PVV	139 (a)	Sim. De acordo com a Resolução nº 07 da AND brasileira (CIMGC).	OK	OK
E.2.3 O resumo dos comentários recebidos está	DCP		Sim. Consulte o DCP seção E.2.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS		Concl. Prov.	Concl. Final
completo?	PVV	139 (b)	Um comentário é positivo e outro comentário expressa a necessidade por uma análise de impacto ambiental e a necessidade por consultas públicas locais. A EOD validou que as informações fornecidas na seção E.2 do DCP com cópias de cartas de dois DCP que fizeram comentários.			
E.3 Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos						
E.3.1 Há qualquer informação para demonstrar que os comentários recebidos foram considerados?	DCP PVV	139 (c)	SAC 22: A respeito da seção E.3 do DCP versão 2, o PP não explica no DCP se deu conta dos comentários recebidos do Ministério Público Federal e da ONG "ISBET".		SAC 22	OK
F. Aprovação e autorização						
F.1 Geral						
F.1.1 Está indicado se a(s) carta(s) de aprovação da(s) Parte(s) estava(m) disponível(eis) no momento do envio do DCP para validação da EOD?	DCP		A carta de aprovação do Brasil para a atividade do projeto não estava disponível no momento do envio do DCP para a EOD validadora.		OK	OK
F.2 Aprovação			PAÍS A	PAÍS B		
F.2.1 A AND de cada Parte envolvida na proposta de atividade do projeto de MDL na seção A.3 do DCP	PVV	38	A decisão final da AND brasileira estará	Não se aplica.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS		Concl. Prov.	Concl. Final
forneceu uma carta de aprovação por escrito?			disponível somente após a sua primeira reunião ordinária, depois de receber todos os documentos requeridos, necessários para avaliação, incluindo este relatório de validação, de acordo com o Artigo 6 da Resolução número 1 da AND brasileira: CIMGC – Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima. (http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23433.pdf (acessado em 21/12/2011)).			
F.2.2 A carta de aprovação da AND de cada Parte confirma que: (a) A parte é signatária do Protocolo de Quioto (b) A participação é voluntária (c) No caso da parte anfitriã, a atividade de projeto do MDL proposta contribui para o	PVV	39	Por favor, consulte o item F.2.1.	Não se aplica.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS		Concl. Prov.	Concl. Final
desenvolvimento sustentável do país (d) Faz referência ao título preciso da atividade de projeto do MDL proposta no DCP sendo enviado para registro						
F.2.3 A carta/cartas de aprovação são incondicionais com relação a (F.2.2) acima?	PVV	40	Por favor, consulte o item F.2.1.	Não se aplica.	OK	OK
F.2.4 A carta/cartas de aprovação foram emitidas pelas AND das respectivas Partes? Se houver dúvida com relação ao item (F.2.2) acima, foi identificado junto à AND que a carta de aprovação é válida para a atividade de projeto do MDL em validação?	PVV	41,42	Por favor, consulte o item F.2.1.	Não se aplica.	OK	OK
F.2.5 A carta de aprovação da AND da parte anfitriã confirma a contribuição da atividade de projeto do MDL proposta para o desenvolvimento sustentável da parte anfitriã?	PVV	51	Por favor, consulte o item F.2.1.		OK	OK
F.3 Autorização						
F.3.1 Cada participante do projeto foi autorizado por pelo menos uma Parte envolvida em uma carta de aprovação?	PVV	45	Por favor, consulte o item F.2.1		OK	OK
F.3.2 As informações são fornecidas em formato tabular no DCP, consistentes com as informações de contato para os participantes do projeto?	PVV	46	Sim.		OK	OK
F.3.3 Existe alguma entidade além das aprovadas como participantes do projeto incluída no DCP?	PVV	47	Por favor, consulte o item F.2.1		OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
F.3.4 A aprovação de participação foi emitida pela AND pertinente? Em caso de dúvida, foi verificado com a AND se a aprovação de participação é válida para os participantes do projeto de MDL proposto?	PVV	48	Por favor, consulte o item F.2.1	OK	OK
Parte III Outros					
A. Apêndices do DCP					
A.1 Apêndice 1: Informações de contato dos participantes do projeto					
A.1.1 Para cada organização relacionada na seção A.4 do DCP, a tabela no DCP está preenchida com os seguintes campos obrigatórios: Organização, Cidade, código postal, País, Telefone, Fax, e-mail e Nome de contato?	DCP		Sim.	OK	OK
A.2 Apêndice 2: Informações sobre financiamento público					
A.2.1 Se aplicável, a afirmação obtida das Partes que fornecem financiamento público à atividade do projeto está anexada?	DCP		Não existe financiamento público das Partes no Anexo I envolvidas nesta atividade do projeto	OK	OK
A.3 Apêndice 3: Aplicabilidade da(s) metodologia(s) selecionada(s)					
A.3.1 As informações de apoio sobre a aplicabilidade da metodologia selecionada são apresentadas?	DCP		Sim. Consulte a SAC 9 acima.	OK	OK
A.4 Apêndice 4: Informações adicionais de apoio					

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
sobre o cálculo ex-ante das reduções de emissões					
A.4.1 As informações adicionais de apoio sobre o cálculo ex-ante das reduções de emissões são apresentadas?	DCP		Consulte a seção B.6.3.	OK	OK
A.5 Apêndice 5: Informações adicionais de apoio sobre o plano de monitoramento					
A.5.1 As informações de apoio usadas no desenvolvimento do plano de monitoramento são apresentadas?	DCP		Consulte a seção B.6.3.3.	OK	OK
A.6 Apêndice 6: Síntese das alterações após o registro					
A.6.1 É apresentada uma síntese das alterações após o registro?	DCP		Não há alterações de registro.	OK	OK
B. Consulta pública internacional					
B.1.1 Há comentários no PDC da atividade do projeto proposta recebidos durante o processo de consulta pública internacional?	PVV	34	Nenhum comentário foi recebido.	OK	OK
B.1.2 Se afirmativo, todos os comentários foram levados em consideração durante a validação da atividade do projeto proposta?	PVV	35	Não se aplica.	OK	OK
B.1.3 Se os comentários indicam que a atividade do projeto proposta não está de acordo com as exigências do MDL e não estão justificadas, a	PVV	36	Não se aplica.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
outros esclarecimentos da entidade que faz o comentário?					
B.1.4 Se afirmativo, como são levados em consideração os comentários recebidos?	PVV	36	Não se aplica.	OK	OK
B.1.5 Caso contrário, os comentários originais são encaminhados para avaliação?	PVV	36	Não se aplica.	OK	OK
C. Modalidades de comunicação (MoC)					
C.1.1 A identidade corporativa de todos os participantes do projeto e os pontos focais foram incluídos na declaração MoC, bem como as identidades pessoais, incluindo assinaturas e status de emprego, de seus signatários autorizados foram validados por:	PVV	53			
C.1.1.1 Verificação direta das comprovações de identidade corporativa e pessoal e outros documentos relevantes;	PVV	54(a)	A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.	OK	OK
C.1.1.2 Documentação autenticada; ou	PVV	54(b)	A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.	OK	OK
C.1.1.3 Confirmação por escrito do participante do projeto ou da entidade de coordenação/administração de que todos os detalhes corporativos e pessoais, inclusive assinaturas, são válidos e precisos.	PVV	54(c)	A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	§	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
C.1.2 Se (C.1.1.3) acima foi escolhido, está garantido que a declaração MoC é recebida de um participante do projeto com quem a EOD tem uma relação contratual?	PVV	55	A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.	OK	OK
C.1.3 Se o item (C.1.1.3) acima foi escolhido, está garantido que o diretor que envia a declaração de modalidade de comunicação à EOD e o diretor que assinou a confirmação por escrito (caso sejam pessoas diferentes) são devidamente autorizados a fazê-lo em nome do respectivo participante do projeto?	PVV	56	A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.	OK	OK
C.1.4 Se não for possível validar as exigências pela aplicação dos itens C.1.1.1 a C.1.1.3 acima, outras atividades de validação são executadas?	PVV	57	A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.	OK	OK
C.1.5 Foi usada a versão mais recente do formulário “declaração das Modalidades de Comunicação” (F-CDM-MOC)?	PVV	60(a)	A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.	OK	OK
C.1.6 As informações exigidas pelo F-CDM-MOC, inclusive em seu anexo 1, estão corretamente preenchidas?	PVV	60(b)	A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.	OK	OK
C.1.7 Os signatários autorizados do participante do projeto que assinam o F-CDM-MOC correspondem aos signatários autorizados do participante do projeto incluídos no F-CDM-MOC, anexo 1?	PVV	60(c)	A identidade de todos os participantes do projeto e pontos focais incluídos no MoC ainda não foram validados.	OK	OK

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Tabela 2 Solução das Solicitações de Ação Corretiva e das Solicitações de Esclarecimento

• Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	• ef. à questão da lista de verificação nas Tabelas 1 e 2	• Síntese da resposta do proprietário do projeto	• Conclusão da equipe de validação
SAC 1: Anexo 1 do DCP versão 2 não está consistente com as informações fornecidas na seção A.3. Além do mais, há seis participantes do projeto. Isso não está em conformidade com parágrafo 52 do MANUAL DE VALIDAÇÃO E VERIFICAÇÃO DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO (Versão 01.2).	MVV 52	As Sociedades de Propósitos Específicos, representando cada parque eólico, foram removidas da lista de Participantes do Projeto. Alterações foram feitas ao ANEXO 1 do DCP para que sejam consistentes com as informações apresentadas na seção A.4 do DCP.	Participante do projeto na versão 3 do DCP: Energimp S.A. Esta informação é apresentada de maneira consistente por todo o documento. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 2: Na seção A.2 do DCP versão 2, o PP não fornece informações a respeito de (1) o cenário existente antes do início do Projeto, (2) o cenário atual e (3) O cenário da linha de base. Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07).	EB 41 ANEXO 12	Informações detalhadas sobre o cenário existente antes do inícios da atividade do projeto e o cenário da linha de base foram incluídas na seção A.2 do DCP. O seguinte parágrafo foi acrescentado: <i>A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada, no cenário da linha de base, pela operação das centrais elétricas interligadas à rede.</i> Ademais, como a atividade do projeto é um projeto totalmente novo, para destacar o cenário existente antes do início da atividade do projeto e o presente cenário, o primeiro parágrafo da seção A.2 foi atualizado da seguinte maneira: <i>“Esta Atividade de Projeto do MDL realizada pela Energimp S.A. (IMPESA Energy-Brazil) consiste na instalação de 5 novos parques eólicos interligados à rede (projetos totalmente novos) no estado do Ceará, com 98 turbinas eólicas e uma capacidade energética instalada total de 147 MW”.</i>	(1) Cenário existente antes do início do projeto: É o mesmo que o cenário da linha de base (consulte o cenário da linha de base abaixo). (2) o cenário presente: É um projeto totalmente novo. Sendo assim, ainda não existe uma instalação de geração no local. (3) o cenário da linha de base: Apresentado de acordo com a metodologia aplicável (ACM0002). Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
--	-------------------------------	--	---



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 3: Na seção A.4.1.4 do DCP versão 2, os textos nos mapas são ilegíveis.	EB 41 ANEXO 12	Os mapas foram ajustados para garantir que os textos são legíveis.	Os textos nos mapas agora estão legíveis. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
---	----------------------	--	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 4: Na seção A.4.3 do DCP (versão 2), o PP não informa se tecnologia segura para o meio-ambiente, e o know-how, é transferida às Parte(s) anfitriã(s). Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07).	EB 41 ANEXO 12	O seguinte parágrafo foi incluído no final da seção A.4.3 do DCP: <i>“A atividade do projeto tem o objetivo de ser uma solução ambiental para as emissões de GEE causadas pelo consumo de combustível fóssil necessário para a geração de eletricidade no cenário da linha de base, por meio da substituição desses combustíveis fósseis por fontes de energia renovável que não geram emissões significativas para o meio ambiente.</i> <i>Considerando que a geração de energia eólica não é uma prática consolidada na região, a atividade do projeto precisará de treinamento de pessoal, portanto, essas habilidades podem ser facilmente transferidas para outros projetos que serão desenvolvidos na área. Além disso, levando em consideração os recursos ótimos de vento na região, a atividade do projeto serve como incentivo para outros possíveis projetos aplicarem este tipo de metodologia.</i> <i>Portanto, a atividade de projeto representará uma transferência de conhecimento e tecnologia para o país por meio de sessões de treinamento para a operação e manutenção dos equipamentos.”</i>	A informação solicitada foi adicionada na versão 3 do DCP. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
--	-------------------------------	--	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 5: Na seção A.4,3 do DCP versão 2, o PP não fornece informações a respeito de (1) o cenário existente antes do início do Projeto, (2) o cenário atual e (3) o cenário da linha de base. Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07). Observe que: Se o cenário da linha de base é o mesmo que o cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto, não é necessidade de repetir a descrição dos cenários, mas apenas para citar que ambos são iguais.	EB 41 ANEXO 12	O seguinte parágrafo foi incluído no final da seção A.4.3 do DCP: <i>“Atualmente, no Brasil a mistura de combustíveis para a produção de energia se baseia principalmente em recursos hidrelétricos e combustíveis fósseis, o consumo desses combustíveis fósseis gera uma quantidade significativa de emissões de CO₂ no meio ambiente. Este é o cenário atual; também este é o cenário antes do início da atividade do projeto e, de acordo com a ACM0002/Versão 12.2.0, é considerado o cenário da linha de base.”</i>	A informação solicitada foi fornecida no seguinte parágrafo: <i>“Atualmente, no Brasil a mistura de combustíveis para a produção de energia se baseia principalmente em recursos hidrelétricos e combustíveis fósseis, o consumo desses combustíveis fósseis gera uma quantidade significativa de emissões de CO₂ no meio ambiente. Este é o cenário atual; também este é o cenário antes do início da atividade do projeto e, de acordo com a ACM0002/Versão 12.2.0, é considerado o cenário da linha de base.”</i> Visto que a informação dada está de acordo com a ACM0002, esta SAC foi encerrada.
--	-------------------------------	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 6: Na seção A.4.3 do DCP versão 2, o PP não forneceu uma descrição de (1) a idade e vida útil média dos equipamentos com base nas especificações do fabricante e padrões industriais, (2) eficiências e (3) equipamentos de monitoramento e sua localização nos sistemas. Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM).	EB 41 ANEXO 12	As seguintes informações foram acrescentadas à seção A.4.3 do DCP. (1) a idade e vida útil média dos equipamentos com base nas especificações do fabricantes e padrões de indústria, 20 anos. Documento técnico para evidenciar a vida útil do equipamento está em anexo à resposta. (2) eficiências Um gráfico que mostra a eficiência das turbinas eólicas de acordo com a velocidade do vento foi incluído. (3) os equipamentos de monitoramento e suas localizações nos sistemas Os medidores de eletricidade estarão de acordo com os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS (Procedimentos de Rede)	A informação solicitada foi adicionada ao DCP na versão 3. (1) Documento fornecido como evidência foi comparado: “Statement of compliance for the Design Assessment” – V 77, preparado pela TUV Nord em 01/10/2009: (2) Documento fornecido como evidência para o cruzamento de informações: - AEROGERADOR IV-70 / IV-77 / IV-82 – Descrição Técnica - 9000-00-25-MD8802, revisão 6. (3) Informações sobre os equipamentos de monitoramento e localização foram adicionadas a esta seção do DCP. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
--	-------------------------------	---	--



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 7: Na seção A.4.3 do DCP versão 2, o PP não descreve as fontes de emissão e os GEEs envolvidos na atividade do projeto (emissões da linha de base e GEE de linha de base).	EB 41 ANEXO 12	Veja a resposta da SAC 4 e SAC 5. Os parágrafos detalhados nessa resposta foram incluídos no final da seção A.4.3 do DCP, e incluem as informações exigidas nessa SAC.	Informações sobre as emissões da linha de base e GEE da linha de base foram incluídas nesta seção do DCP versão 3: <i>“Atualmente, no Brasil a mistura de combustíveis para a produção de energia se baseia principalmente em recursos hidrelétricos e combustíveis fósseis, o consumo desses combustíveis fósseis gera uma quantidade significativa de emissões de CO₂ no meio ambiente.”</i> Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
--	----------------------	--	---



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 8: Na seção B.1 do DCP versão 2, as versões mencionadas da metodologia aplicável (ACM0002) e da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” não são as últimas versões disponíveis. Isso deve ser revisado em todo o DCP, conforme necessário.	EB 41 ANEXO 12	As versões mais recentes da metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) e da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”(versão 6.0.0) foram modificadas em todo o DCP.	Versões mais recentes: * ACM0002 – versão 13.0.0 *Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade – versão 06.0.0 * Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico: 02.2.1 Validado com: http://cdm.unfccc.int/Reference/index.html Estas versões são usadas no DCP versão 3. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
---	-------------------------------	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 9: Na seção B.2 do DCP versão 2, o PP não discute todas as condições de aplicabilidade em conformidade <u>com a nova versão</u> da ACM0002 versão 12.2.0. Também, em B.2, a seguinte frase não está correta: “Essa atividade do projeto é a instalação de uma central elétrica eólica de 147 MW de capacidade instalada.”	EB 41 ANEXO 12	Todas as condições de aplicabilidade da última versão da metodologia ACM0002 foram acrescentadas no seção B.2 do DCP. Favor observar que, de acordo com a exigência feita pela EOD na SAC 8, a versão da metodologia foi atualizada. Na seção B.2 do DCP a frase mencionada foi atualizada para: <i>“Esta atividade do projeto consiste na instalação de 5 centrais eólicas, com capacidade energética total instalada de 147 MW.”</i>	A seção B.2 do DCP versão 3 foi analisada pela EOD e todas as condições de aplicabilidade agora são discutidas de acordo com a versão mais recentes da ACM0002 (versão 13). Além disso, a frase incorreta foi ajustada como exigido. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
SAC 10: Na seção B.3 do DCP versão 2, a respeito do fluxograma, o diagrama não descreve o variáveis de monitoramento da atividade do projeto. Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM)	EB 41 ANEXO 12	O fluxograma que descreve o limite do projeto, na seção B.3 do DCP, foi atualizado. Os pontos de monitoramento e variáveis monitorados foram incluídos.	Na versão 3 do DCP, o fluxograma agora descreve todas as variáveis de monitoramento da atividade do projeto. Como isso foi feito de acordo com a ACM0002 versão 13, a CAR foi encerrada,

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 11: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, o PP afirma que: “De acordo com a ferramenta, o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada ($EF_{grid,CM}$), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação ($EF_{grid,OM}$) e da margem de construção ($EF_{grid,BM}$).” Esta afirmação não está em conformidade com a Ferramenta mencionada. Além do mais, os parâmetros mencionados na afirmação (EF_y, $EF_{grid,CM}$, $EF_{grid,OM}$ e $EF_{grid,BM}$) não são discutidos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 02.2.1.	EB 41 ANEXO 12	O parágrafo com a explicação do fator de emissão de margem combinada foi retirado e substituído com o seguinte parágrafo, extraído da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 02.2.1: <i>“Essa ferramenta metodológica determina o fator de emissão de CO_2 para o deslocamento de eletricidade gerado pelas centrais elétricas em um sistema elétrico calculando o fator de emissão da “margem combinada” (CM) do sistema elétrico. A CM é o resultado de uma média ponderada de dois fatores de emissão pertencentes ao sistema elétrico: a “margem de operação” (OM) e a “margem de construção” (BM). A margem de operação é o fator de emissão que se refere ao grupo de centrais elétricas existentes cuja geração de eletricidade atual seria afetada pela atividade de projeto do MDL proposta. A margem de construção é o fator de emissão que se refere ao grupo de centrais elétricas em perspectiva cuja construção e futura operação seriam afetadas pela atividade de projeto do MDL proposta.”</i>	A declaração mencionada foi substituída por informações que estão em conformidade com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 02.2.1. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
--	-------------------------------	---	--



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 12: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, na página 28, o PP menciona o "Brazil's National Interconnected". O nome correto é "Brazil's National Interconnected System".	EB 41 ANEXO 12	Menção do "Brazil's National Interconnected System" foi corrigida no DCP.	A seção em questão agora cita o nome correto: "Sistema Interligado Nacional" Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
SAC 13: No Passo 3 do cálculo do fator de emissão na seção B.6,1 do DCP versão 2, o parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ não foi fornecido em conformidade com a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1).	EB 41 ANEXO 12	O formato do parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ foi corrigido no passo 3 do cálculo do fator de emissão na seção B.6.1 do DCP.	No passo 3 do cálculo do fator de emissão na seção B.6,1 do DCP versão 3, o parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ não foi fornecido em conformidade com a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1). Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 14: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, o PP apresenta na tabela na página 31, os valores do fator de emissão OM mensais e anuais. O PP informa que: “Um fator de emissão de OM anual de despacho do ano de 2010 [é] calculado pelas autoridades brasileiras. No entanto, apenas valores OM mensais são calculados pela AND brasileira. O valor anual de 0,4787 foi calculado pelo PP. Favor corrigir esta afirmação e também a “fonte da tabela”. Favor também corrigir a numeração desta tabela e <u>da tabela na página 33</u>, como não foi fornecida no formato dos padrões internacionais (por ex 1.000 representando um mil e 1,0 representando um), em conformidade com parágrafo 18 das DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS PROPOSTAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07).	EB 41 ANEXO 12	A seção B.6.1 do DCP foi revisada. Na segunda versão do DCP, esta seção discute somente as opções metodológicas. Os resultados do cálculo do fator de emissão da rede usado para estimativas ex-ante das reduções de emissões são apresentados na seção B.6.3.	A seção B.6.1 do DCP foi revisada na versão 3 e os erros mencionados na SAC 14 foram removidos ou corrigidos. Tendo em vista que a seção B.6.1 agora está em conformidade com a ACM0002 versão 13 e com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 02.2.1", esta SAC foi encerrada.
--	-------------------------------	---	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 15: Na seção B.6.2 do DCP versão 2, o PP incluiu os parâmetros $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$. No entanto, B.6.2 deve incluir uma compilação das informações sobre dados e parâmetros que <u>não são monitorados através do período de obtenção de créditos</u>, de acordo com DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS PROPOSTAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07). Além do mais, será necessário monitorar esses parâmetros, já que serão atualizados anualmente de acordo com o métodos escolhidos para calcular os fatores de emissão OM e BM.	EB 41 ANEXO 12	Tabelas com informações sobre os parâmetros $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$, na seção B.6.2 do DCP, foram removidas, e o seguinte parágrafo foi incluído: <i>“Não existem dados nem parâmetros que não serão monitorados durante o período de obtenção de créditos. A eletricidade gerada pela atividade do projeto e o fator de emissão do Sistema Interligado Nacional serão monitorados. Essas informações estão na seção B.7.1.”</i>	A seção B.6.2 do DCP versão 3 agora informa que não há dados ou parâmetros que não serão monitorados ao longo do período de obtenção de créditos. Isso está de acordo com a ACM0002 versão 13, levando em consideração as escolhas metodológicas selecionadas para o cálculo do fator de emissão do sistema relevante e considerando também que o projeto consiste na instalação de <u>5 centrais eólicas totalmente novas</u>. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
---	-------------------------------	--	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 16: Na seção B.6.3 do DCP versão 2, a respeito do cálculo de reduções de emissões, o PP não fornece as equações completas (6), (7) e (11) da ACM0002v12.2, inclusive a descrição dos parâmetros. Isso precisa ser apresentado em B.6.3 para o leitor conseguir reproduzir o cálculo, em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS PROPOSTAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07).	EB 41 ANEXO 12	As equações completas e outras alterações de formato foram aplicadas na seção B.6.3 a fim de esclarecer os cálculos.	As equações (6), (7) e (11) da ACM0002 versão 13 foram incluídas na seção B.6.3 do DCP versão 3 e todas estão de acordo com a metodologia em questão. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
SAC 17: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do parâmetro $EG_{facility,y}$ o PP também menciona $EG_{facility,h}$. Isso não está em conformidade com a ACM0002v12.2.	EB 41 ANEXO 12	$EG_{facility,h}$ foi removido da tabela do parâmetro $EG_{facility,y}$. Entretanto, o parâmetro ($EG_{PJ,h}$) foi incluído na seção B.7.1 pois a geração horária pela planta da atividade do projeto é necessária para calcular a margem de operação, como descrito na seção B.6.1 do DCP.	Na seção B.7.1 do DCP versão 3, com relação ao parâmetro $EG_{facility,y}$ o PP agora menciona apenas o parâmetro correto ($EG_{facility,y}$). Isso foi feito de acordo com a ACM0002v13. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 18: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do parâmetro $EG_{facility,y}$, a “fonte dos dados” mencionada não está em conformidade com a ACM0002v12.2	EB 41 ANEXO 12	As informações de “fonte de dados” na tabela do parâmetro $EG_{facility,y}$, foi atualizada de acordo com a versão 13.0.0 da metodologia.	“Fonte de dados” do parâmetro $EG_{facility,y}$, em B.7.1 do DCP versão 3 agora está de acordo com a ACM0002 versão 13. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
--	----------------------	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 19: De acordo com a ACM0002v12.2, a respeito do monitoramento do fator de emissão. O PP apenas precisa monitorar o seguinte parâmetro: $EF_{grid,CM,y}$.	EB 41 ANEXO 12	Tabela de dados do parâmetro $EF_{grid,CM,y}$, de acordo com a ACM0002v12.2 foi incluída. Entretanto, é do entendimento dos PPs que $EF_{grid,BM,y}$ precisa ser mencionado, uma vez que é uma informação publicada pela AND brasileira e não será calculada. Além disso, os parâmetros $EF_{EL,DD,h}$ e $EG_{PJ,h}$ foram incluídos pois são necessários para o cálculo da margem de operação. É do entendimento dos PPs que embora estes parâmetros não sejam mencionados pela metodologia, eles estão em conformidade com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 02.2.1).	Na versão 3 do DCP, seção B.7.1, os PPs também incluíram os parâmetros: $EF_{grid,BM}$, $EF_{EL,DD,h}$ $EG_{PJ,h}$ Estes parâmetros não foram incluídos como parâmetros de monitoramento na metodologia (ACM0002v13) usada, mas são exigidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 02.2.1). Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
--	-------------------------------	--	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 20: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do parâmetro $EG_{facility,y}$, o PP não especifica: (1) quais padrões industriais ou padrões nacionais ou internacionais serão aplicados, (2) quais equipamentos de medição são usados, (3) como a medição é realizada, (4) quais procedimentos de calibração são aplicados, (5) qual é a precisão do método de medição e (6) quem é a pessoa física/jurídica responsável que deve realizar as medições. Isso não está em conformidade com as DIRETRIZES PARA COMPLETAR O DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP) E AS NOVAS METODOLOGIAS DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO (MDL-NM) (Versão 07).	EB 41 ANEXO 12	Na seção B.7.1 do DCP, a respeito do parâmetro $EG_{facility,y}$, informações sobre os seguintes itens foram acrescentadas na tabela de monitoramento: (1) <i>padrões industriais ou padrões nacionais e internacionais:</i> “Procedimentos de Rede” pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), normas técnicas especificadas no INMETRO No. 431 e Procedimentos para comercialização da CCEE. (2) <i>equipamentos de medição:</i> Os equipamentos de medição estarão de acordo com os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS “Procedimento de Rede” (3) <i>como a medição é realizada</i> A eletricidade total exportada à rede será monitorada pelos seguintes procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS: “Procedimento de Rede – Submódulo 12.2 e 12.4 (anexos). (4) <i>procedimento de calibração:</i> A frequência de calibração dos medidores é de dois anos (no máximo) conforme estabelecido no submódulo 12.3 da ONS “Manutenção do sistema de medição para faturamento”. A calibração deve ser realizada com base nas normas técnicas especificadas no INMETRO No. 431 de 4 de dezembro de 2007, Anexo C (C5.3 e C5.4) (5) <i>precisão do método de medição</i> Classe 0.2. De acordo com procedimentos da ONS. (6) <i>pessoa física/jurídica responsável que deve realizar as medições.</i> Uma empresa externa (“Stom - Serviços técnicos de operação e manutenção”) está encarregada da operação e manutenção dos parques eólicos e do controle e registro dos dados coletados. A CCEE também faz medições.	O PP incluiu a informação solicitada nesta SAC na seção B.7.1 no parâmetro $EG_{facility,y}$. Os procedimentos do ONS 12.2, 12.3 e 12.4 foram comparados no website do ONS: http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
--	-------------------------------	---	---



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 21: A respeito da seção E.1 do DCP versão 2, a tradução correta de “Ministério Público Federal” é: “Federal Attorney General”. Isso está em conformidade com a 7ª Resolução da AND brasileira.	EB 41 ANEXO 12	A tradução de “Ministério Público Federal” foi corrigida na seção E.1 e E.2 do DCP.	A tradução correta foi incluída em B.7.1 do DCP versão 3. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
SAC 22: A respeito da seção E.3 do DCP versão 2, o PP não explica no DCP se deu conta dos comentários recebidos do Ministério Público Federal e da ONG “ISBET”.	EB 41 ANEXO 12	Explicação de como os comentários do atores foram considerados foi incluída na seção E.3 do DCP. Os documentos de licenças ambientais já foram apresentadas à EOD, mas um documento com a apresentação do Projeto da ONG ISBET para evidenciar essas ações está anexado a essa resposta.	A respeito da seção E.3 do DCP versão 3, o PP agora explica no DCP como deu conta dos comentários recebidos do Ministério Público Federal e da ONG “ISBET”. Evidência comparada: Apresentação em PPT com imagens da ação social da ONG ISBET que foi realizada junto com o participante do projeto Energimp. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 23: Na seção B.5 do DCP versão 2, a respeito do passo 1.a da análise de adicionalidade, o PP não incluiu as seguintes alternativas: Outro(s) cenário(s) alternativo(s) realista(s) e credível(is) para o cenário da atividade de projeto do MDL que entrega serviços de resultados ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis. Isso não está em conformidade com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Versão 06.0.0)”	EB 65 ANEXO 21	De acordo com o parágrafo 4 da ferramenta <i>"Atividades de projeto que aplicam a ferramenta no contexto da metodologia consolidada aprovada ACM0002 precisam identificar apenas que existe pelo menos uma alternativa realista e viável que seria mais atraente do que a atividade do projeto proposta"</i>. O cenário da linha de base para um projeto totalmente novo é definido na metodologia de linha de base e monitoramento consolidada ACM0002 como a <i>"energia elétrica alimentada na rede pela atividade do projeto que, de outro modo, teria sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"</i>. Além disso, o Manual de Validação e Verificação do MDL (v 01.2) define: <i>"Identificação de alternativas"</i> (i) <i>Exigência para ser validado</i> 105. <i>"O DCP deverá identificar alternativas aceitáveis para a atividade de projeto para determinar o cenário da linha de base mais realista, a menos que a metodologia aprovada que foi selecionada pela atividade de projeto do MDL prescreva o cenário da linha de base e, portanto, dispense as demais análises."</i> Pelo citado acima, é do entendimento dos PPs que não são necessários cenários alternativos além daquele já mencionado.	Parágrafo 105 do MVV 1.2 afirma que: “105. O DCP deverá identificar alternativas aceitáveis para a atividade de projeto para determinar o cenário da linha de base mais realista, a menos que a metodologia aprovada que foi selecionada pela atividade de projeto do MDL prescreva o cenário da linha de base e, portanto, dispense as demais análises.” Visto o acima, tendo em vista que o PP cumpriu com o parágrafo 106(a) do MVV 1.2: “106. A lista de alternativas inclui como uma das opções que a atividade do projeto seja realizada sem estar registrada como uma atividade de projeto do MDL proposta” A EOD encerrou esta SAC.
--	-------------------------------	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 24: A respeito das informações fornecidas pelo PP na seção B.5 (sub-passo 4.a) do DCP versão 2, o PP não fornece uma análise de quaisquer outras atividades que são operacionais e parecidas com a atividade de projeto proposta. Isso não está em conformidade com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Versão 06.0.0)”. Ademais, o PP deve no sub-passo 4.a identificar claramente quais atividades são consideradas similares à atividade de projeto proposta. Também, o PP deve indicar claramente no sub-passo 4.a quais foram os critérios usados para identificar atividades parecidos com a atividade de projeto proposta.	EB 65 ANEXO 21	O passo 4 do DCP foi atualizado de acordo com o parágrafo 47 da última versão da “<i>Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade</i> (Versão 06.0.0)”.	O passo 4 da análise de adicionalidade no DCP versão 3 foi atualizado de acordo com o parágrafo 47 da última versão da “<i>Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade</i>” (Versão 06.0.0)”: <u>Passo 1:</u> Os PPs escolheram uma abordagem conservadora: a faixa (+-50% da capacidade instalada) foi feita levando em consideração a menor capacidade instalada de cada central elétrica (WPP Coqueiros com 27 MW) para o valor de faixa de +/- 50%” e o total combinado de capacidade instalada dos cinco WPPs (147 MW) para a faixa de + 50%. Portanto, a faixa é 13,5 MW – 220,5 MW. <u>Passo 2:</u> - <u>Produção: A ferramenta de adicionalidade define geração como “bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (e.g. clínquer, iluminação, cozinha residencial)”</u>. Portanto, no caso do projeto, a <u>geração considerada é a eletricidade renovável gerada pelas centrais eólicas interligadas à rede.</u>
---	-------------------------------	---	---



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

			Área geográfica: Os PPs escolheram o estado do Ceará como área geográfica devida as seguintes considerações: <u>1. O Brasil possui 6 regiões climáticas distintas – validado com:</u> http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/monografias/GEBIS%20-%20RJ/Elementos%20de%20Geografia%20e%20Cartografia%20para%20o%20Agente%20de%20Estatistica.pdf Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados à implementação de centrais eólicas, pois os eventos meteorológicos têm forte influência no regime eólico. Como citado por VESELKA, o clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica, desde o sistema de geração, transmissão e distribuição de eletricidade até a demanda de consumo de energia. Validado com: < http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>. <u>2. A região nordeste do Brasil é a região com maior potencial eólico.</u>
--	--	--	---



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

			Validado com: Atlas Brasileiro de Energia da ANEEL – 2008. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/biblioteca/EdicaoLivros2009atlas.cfm 3. No Brasil, os desenvolvedores de projetos interligados à rede de transmissão ou distribuição pagam uma taxa denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição. Esta tarifa varia de acordo com o estado ao qual a central elétrica está interligada. Validado com: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1573. 4. Cada estado possui uma agência ambiental específica responsável pela determinação das normas técnicas necessárias para obter todas as licenças ambientais, com as normas regionais e processo administrativo distinto estabelecido por cada região estadual.
--	--	--	---



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

			Validado com: De acordo com a Resolução CONAMA nº 237 datada de 19 de dezembro de 1997, as agências ambientais [Estaduais] são responsáveis por definir os critérios de licenciamento, assim como o tipo de estudo a ser adotado: Verificação cruzada em: http://homologa.ambiente.sp.gov.br/cprn/res_conama_237_191297.pdf <u>De acordo com o DCP, N_{all} é 12.</u> As informações apresentadas no DCP e na planilha de prática comum para definir o dado N_{all} do projeto foram cruzadas pela EOD com: (1) ACOMPANHAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - Usinas Eólicas (versão maio 2012) http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2&idiomaAtual=0 (2) UNEP-RISOE MDL Pipeline – disponível online em: http://cdmpipeline.org
--	--	--	--



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

			(3) banco de dados online da ANEEL de todas as centrais elétricas em operação no Brasil: disponível online em: http://www.aneel.gov.br/15.htm (4) Website da UNFCCC/MDL: http://cdm.unfccc.int/ Passo 3: Projetos PROINFA foram excluídos. Isso significa que os projetos que receberam incentivos financeiros do governo federal por meio do programa PROINFA foram considerados diferentes. PROINFA: Programa nacional que oferece incentivos (financeiros, contratuais e regulatórios) para a implementação de centrais elétricas que utilizam fontes de combustível alternativas (fontes de biomassa renovável, fontes eólicas e fontes hidrelétricas de pequeno porte). Esta atividade de projeto particular não recebe benefícios do PROINFA. Verificação cruzada em: http://www.elektrobras.com/ELB/main.asp?Team={B38770E4-2FE3-41A2-9F75-DFF25AF92DED}#Relação de Empreendimentos Contratados e Extratos dos Contratos e Termos Aditivos Celebrados.
--	--	--	--



Devido ao novo marco regulatório (iniciado em março de 2004), somente projetos iniciados após março de 2004 serão considerados semelhantes à atividade do projeto proposta.

O modelo atual foi estabelecido em 2004 pelas Leis nº 10.847 e 10.848, datadas de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, datado de 30 de julho de 2004.

Cruzado com:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=3df6a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

Este website do CCEE oferece as seguintes informações:

Nos anos de 2003 e 2004, o governo federal definiu as bases para um novo modelo do setor elétrico brasileiro, embasado pelas leis nº 10.847 e 10.848, datadas de 15 de março de 2004, e pelo decreto nº 5.163, datado de 30 de julho de 2004.

Visto que 12 WPPs de N_{al} são PROINFA. Portanto, $N_{diff} = 12$



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

			Passo 4: Tendo em vista o acima exposto, $N_{diff} = 12$ e portanto, o projeto não é prática comum. O PP apresentou uma planilha com a análise da prática comum completa, como descrito acima. Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
SAC 25: A respeito das informações fornecidas pelo PP na seção B.5 (sub-passo 4.b) do DCP versão 2, o PP utiliza dados de junho de 2010 para preparar a análise (46 centrais eólicas em operação no Brasil na época). No entanto, o DCP foi concluído em outubro de 2011. Como agora (janeiro de 2012) há 72 centrais eólicas operantes no Brasil, o PP deve usar dados mais atualizados.	EB 65 ANEXO 21	De acordo com a ferramenta de adicionalidade, apenas as plantas que iniciam a operação comercial antes da data de início do projeto foram consideradas.	O passo 4 da análise de adicionalidade no DCP versão 3 foi atualizado de acordo com o parágrafo 47 da última versão da “<i>Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade</i>” (Versão 06.0.0)”: Consulte a análise da EOD na SAC 24 acima. Visto que a análise da EOD é discutida na SAC 24, esta SAC foi encerrada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC 26: Na seção B.5 do DCP versão 2, os títulos do sub-passo 1.b e do Passo 4 não estão em conformidade com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (Versão 06.0.0)”	EB 65 ANEXO 21	Os títulos foram corrigidos.	Na seção B.5 do DCP versão 3, os títulos do sub-passo 1.b e do Passo 4 agora estão em conformidade com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (Versão 06.0.0)” Tendo em vista o acima exposto, a SAC foi encerrada.
SE 1: Na seção A.1 do DCP versão 2, forneça a data do documento no seguinte formato: DD/MM/AAAA.	EB 41 ANEXO 12	O formato da data foi ajustado no DCP.	Os dados foram ajustados no DCP versão 3. Versão 3, 30/05/2012. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 2: Favor fornecer maiores informações na seção A.2 do DCP versão 2 a respeito de como o projeto contribuirá ao desenvolvimento sustentável. Além disso, o PP lista (na seção A.2 do DCP versão 2) sete dos benefícios mais proeminente da atividade do projeto. No entanto, não é claro como esses sete benefícios serão atingidos. Por exemplo: como o projeto “melhorará as condições gerais de habitação na região” e “contribuirá ao fortalecimento do desenvolvimento econômico da região” através de crescimento na infraestrutura, etc.	EB 41 ANEXO 12	Mais descrições sobre os benefícios mais proeminentes da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável foram incluídas na seção A.2 do DCP.	O PP adicionou mais descrição no DCP versão, sobre como estes sete benefícios serão obtidos. A explicação dada pelo PP está de acordo com a exigência do CE 41 ANEXO 12: "A visão dos participantes do projeto sobre a contribuição da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável." Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
SE 3: Na seção A.2 do DCP versão 2, favor fornecer evidência para que a EOD possa validar o número de empregos que é esperado a ser gerado com a atividade do projeto.	EB 41 ANEXO 12	O número de empregos que se espera gerar pela atividade do projeto foi removido do DCP, já que esses números eram estimativas durante a concepção da atividade do projeto com base apenas nas experiências prévias do participante do projeto em desenvolver atividades parecidas.	As informações foram removidas. Como as informações não eram necessárias para apresentar "A visão dos participantes do projeto sobre a contribuição da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável", a EOD aceitou esta exclusão. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 4: Favor fornecer a evidência documentada para que a EOD possa validar as coordenadas geográficas dos WPPs conforme mencionado na seção A.4.1.4 do DCP versão 2.	EB 41 ANEXO 12	As coordenadas dos parques eólicos foram mudadas de coordenadas UTM para geográficas. As autorizações da ANEEL (outorgas) fornecem evidência dessas coordenadas.	As coordenadas geográficas como apresentadas no DCP versão 3 foram comparadas com as autorizações do MME (Ministério de Minas e Energia) dos 5 WPPs: Araras: Portaria 563 de 10/06/2010 Buruti: Portaria 562 de 10/06/2010 Cajucôco: Portaria 615 de 06/07/2010 Coqueiros: Portaria 579 de 17/06/2010 Garças: Portaria 566 de 15/06/2010 Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
---	----------------------	--	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 5: Favor explicar a diferenças entre os valores do FCP mencionado em A.4.3 do DCP versão 2 e os valores mencionados nos Estudos para Determinar a Produção Energética pela Garrad Hassam (seção 6.4 de relatório).	EB 41 ANEXO 12	As diferenças entre os valores mencionados na seção A.4.3 do DCP, e valores nos relatórios apresentados pela GH, são devidas a terem pego os valores líquidos dos relatórios da GH (apenas considerando o efeito Esteira). O motivo por fazer isso foi para considerar os mesmos valores de perdas (p-perdas, Perdas RB e disponibilidade) que os valores usados nos cálculos iniciais do projeto. A meta que foi buscada usando esse valores foi de manter uma consistência entre as perdas de energia que foram apresentadas na análise financeira inicial. A tabela usada para calcular esses fatores líquidos com base nos estudos da GH está anexada. Ademais, vale a pena mencionar que os valores da Garrad Hassam não serão mais usadas, já que o Fator de Capacidade da Planta se acordo com a Energia Assegurada publicada pela ANEEL será usado.	Os valores de FCP usados nos cálculos na versão 3 do DCP são baseados nos cálculos feitos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Estes cálculos de "energia assegurada" definem a quantidade de energia que a planta será capaz de despachar para a rede. É a "garantia física" da planta, como definido/calculado pela ANEEL, Para obter o valor do FCP, o PP dividiu a energia assegurada pela capacidade instalada de cada planta. Os valores estão disponíveis ao público no website da ANEEL: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
--	-------------------------------	--	--



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 6: Favor fornecer o Projeto de Engenharia Básica de cada um dos 5 WPPs.	EB 41 ANEXO 12	Os documentos do Projeto Básico de Engenharia estão anexados a esse documento.	O PP apresentou cópias de cinco Projetos Básicos de Engenharia dos WPPs. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
--	----------------------	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 7: Na seção A.4.3 do DCP versão 2, favor esclarecer onde a eletricidade que é despachada à rede pelas cinco parque eólicos será medida. Em outras palavras, favor explicar onde o parâmetro $EG_{facility,y}$ do projeto será medido.	EB 41 ANEXO 12	Na seção A.4.3 do DCP, na “Descrição da Conexão”, o seguinte parágrafo foi acrescentado a fim de esclarecer onde a eletricidade que é despachada à rede pelos cinco parque eólicos será medida: <i>“A medição da quantidade de eletricidade alimentada na rede por cada parque eólico será realizada nas Subestações conforme especificado nos procedimentos do Operador Nacional do Sistema (“ONS”).”</i>	A informação exigida foi apresentada em A.4.3 do DCP versão 3. Além disso, $EG_{facility,y}$ deste projeto será medido na Subestação Acaraú II. Consulte a seção B.7.2 do fluxograma onde fica claro como a energia de cada um dos cinco WPPs será transportada até a subestação Acaraú II, e subsequentemente, despachada para a rede nacional. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
SE 8: Na seção A.4.3 do DCP versão 2, favor utilizar a nomenclatura “Fator de Capacidade da Planta” ao invés de “Fator de Capacidade”. Isso estará em conformidade com EB48 ANN 11. Também, a força nominal das turbinas é expressa em “MV” invés do correto “MW”.	EB 41 ANEXO 12	A nomenclatura “Fator de Capacidade da Planta” ao invés de “Fator de Capacidade” foi alterada no DCP. Ademais, a unidade para força nominal das turbinas foi alterada para “MW”.	Na seção A.4.3 do DCP versão 3, a nomenclatura usada agora é FCP – Fator de Capacidade da Planta. A potência nominal das turbinas é expressa em MW. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 9: Na seção B.3 do DCP versão 2, favor delinear no fluxograma, a localização do ponto de medição (por exemplo, uma subestação) de onde se mede a energia que é despachada à rede pelo Projeto. Ou seja, favor fornecer claramente no diagrama onde o variável de monitoramento do projeto: “EG _{facility,y} ” será medido.	EB 41 ANEXO 12	O fluxograma que descreve o limite do projeto, na seção B.3 do DCP, foi atualizado.	Na seção B.3 do DCP versão 3, o PP agora define no diagrama onde a variável de monitoramento do projeto, “EG _{facility,y} ”, será medida. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
SE 10: A respeito da seção B.5 do DCP versão 2, favor fornecer evidência de que a comunicação da consideração prévia fora recebida pela AND brasileira dentro de seis meses da data de início da atividade do projeto.	EB 41 ANEXO 12	MCT confirmou o recebimento das cartas de notificação. Uma cópia dos documentos confirmando a comunicação entre os PPs e a AND está anexada.	Cópia da carta da AND brasileira foi recebida pela EOD, assinada pela secretaria executiva da AND. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 11: Na seção B.5 do DCP versão 2, favor fornecer evidência para que a EOD possa validar os 21 eventos mencionados na linha de tempo de implementação do Projeto. Se não, remova os eventos que são irrelevantes para a demonstração de consideração prévia em conformidade com EB62 ANN 13. <u>Também, favor indicar na seção B.5 do DCP qual versão da “Orientação para Demonstrar e Avaliar a Consideração Prévia do MDL” foi usada.</u>	EB 41 ANEXO 12	A lista cronológica de eventos apresentada na seção B.5 foi transferida para a seção C.1.1 como exigido pelas Diretrizes para o documento de concepção do projeto (CE66, Anexo 8). Além disso, apenas as ações relevantes para demonstração da consideração de evidências do MDL para as seguintes ações estão anexadas a este documento: - Reunião do Conselho (anexo: minuta do conselho) - Participação dos parques eólicos na licitação LER-2009 - EPE.(Os documentos de licitação com a data da oferta podem ser consultados em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=77#) - Carta de considerações prévias do MDL para a AND e UNFCCC documentos de considerações prévias apresentados ao UNFCCC e à AND brasileira DNA. - Compra de tecnologia (turbinas eólicas): (anexo: contrato de turbina eólica) - Contrato de construção: (anexo: contrato de construção) - Início das obras civis: (anexo: agenda do projeto) - Data esperada da operação do projeto proposto: (anexo: agenda do projeto) Ademais, a versão usada da “Orientação para Demonstrar e Avaliar a Consideração Prévia do MDL” foi indicada na seção B.5 do DCP. (http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid04.pdf).	- Reunião do Conselho: evidência OK - Participação no leilão –LER-2009: resultados do leilão comparados em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009-Resultado%20por%20Vendedores.pdf - Cartas de consideração prévia: evidência OK - Assinatura dos CCVEs: evidência (cópia dos cinco CCVEs) OK. - Compra de tecnologia (turbinas eólicas): (anexo: contrato de turbina eólica) OK - Contrato de construção: (anexo: contrato de construção) OK - Início das obras civis: (anexo: agenda do projeto) OK - Data esperada da operação do projeto proposto: (anexo: agenda do projeto) OK Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
--	-------------------------------	---	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 12: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, a respeito do Passo 2 do cálculo do fator de emissão do sistema elétrico, favor esclarecer qual opção (1 ou 2) fora escolhida.	EB 41 ANEXO 12	Seção B.6.1 do DCP, Passo 2, já foi atualizada. Opção I foi selecionada para os cálculos.	Na seção B.6.1 do DCP versão 3, a respeito do passo 2 do cálculo do fator de emissão do sistema elétrico, o PP agora esclarece que a opção (1) foi escolhida. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
SE 13: Na seção B.6.1 do DCP versão 2, na página 34, favor fornecer o fator de emissão CM com 4 decimais após a vírgula.	EB 41 ANEXO 12	O fator de emissão CM foi atualizado para 0,3941 tCO ₂ e/MWh em todas as seções do DCP.	O fator de emissão CM foi atualizado para 0,3941 tCO ₂ e/MWh em todas as seções do DCP. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.



SE 14: A respeito da seção B.6.3 do DCP versão 2, favor explicar nessa seção o significado de: p-perdas por ano, (2) Disponibilidade e (3) perdas RB. Favor também explicar como esses valores foram definidos / calculados. Favor também use o termo “Fator de capacidade da Planta” invés de “Fator de Capacidade”.	EB 41 ANEXO 12	Valores: p-perdas por ano, Disponibilidade e perdas RB, são valores de perdas de energia nas linhas de transmissão e por cause da tecnologia dos equipamentos. Esses valores foram estimados na fase de concepção da atividade do projeto pelos participantes do projeto com base em experiências prévias de desenvolvimento de atividades parecidas. Não há documentos para evidenciar esses valores. Como não é possível apresentar um documento para evidenciar esse valores, os participantes do projeto resolveram usar os valores da ANEEL (veja seção A.4.3). Considerando a "Energia Assegurada" publicada pela ANEEL e a capacidade instalada de cada parque eólico, para que o fator de capacidade assim obtido considere todas as perdas de energia.	Os valores de FCP usados nos cálculos na versão 3 do DCP são baseados nos cálculos feitos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Estes cálculos de "energia assegurada" definem a quantidade de energia que a planta será capaz de despachar para a rede. É a "garantia física" da planta, como definido/calculado pela ANEEL, Para obter o valor do FCP, o PP dividiu a energia assegurada pela capacidade instalada de cada planta. É importante mencionar que o valor da energia assegurada calculado pela ANEEL já considera todas as perdas de energia das plantas. Os valores de energia assegurada estão disponíveis ao público no website da ANEEL: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
--	-------------------------------	--	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 15: A respeito da seção B.6.3 do DCP versão 2, favor esclarecer as divergências entre os valores do FCP das centrais elétricas e o valor da "Energia Assegurada" calculado pela Agência Nacional de Energia Elétrica.	EB 41 ANEXO 12	Veja a resposta do SE CL 14.	Veja a resposta do SE CL 14. Esta SE foi encerrada.
SE 16: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do parâmetro $EG_{facility,y}$, favor esclarecer qual será a frequência de gravação desse parâmetro/dados.	EB 41 ANEXO 12	A frequência de registro desse parâmetro foi incluída na tabela do parâmetro na seção B.7.1: ”	Na seção B.7.1 do DCP versão 3, a seguinte informação está incluída com relação à frequência de registro de $EG_{facility,y}$: Medição contínua. Frequência de registro: os registros são preparados diariamente e a fatura de energia é gerada/relatada mensalmente. Visto que isto está de acordo com a ACM0002 versão 13, esta SE foi encerrada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 17: Na seção B.7.1 do DCP versão 2, a respeito do procedimento de verificação cruzada do parâmetro EG_{facility,y}, favor esclarecer qual procedimento interno será seguido. Também, favor esclarecer como o PP pode assegurar que a energia vendida em um período específico também é a energia gerada e despachada à rede no mesmo período.	EB 41 ANEXO 12	Referências aos procedimentos internos foram retirados dessa tabela já que a verificação cruzada tem base nos relatórios da CCEE. O seguinte parágrafo foi acrescentado na tabela do parâmetro na seção B.7.1, em “Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados”: <i>“Energia fornecida à rede será comparada com notas fiscais de eletricidade (que são de fato os relatórios da CCEE).”</i>	Na versão 3 do DCP, seção B.7.1, o PP afirma que: <i>“Será feita uma verificação cruzada das informações usando evidência documentada da concessionária de energia local ou da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), uma entidade governamental brasileira que monitora a quantidade de eletricidade na rede interligada nacional.”</i> Visto que a CCEE é uma agência independente que gerencia a comercialização de energia no Brasil e mantém o registro oficial da energia vendida, o procedimento de cruzamento de dados foi validado pela EOD como em conformidade com a ACM0002. Informações cruzadas em: http://www.ccee.org.br/cceinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=92f6a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
---	-------------------------------	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 18: A respeito da seção B.7.2 do DCP versão 2, favor esclarecer: (1) qual norma de indústria relevante se aplica para a calibração do equipamento de medição e (2) quais procedimentos do Operador Nacional do Sistema –ONS se aplicam para medidas de monitoramento.	EB 41 ANEXO 12	Aplicações de informações de padrões para calibração de equipamentos de medição e procedimento de monitoramento foram acrescentadas na seção B.7.2 do DCP.	As informações a seguir foram apresentadas pelo PP na seção B.7.2 DCP versão 3: (1) que padrão relevante do setor aplica-se para a calibração dos equipamentos de medição: <i>"A eletricidade total exportada para a rede será monitorada seguindo os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS que define as características técnicas e a classe de precisão (0,2% de erro máximo permissível) dos medidores de eletricidade a serem usados. Além disso, o ONS também regula as exigências de calibração dos medidores de eletricidade (a cada dois anos)."</i> Informação cruzada no website do ONS: Procedimento 12.2 do ONS: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx. Procedimento 12.3 do ONS: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.
---	-------------------------------	---	--



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

			(2) quais procedimentos do Operador Nacional do Sistema (ON) se aplicam às medições de monitoramento: <i>“Para as centrais elétricas que compartilham linhas de transmissão e fornecem eletricidade no mesmo medido do “ponto de conexão” (Figura 2), que é o caso do projeto proposto, o ONS estabelece o procedimento metodológico no “submódulo 12.6”</i> Procedimento 12.6 do ONS. Também disponível em: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
--	--	--	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 19: Na seção B.7.2 do DCP versão 2, o PP afirma que: “haverá um sistema de medição no ponto de conexão (CHESF), que será instalado para medir faturamentos”. Favor explicar essa frase e fornecer informações no DCP a respeito da localização física do equipamento de medição que medirá o parâmetro $EG_{facility,y}$	EB 41 ANEXO 12	Esta frase significa que o sistema de medição naquele ponto será instalado para medir a energia faturada. Essa frase foi atualizada da seguinte forma: <i>“haverá um sistema de medição no ponto de conexão (CHESF), que será instalado para medir a energia faturada pelo parque eólico. O parâmetro $EG_{facility,y}$ (quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pelo projeto à rede no ano y) é a energia gerada e cobrada por cada parque eólico”.</i>	O PP explicou que o ponto de conexão à rede é a subestação Acaraú II, onde $EG_{facility,y}$ das cinco plantas será medido. Consulte também a SE 07 onde o mesmo assunto é discutido. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
---	-------------------------------	--	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 20: A respeito da seção B.7.2 do DCP versão 2, o PP afirma que: “Para gravar e prestar contas de reconhecimento à quantia de energia (MWh) a ser faturada à CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), que é a produção energética de lucro medido o Sistema de Coleta de Dados Energéticos (SCDE) será utilizado”. Favor explicar o que “produção energética de lucro medido” significa. Também, forneça maiores informações a respeito do procedimento de verificação cruzada para que a EOD possa validar que o procedimento de verificação cruzada está conformidade com a ACM0002v12.2 e que o plano de monitoramento reflete boas práticas de monitoramento	EB 41 ANEXO 12	Nessa Seção, outras mudanças foram feitas a fim de esclarecer os procedimentos de monitoramento e verificação cruzada. Também, é importante mencionar que “Produção energética de lucro medido” significa a medição da geração de energia que é faturada. Portanto, o parágrafo: “Para gravar e prestar contas de reconhecimento à quantia de energia (MWh) a ser faturada à CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), que é a produção energética de lucro medido o Sistema de Coleta de Dados Energéticos (SCDE) será utilizado” foi atualizado da seguinte forma: <i>“Para gravar e prestar contas de reconhecimento à quantia de energia (MWh) a ser faturada à CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), um Sistema de Coleta de Dados Energéticos (SCDE) será utilizado. Esse SCDE estará em conformidade com os Procedimentos de comercialização da CCEE.”</i>	O PP atualizou a frase incerta para: <i>“Para gravar e prestar contas de reconhecimento à quantia de energia (MWh) a ser faturada à CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), um Sistema de Coleta de Dados Energéticos (SCDE) será utilizado. Esse SCDE estará em conformidade com os Procedimentos de comercialização da CCEE.”</i> PP, em B.7.2 do DCP versão 3, descreve claramente como o procedimento de cruzamento de informações será conduzido: “Pelo acima, conclui-se que toda a eletricidade gerada pelos cinco parques eólicos é medida por dois circuitos localizados na subestação Aracaú II. No fim de cada mês, a CCEE disponibiliza um relatório com a eletricidade líquida alimentada por cada parque eólico na rede, que está de acordo com o submódulo 12.6. do ONS. A seguir, o proprietário do projeto compara o relatório obtido usando o sistema SCADA com o relatório da CCEE. Veja também B.7.1, onde o PP descreve
--	-------------------------------	--	---



		que: "As informações serão cruzadas usando as evidências documentadas da distribuidora de energia local ou da CCEE (...)" Tendo em vista o acima exposto, a EOD conclui que os procedimentos de cruzamento de informações estão de acordo com a Metodologia de monitoramento ACM0002 versão 13: "Fazer verificação cruzada entre os resultados da medição e os registros da eletricidade vendida" Visto que a CCEE é uma agência independente que gerencia a comercialização de energia no Brasil e mantém <u>os registros oficiais da energia vendida</u>, o procedimento de cruzamento de dados foi validado pela EOD como em conformidade com a ACM0002. Esta SE foi encerrada.	185
--	--	--	-----



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 21: A respeito da seção C.11 do DCP versão 2, favor explicar o que: “Declaração de atividades legais e formais” significa e fornecer evidência para que a EOD possa validar que nesta data em 14/12/2009 os participantes do projeto havia se <u>comprometido com gastos</u> relacionados à implementação ou relacionados à construção da atividade do projeto, em conformidade com o Glossário de Termos do MDL (versão 5).	EB 41 ANEXO 12	PRIMEIRA RESPOSTA DO PP: A data de início da atividade do projeto, data de participação (e concessão) na licitação pública (“Declaração de atividades legais e formais”), foi escolhida a fim de sujeitar-se ao requisito de primeira data em que a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto comece. No entanto, aquela data não é o mais relevantes em termos de comprometimento com gastos conforme é descrito no Glossário de termos do MDL. Assim, a data de início da atividade do projeto foi alterada na seção C.1.1 do DCP para a data de assinatura dos CCVEs. Consulte a seção C.1.1 do DCP para a justificativa detalhada porque esta foi identificada como data de início do projeto como esta era a data de início.	Na versão 3 do DCP, seção C.1.1, o PP agora define a data de início como a data em que o primeiro CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica) foi assinado. Esta é a primeira data em que o PP se comprometeu com os gastos relacionados ao projeto.
		SEGUNDA RESPOSTA DO PP: <i>Como mencionado no DCP, após o PP vencer a licitação (em dezembro de 2009), levou aproximadamente nove meses para que os CCVEs fossem assinados (em setembro e outubro de 2010). Durante este período, o leilão foi garantido por uma garantia que não representava um compromisso significativo quando comparada com o investimento estimado total necessário para a construção da planta. De acordo com o anúncio público do leilão (disponível ao público em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009_Edital_LER_10-11-9_.pdf) a garantia é de 5% do investimento total (artigo 12.1). Portanto, é razoável assumir que, sob estas circunstâncias, os PPs poderiam ter desistido da licitação a qualquer momento, visto que a garantia era um compromisso secundário pré-projeto.</i>	O primeiro CCVE foi assinado em: Assinatura dos CCVEs dos Parques Eólicos Araras, Buriti, Coqueiros e Garças em 08/09/2010. O PP apresentou à EOD cópias dos documentos mencionados. Todavia, favor esclarecer porque a data da licitação pública (Participação de parques eólicos na licitação LER-2009 – EPE 14/12/2009) não pode ser considerada "a primeira data em que o PP se comprometeu com os gastos relacionados ao projeto"?
			ESTA SE AINDA ESTÁ ABERTA: SEGUNDA ANÁLISE DA EOD:



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

		O PP esclareceu este assunto. O esclarecimento foi comparado em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009_Edital_LER_10-11-9_.pdf A EOD gostaria de destaca que as duas datas a seguir: - Participação dos parques eólicos no leilão LER-2009 - EPE 14/12/2009. - Data de assinatura do CCVE (setembro e outubro de 2010) ambas estão dentro do período especificado para consideração prévia, como estipulado pelo CE 62 ANEXO 13. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
--	--	---



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 22: A respeito da seção C.1.2 do DCP versão 2, favor esclarecer e fornecer evidência documentada para que a EOD possa validar a vida útil operacional esperada da atividade do projeto.	EB 41 ANEXO 12	Como foi citado na resposta da SAC 6, o documento técnico para evidenciar a vida útil dos equipamentos está anexado a essa resposta. Ademais, a vida útil operacional de 20 anos está em conformidade com: a) Cláusula 4.2. dos CCVEs que cita que: “4.2. O PERÍODO DO SUPRIMENTO será de 20 anos e vigorará no prazo previsto na Subcláusula 4.3, independentemente do prazo final da autorização do VENDEDOR, observado o disposto na Subcláusula 4.4.” (Os CCVEs dos cinco parques eólicas estão anexados a esse documento). b) Cláusula 12 do Contrato de Operação e Manutenção com a Serviços Técnicos de Operação e Manutenção Ltda, onde o serviço é contratado por 20 anos. c) Anexo à Avaliação de Concepção - N°. 44 220 09192037-D-IEC, Rev. 0- Página 3: “Vida útil da Concepção: 20 anos”	Vida útil técnica de 20 anos validada com evidência documentada: “Statement of compliance for the Design Assessment” – V 77, preparado pela TUV Nord em 01/10/2009: “Vida útil da Concepção: 20 anos” Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
---	-------------------------------	---	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 23: A respeito da seção D.1 do DCP versão 2, favor providenciar evidência para que a EOD possa validar a seguinte declaração: "foram realizadas audiências públicas nos municípios onde os projetos serão desenvolvidos. Essas audiências constituem um instrumento legal para a proteção do meio ambiente e visam assegurar que os atores tomem ciência do projeto proposto; o conteúdo do RIMA (Relatório de Impacto Ambiental) é apresentado ao público e permite a participação efetiva dos atores com críticas e sugestões."	EB 41 ANEXO 12	Audiências públicas são um pré-requisito para obter licenças ambientais. Então, as licenças ambientais, apresentadas durante a visita de validação, são mais evidência de que as audiências públicas foram realizadas. Não obstante, estão inclusas uma cópia das atas de reunião que discutia a implementação do Parque Eólico Araras, assim como a lista de participação de todas as outras reuniões realizadas para discutir a implementação dos outros parques eólicos incluídos na atividade de projeto do MDL proposta.	O PP apresentou a seguinte evidência para validação da declaração: <i>"foram realizadas audiências públicas nos municípios onde os projetos serão desenvolvidos"</i> 1. cópia das atas do WPP Araras. 2. Listas de participação das demais reuniões dos outros quatro WPPs. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
---	-------------------------------	---	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 24: Na seção D.2 do DCP versão 2, o PP afirma que: “Os impactos ambientais não são considerados significantes na atividade do projeto”. Favor fornecer evidência documentada de terceiros para que a EOD possa validar essa afirmação.	EB 41 ANEXO 12	O seguinte parágrafo foi acrescentado na seção D.2 do DCP: “Como foi afirmado na seção D.1, a análise do impacto ambiental indica resultados bem-sucedidos no desenvolvimento dos projetos. A atividade do projeto não tem nenhum impacto negativo maior no meio ambiente durante as fases de construção ou operação, e para o que poderia afetar o meio ambiente, o participante do projeto desenvolveu medidas de mitigação, e planos para monitoramento do impacto ambiental a fim de assegurar a viabilidade ambiental do projeto. Os Estudos de Impacto Ambiental dos projetos propostos foram aprovados pela SEMACE, de forma que os parques eólicos obtiveram a licença de instalação" Evidência dessa declaração pode ser encontrada nos Estudos de Impacto Ambiental aprovados pela SEMACE. Documentos de Estudos de Impacto Ambiental foram entregues à EOD durante a visita de validação.	Evidência usada para validar a informação apresentada na seção D.2 do DCP versão 3: - 5 x Estudos de Impacto Ambiental dos cinco WPPs, preparado por uma empresa de consultoria terceirizada: “AMBIENTAL CONSULTORIA & PROJETOS LTDA.” - Licenças ambientais (licenças de instalação) dos cinco WPPs: L.I Licenças Ambientais (licenças de construção): - L.I. – Araras: 100/2011 – COPAM NUCAM – Agência Ambiental Estadual (SEMACE) de 11/03/2011 - L.I – Garças: 574/2010 – COPAM NUCAM – Agência Ambiental Estadual (SEMACE) de 20/10/2010 - L.I – Buriti: 724/2010 – COPAM NUCAM – Agência Ambiental Estadual (SEMACE) de 04/10/2010 - L.I. – Cajucôco: 723/2010 – COPAM NUCAM – Agência Ambiental Estadual (SEMACE) de 04/10/2010 - L.I. – Coqueiro: 572/2010 – COPAM NUCAM – Agência Ambiental Estadual (SEMACE) de 20/10/2010 Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada. .
--	-------------------------------	---	---



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 25: A respeito da seção E.1 do DCP versão 2, favor esclarecer quais atores locais foram convidados a comentar sobre o Projeto que podem ser considerados: "Associações comunitárias com objetivos direta ou indiretamente relacionados à atividade do projeto".	EB 41 ANEXO 12	Durante o processo de consulta pública, apenas ISBET foi reconhecido com uma “associação comunitária” e está localizada nos projetos das cidades. Observe que estamos falando de comunidades pequenas. Até a Prefeitura foi difícil encontrar, o PP ligou pelo menos seis vezes para cada cidade para encontrar o endereço da Prefeitura. Então, é comum que apenas uma associação comunitária formal aja nessas cidades pequenas. O PP escolheu uma comunidade sólida, com estruturas organizacionais nacionais, além de outras instituições que estão em contato constante com a comunidade.	O PP esclareceu este assunto. Para cruzar as informações apresentadas, a EOD acessou o seguinte website: http://isbet.org.br/ Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
SE 26: A respeito da seção E.1 do DCP versão 2, favor fornecer cópias dos reconhecimentos de recebimento das cartas enviadas aos atores locais.	EB 41 ANEXO 12	Os recibos de confirmação foram enviados ao DOE em 02/02/12.	A EOD recebeu cópias de confirmação de recebimento do correio para todos os atores mencionados no DCP versão 3. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 27: Nas Seções E.1 e E.2 do DCP versão 2, favor fornecer uma tradução em língua inglesa de: (1) Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais e (2) Instituto Brasileiro Pró-Educação Trabalho e Desenvolvimento. Também utilize a abreviação inglesa NGO.	EB 41 ANEXO 12	Tradução para a língua inglesa de: (1) Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais e (2) Instituto Brasileiro Pró-Educação Trabalho e Desenvolvimento, foi fornecida nas seções E.1 e E.2 do DCP. Também foi incluída a tradução de ONG.	As traduções foram providenciadas como solicitado. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
---	----------------------	--	---

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 28: A respeito da seção E.1 do DCP versão 2, os dois links na web para o site da IMPSA (para o DCP e para ANEXO 3) não são acessíveis. Também, esclarecer se o DCP na versão em português foi disponibilizado online, para permitir que os atores locais entendam a atividade do projeto. Também, favor esclarecer o ano na frase: “As cartas de convite foram enviadas em 1º de julho de (...)”.	EB 41 ANEXO 12	Os links estão inacessíveis porque a página foi atualizada antes do processo de validação. Os links estava disponíveis para consulta pública já que as cartas de convite foram enviadas antes da atualização do website. Para evidenciar isso, um email está anexado. Os documentos estavam em português para a consulta pública. A versão em português do DCP está anexa. Na seção E.1, o ano em que as cartas-convite foram enviadas foi incluído e o parágrafo foi atualizado da seguinte maneira: <i>“De acordo com a Resolução nº 7/2008, foram enviadas cartas-convite em 1o de julho de 2011, informando o conteúdo completo do documento de concepção do projeto, assim como o Anexo III, relativo à contribuição da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável, em português, que foi disponibilizado no website da empresa.”</i>	1. Ambos os links para o site do IMPSA (para o DCP e para o ANEXO 3) não são acessíveis. Os links foram removidos do DCP versão 3 pois as páginas da web foram atualizadas antes do processo de validação. Entretanto, o PP apresentou evidências para demonstrar que o DCP estava disponível no website durante o processo de consulta pública local: - comunicação por e-mail indicando que o DCP havia sido enviado ao website antes do início da validação (troca de e-mails de maio de 2011). 2. Também, esclarecer se o DCP na versão em português foi disponibilizado online, para permitir que os atores locais entendam a atividade do projeto: Evidência DCP versão 2 em português. 3. Também, favor esclarecer o ano na frase: “As cartas de convite foram enviadas em 1º de julho de (...)”. A frase foi alterada e agora está clara. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
--	-------------------------------	--	--



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 29: Favor incluir na seção B.3 do DCP, a delineação do limite do projeto, incluindo a identificação de todos os locais, processos e equipamentos, inclusive equipamentos secundários e processos associados como logística etc.	MVV 79	O diagrama de limite do projeto apresentado na seção B.3 do DCP foi atualizado.	O fluxograma apresentada em B.3 do DCP versão está de acordo com as prescrições das orientação de elaboração de um DCP. Tendo em vista o exposto acima, a SE foi encerrada.
SE 30: A respeito das informações fornecidas pelo PP na seção B.5 (sub-passo 4.a) do DCP versão 2, favor fornecer informações atualizadas a respeito da mistura de energia do Brasil, como há 72 centrais eólicas em operação no Brasil de acordo com o banco de dados online da ANEEL.	EB 65 ANEXO 21	Passo 4 do DCP foi atualizado de acordo com a última versão da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Versão 06.0.0)”. Neste sentido, apenas as centrais eólicas que iniciaram suas operações comerciais antes da data de início da atividade do projeto foram incluídas na análise.	A análise da prática comum foi alterada na versão 3 do DCP. Portanto, a análise 4.a foi substituída por uma análise de acordo com o parágrafo 47 da ferramenta. Consulte a SAC 24 para uma descrição de como a EOD pôde validar a análise da prática comum apresentada na versão 3 do DCP.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE 31: A respeito das informações fornecidas pelo PP na seção B.5 (sub-passo 4.b) do DCP versão 2, favor esclareça o que “a uma capacidade que é muito inferior à atividade do projeto” significa.	EB 65 ANEXO 21	Passo 4 do DCP foi atualizado de acordo com a última versão da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Versão 06.0.0)”. Da mesma forma, as exigências das “Diretrizes sobre prática comum” foram verificadas e o critério usado para definir centrais elétricas com resultados parecidos foi o estabelecido no passo 1 das diretrizes mencionadas, ou seja, +/-50% do resultado da concepção ou capacidade da atividade de projeto proposta.	A análise da prática comum foi alterada na versão 3 do DCP. Portanto, a análise 4.b foi substituída por uma análise em conformidade com parágrafo 47 da ferramenta. Consulte a SAC 24 para uma descrição de como a EOD pôde validar a análise da prática comum apresentada na versão 3 do DCP.
SAC BQA 01 – De acordo com as “Diretrizes para Avaliação de Análise de investimentos” versão 5, "o período de avaliação não deve ser limitado ao período proposto de obtenção de créditos da atividade de projeto do MDL. Os cálculos da TIR do projeto e da TIR do capital próprio devem, de preferência, refletir o período de operação esperada da atividade do projeto subjacente (vida útil técnica) ou, se for escolhido um período menor, incluir o valor justo dos ativos da atividade do projeto no final do período de avaliação". Forneça evidências que apóiem o período de operação esperado utilizado na análise de investimentos.	EB 61 ANEXO 13	Veja a resposta ao SE 22.	A EOD verificou a resposta sobre SE 22. SAC BQA 01 está encerrada



<u>SAC BQA 02</u> – <i>Fornecer o Relatório da Garran Hassan para que a EOD possa validar o Fator de Capacidade da Planta.</i>	EB 48 ANEXO 11	Os <i>Relatórios da Garran Hassan</i> estão anexados. No entanto, é mais importante observar que em conformidade com a explicação apresentada no SE 14, o PP decidiu aplicar o FCP de acordo com a Energia Assegurada publicada pela ANEEL.	A SAC BQA 02 está encerrada.
---	----------------------	---	------------------------------

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SAC BOA 03 – Apresentar todas as evidências para apoiar os seguintes valores de entrada para cada central elétrica. Assegure-se que todas as informações e evidências têm como base as informações relevantes disponíveis no momento da decisão de investimento e não as informações disponíveis em um ponto anterior ou posterior. Apresente as datas de cada evidência. For Araras: - Taxa cambial: 1.744; - N° de unidades: 20; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 67.125; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% - Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 5,7/mês; - Taxa Ambiental: USD 335,6; - Construção da SAC: USD 281,93; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 97,48; - Custos de desenvolvimento: USD 203,5 - Taxas legais e outras: USD 41,2; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 677,64; - Fator da Planta: 51,25%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 12 Unidades; - Geração de Energia (P50): 134,68 GWh/ano; - Lotes Leilão Energia (Contrato): 105,12 GWh/ano - p - Perdas por ano: 2,24%;	MVV 111	A decisão de investimento foi tomada usando valores que foram calculadas com base na experiência do proponente do projeto em operar outros parques eólicas no país. Não havia contratos assinados para os gastos de construção nem de operação na época do processo de licitação. Uma vez que fechou-se a licitação, e foram concedidos à Energimp os diferentes projetos, a contratação de fornecedores diferentes começa. Para mostrar que os valores estão em conformidade com os custos que finalmente foram aplicáveis, todos os contratos assinados para cada um dos parque eólicos estão anexados a esse documento. Consulte a planilha “Validation data. Acarau I.xls” que contém referências a cada um dos conceitos que são listados.	Primeira resposta: O PP não apresentou evidências que confirmavam os custos de investimento e custos de O&M exatamente, dependendo de sua experiência em desenhar parques eólicas para fazer estimativas. Nesse sentido, a EOD pôde visar documentos oficiais em que o custo total de investimento é menor que as estimativas feitas pelo PP. A EOD considerou que o PP fez estimativas conservadoras em comparação com os documentos, de modo que os valores são válidos no ponto de vista da análise de adicionalidade. A comparação dos valores pode ser vista na tabela abaixo: <table><tr><th></th><th>Documento s oficiais</th><th>Estimativas do PP</th></tr><tr><td>Parque Eólico</td><td></td><td></td></tr><tr><td>GARÇAS</td><td>164,051</td><td>119,548</td></tr><tr><td>ARARAS</td><td>164,609</td><td>120,018</td></tr><tr><td>BURITI</td><td>163,888</td><td>119,752</td></tr><tr><td>COQUEIROS</td><td>147,541</td><td>108,027</td></tr><tr><td>Cajucôco</td><td>165,547</td><td>126,626</td></tr></table>		Documento s oficiais	Estimativas do PP	Parque Eólico			GARÇAS	164,051	119,548	ARARAS	164,609	120,018	BURITI	163,888	119,752	COQUEIROS	147,541	108,027	Cajucôco	165,547	126,626
	Documento s oficiais	Estimativas do PP																						
Parque Eólico																								
GARÇAS	164,051	119,548																						
ARARAS	164,609	120,018																						
BURITI	163,888	119,752																						
COQUEIROS	147,541	108,027																						
Cajucôco	165,547	126,626																						

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Disponibilidade 1o ano: 98% - Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD 2,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD 4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro; - Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 182,52/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês; - Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês (1º anos) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês (3º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês (5º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00% sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros; - Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda; - Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda>\$R 240.000 (USD 137,61); - Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD;			Os valores foram verificados em relação a fontes de terceiros disponíveis, que mostram que os valores são adequados. Para os custos de O&M, a EOD fez a verificação cruzada dos estimativos do PP com recursos de terceiros disponíveis, que mostram que os valores apresentados são adequados. Para custos de transmissão, custos de regularização, impostos, aluguel de terra, FCP, tarifa de energia e outros custos pequenos, o PP forneceu as evidências necessárias. A SAC BQA 03 foi encerrada.
--	--	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL; - COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais; - PIS: : 0,65% sobre os lucros totais; - Taxa ANEEL: 0,50%; - Benefício ANEEL: USD 192,33/KW; - ANEEL: USD 0,96/KW; - ANEEL: USD 28,85/ano - CCEE: USD 0,04 /MWh; - ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos Para Garças: - Taxa cambial: 1.744; - N° de unidades: 20; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 66.868; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% - Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 5,7/mês; - Taxa Ambiental: USD 334,3; - Construção da SAC: USD 280,84; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 97,48; - Custos de desenvolvimento: USD 203,46; - Taxas legais e outras: USD 41,15; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 667,83; - Fator da Planta: 53,16%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 13 Unidades; - Geração de Energia (P50): 139,69 GWh/ano; - Lotes Leilão Energia (Contrato): 113,88 GWh/ano; - p - Perdas por ano: 2,24%; - Disponibilidade 1o ano: 98% - Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD 2,0/mês/unidade;			
--	--	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD 4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro; - Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 182,52/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês; - Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês (1º anos) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês (3º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês (5º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00% sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros; - Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda; - Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda > R\$ 240.000 (USD 137,61); - Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD; - Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL; - COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais; - PIS: : 0,65% sobre os lucros totais; - Taxa ANEEL: 0,50%; - Benefício ANEEL: USD 192,33/KW;			
---	--	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- ANEEL: USD 0,96/KW; - ANEEL: USD 28,85/ano - CCEE: USD 0,04 /MWh; - ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos Para Buriti: - Taxa cambial: 1.744; - N° de unidades: 20; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 67.061; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% - Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 2,2/mês; - Taxa Ambiental: USD 335,3; - Construção da SAC: USD 281,66; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 37,53; - Custos de desenvolvimento: USD 203,46; - Taxas legais e outras: USD 41,15; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 649,48; - Fator da Planta: 49,50%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 11 Unidades; - Geração de Energia (P50): 130,09 GWh/ano; - Lotes Leilão Energia (Contrato): 96,36 GWh/ano; - p - Perdas por ano: 2,24%; - Disponibilidade 1o ano: 98% - Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD 2,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD 4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro;			
---	--	--	--



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 182,52/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês; - Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês (1º anos) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês (3º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês (5º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00% sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros; - Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda; - Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda>\$R 240.000 (USD 137,61); - Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD; - Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL; - COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais; - PIS: : 0,65% sobre os lucros totais; - Taxa ANEEL: 0,50%; - Benefício ANEEL: USD 192,33/KW; - ANEEL: USD 0,96/KW; - ANEEL: USD 28,85/ano - CCEE: USD 0,04 /MWh; - ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos			
---	--	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Para Coqueiros: - Taxa cambial: 1.744; - N° de unidades: 18; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 60.472; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% - Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 2,2/mês; - Taxa Ambiental: USD 302,4; - Construção da SAC: USD 253,98; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 37,53; - Custos de desenvolvimento: USD 183,12 - Taxas legais e outras: USD 37,04; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 601,04; - Fator da Planta: 51,03%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 11 Unidades; - Geração de Energia (P50): 120,71 GWh/ano; - Lotes Leilão Energia (Contrato): 96,36 GWh/ano; - p - Perdas por ano: 2,24%; - Disponibilidade 1o ano: 98% - Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD 2,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD 4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro; - Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 164,27/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês; - Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês (1º anos)			
--	--	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês (3º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês (5º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00% sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros; - Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda; - Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda > \$R 240.000 (USD 137,61); - Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD; - Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL; - COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais; - PIS: : 0,65% sobre os lucros totais; - Taxa ANEEL: 0,50%; - Benefício ANEEL: USD 192,33/KW; - ANEEL: USD 0,96/KW; - ANEEL: USD 25,96/ano; - CCEE: USD 0,04 /MWh; - ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos Para Cajucôco: - Taxa cambial: 1.744; - N° de unidades: 20; - Capacidade por unidade: 1,50 MW; - EPC Total: USD 70.946; - Taxa ambiental (sobre custo EPC): 0,50% - Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 1,7/mês; - Taxa Ambiental: USD 354,7;			
--	--	--	--

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Total do Seguro SAC (em custo EPC): 0,42% - Aluguel durante a construção: USD 1,7/mês; - Taxa Ambiental: USD 354,7; - Construção da SAC: USD 297,98; - Direto de Passagem: USD 55,05; - Aluguel durante a construção: USD 29,24; - Custos de desenvolvimento: USD 203,46; - Taxas legais e outras: USD 41,15; - Títulos (Custo das Garantias de Licitação): USD 678,37; - Fator da Planta: 45,01%; - Hora por ano: 8.760,00 - Lotes Leilão (Contrato): 12 Unidades; - Geração de Energia (P50): 118,29 GWh/ano; - Lotes Leilão Energia (Contrato): 105,12 GWh/ano; - p - Perdas por ano: 2,24%; - Disponibilidade 1o ano: 98% - Disponibilidade: 98% - Período de Operação: 20 anos - Custos de operação e manutenção (0-2 anos): USD 2,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (3-5 anos): USD 4,0/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (6-10 anos): USD 4,3/mês/unidade; - Custos de operação e manutenção (11-20 anos): USD 5,8/mês/unidade; - Aluguel durante operação: 1,30% do lucro; - Seguro: 0,34% do custo EPC; - Administrativo: USD 182,52/ano - TUST (Tarifas de Uso do Sistemas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês; - Desconto TUST (se capacidade for < 30MW): 50%; - Perdas RB: 2,50%; - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,753/MW/mês (1º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,629/MW/mês (2º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,506/MW/mês (3º ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,382/MW/mês (4º ano)			
--	--	--	--



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,259/MW/mês (5^o ano) - TUST (Tarifas de Transmissão): USD 3,135/MW/mês (anos 6-20) - Bases de cálculo para Imposto de Renda : 8,00% sobre os lucros; - Base de cálculo para CSLL (Contribuição social): : 12,00% sobre os lucros; - Base de Imposto de Renda: 15,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda; - Adicional do Imposto de Renda: 10,00% sobre a base do cálculo para imposto de renda > R\$ 240.000 (USD 137,61); - Limite adicional (R\$) : 137,61 milhares USD; - Imposto de Contribuição Social: 9,00% sobre base de cálculo para CSLL; - COFINS: : 3,00% sobre os lucros totais; - PIS: : 0,65% sobre os lucros totais; - Taxa ANEEL: 0,50%; - Benefício ANEEL: USD 192,33/KW; - ANEEL: USD 0,96/KW; - ANEEL: USD 28,85/ano - CCEE: USD 0,04 /MWh; - ONS: USD 0,24/KW Inst - Tarifa – Leilão: USD 86,23/ Gwh - Ativos Fixos Amort: 20 anos			
SAC BQA 04 - Fornecer os contratos EPC para todos as centrais elétricas relacionadas à atividade do projeto que o PP menciona ao DCP e a Planilha de Análise de investimentos.	MVV 111	Os contratos EPC assinados durante 2011 estão anexados a esse documento.	A EOD pôde acessar os contratos EPC. A SAC BQA 04 está encerrada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE BQA 1 – Esclareça com evidências o momento da decisão do investimento, para garantir que os valores de entrada sejam os corretos neste momento na cronologia do projeto.	EB 61 Anexo 13	A decisão de investimento foi tomada no momento da participação na licitação, o que significa oferecer uma tarifa que se aplicará nos próximos 20 anos, no caso de o PP ter o projeto outorgado. Os fluxos de caixa que são necessários para determinar a tarifa de oferta foram desenvolvidos antes daquela data. Os documentos de licitação podem ser consultados em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=77# A análise de investimentos inicial foi realizada considerando o conhecimento da IMPSA na construção e operação de outros parques eólicas no Brasil. Na data de hoje, há contratos assinados com fornecedores diferentes que demonstram que os valores finais são próximos de os inicialmente estimados. Na verdade, a soma dos custos de investimentos de acordo com os contratos assinados durante 2011 é mais alto do que os valores estimados durante 2009.	A SE BQA 01 está encerrada.
---	---------------------------	--	------------------------------------



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

SE BQA 02 - Há outras versões de planilha de análise de investimentos? Forneça todas as versões de planilha de análise de investimentos.	EB 61 Anexo 13	Não há outras versões da planilha que diferem da apresentada ao EOD.	A SE BQA 02 está encerrada.
SE BQA 03 - Os participantes do projeto têm como base os valores dos Relatórios do Estudo de Viabilidade (REV) que são aprovados pelas autoridades nacionais para as atividades de projeto do MDL propostas?	MVV 113	Os proponentes do projeto basearam a adicionalidade nos valores que foram calculados com base na experiência do proponente do projeto em operar outros parque eólicos. Não há REV com valores aprovados por autoridades nacionais.	A SE BQA 03 está encerrada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Resumo

No. do contrato	BR.1117323/2011
Título do projeto	Parque eólico Acaraú I - 147 MW, Brasil
Versão do GSC-DCP	02
Data do GSC-DCP	10/2011
Período da GSC	15/11/2011 a 14/12/2011
Versão final do DCP	5
Data final do DCP	30/05/2012
Metodologia A e versão	ACM0002 Versão 13
Metodologia B e versão	não aplicável
Período de obtenção de créditos	01/01/2013 a 01/01/2020
Data de visita ao local	17/01/2012
Data de aprovação do FVR	07/04/2012
RE	209.452
Proprietário do projeto	Energimp S.A.
Comprador do projeto	BBB Company
Consultor	PWC/EQAO
Cliente	Energimp S.A.
Localização do projeto	Municípios de Acaraú e Itarema, Estado do Ceará, Brasil

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO



Líder da Equipe	Sr. Guilherme Lefevre
Membro da equipe	Sra. Flavia Resende
Revisor Técnico	Sr. Diego Serrano