



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE DESENHO DE PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE MDL (F-PDD-MDL)
Versão 04.1**

DOCUMENTO DE DESENHO DE PROJETO (PDD)

Título da atividade de projeto	Projeto de MDL Usinas Eólicas Eurus II e Renascença V
Número da versão do PDD	6
Data de finalização do PDD	01/10/2013
Participante(s) do projeto	ATLANTIC - Atlantic Energias Renováveis S.A. (Particular)
Parte(s) Anfitriã(s)	Brasil
Escopo de setor e metodologia(s) selecionada(s)	Indústria de Energia (fontes renováveis/não renováveis) Linha de base e metodologia de monitoramento ACM0002 “Metodologia consolidada para geração de eletricidade conectada de fontes renováveis, versão 13.0.0
Valor estimado de média anual de GHG Reduções de emissão	67,723 tCO ₂



SEÇÃO A. Descrição da atividade do projeto

A.1. “Objetivo e descrição geral da atividade do projeto

Os projetos propostos de energia eólica, **Eurus II** e **Renascença V**, doravante conhecido como atividade do projeto em conjunto, consiste da construção e operação de um complexo de parques eólicos. O projeto será desenvolvido por uma empresa chamada *Atlantic Energias Renováveis*.

Atlantic Energias Renováveis S.A (ATLANTIC) ¹ é uma holding de energia, com base no estado do Paraná, que tem atividades em várias regiões do Brasil. Operando com tecnologia e capital brasileiro e espanhol, o foco é explorar as fontes de energia renovável e limpa e desenvolver constantemente projetos e ventures. Por questões técnicas, os parques eólicos serão de propriedade e operados por duas empresas controladas pela ATLANTIC (doravante chamada de “proprietária do projeto”), chamadas **Eurus II Energias Renováveis S.A.** e **Renascença V Energias Renováveis S.A.**

A atividade do projeto vai usar 30 turbinas, 15 em cada parque eólico, fabricados pela empresa Vestas, modelo V100-2.0MW. Cada turbina tem uma saída nominal de 2MW, oferecendo capacidade total de 60 MW. O resultado anual de **Eurus II** é estimada em 138.668 MWh (considerando um 52,77% Fator de Capacidade) e, por sua vez, o resultado anual de **Renascença V** é estimado em 137.301 MWh (considerando 52,25% Fator de Capacidade). Assim, a atividade conjunta inclui um resultado anual total de 275.969 MWh. Estes dados técnicos vêm dos últimos relatórios do “Projeto de Avaliação de Recurso do Vento”, feito por uma empresa terceirizada chamada *Barlovento*.

Os dois parques eólicos: **Eurus II** e **Renascença V** estão localizadas nos municípios de *João Câmara* e *Parazinho*, respectivamente, as duas no estado do *Rio Grande do Norte*, Brasil. As terras a serem ocupadas estão localizadas em uma região de baixa densidade demográfica, onde a vegetação dominante é de arbustos e a atividade econômica é pequena, sendo constituída essencialmente pela criação de cabras e agricultura pequena.

Antes da implementação da atividade do projeto, a área não tem nenhuma usina elétrica instalada e o projeto é uma unidade de zona verde. O cenário do parâmetro, estabelecido com base na metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), é a geração de eletricidade que teria sido gerado por usinas de força conectada à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração. Espera-se que o projeto todo contribua com as reduções de emissão de GHC em 67.723 tCO₂ anualmente comparado ao cenário do parâmetro no primeiro período de crédito.

O objetivo do projeto proposto é gerar eletricidade ao usar recurso eólico limpo para a falta de energia. E também, vai ajudar o Brasil a atingir suas metas em promover o desenvolvimento sustentável. O projeto está alinhado com as especificações de CDM do país sede desde que:

- (a) Ajude a evitar outros projetos que possam gerar energia pela queima de combustível fóssil, reduzir as emissões potenciais de GHC desses projetos
- (b) Crie empregos para pessoas do estado do *Rio Grande do Norte* durante a construção das usinas e, posteriormente, na operação. Durante o período de construção das duas usinas, aproximadamente 300 pessoas serão empregadas (direta e indiretamente). Depois que o projeto estiver totalmente em funcionamento, irá gerar empregos permanentes para realizar tarefas, como operação e manutenção, incluindo manutenção das áreas verdes, limpeza e segurança. Vale a pena observar que o projeto dá aos trabalhadores todas as condições formais de trabalho.
- (c) Ajude a economia local da região, já que a operação vai precisar de serviços dos prestadores em várias áreas (saúde, administrativo e jurídico, técnicos, engenheiros, etc.). Por outro lado, a operação do projeto vai oferecer incentivos para aumentar as atividades produtivas em vários setores econômicos. Tem um impacto na geração de empregos para setores primários e secundários na metade do período (deixa as atividades

¹ <http://www.atlanticenergias.com.br>



econômicas intensivas de energia mais dinâmicas, como os processos agroindustriais) e para os setores de negócios e serviços em médio e longo prazo.

(d) até o projeto proposto apresenta baixos impactos ambientais, vários investimentos serão feitos para evitar ou reduzir os possíveis impactos. O projeto adotou várias ações de redução, como uma distribuição que permite o uso de um terreno pequeno e do exemplo de nenhuma existência de efluentes. A empresa vai implementar planos sociais e manter todas as regras ambientais e de segurança de acordo com o nível federal e municipal.

(e) A tecnologia a ser usada é relativamente nova no país e requer treinamentos para o pessoal local especializado para operar os parques eólicos e para gerenciar corretamente o projeto. Embora a região onde o projeto esteja sendo desenvolvido tenha que acessar a eletricidade pelo sistema interconectado e um isolado, com isso, as empresas obtêm mais experiência e a tecnologia é divulgada mais amplamente, o que significa que o projeto transfere a tecnologia à rede local. Este caso poderia ser facilmente replicado para estimular o desenvolvimento de projetos de parques eólicos na região, encorajando o aumento da geração de energia elétrica limpa, já que a energia que vem de um parque eólico tem um fator de emissão 0 tonCO₂/MWh.

(f) A atividade do projeto vai contribuir para aumentar a arrecadação de impostos do município oferecendo benefícios diretos à população.

A.2. Localização de atividade de projeto

A.2.1. Parte(s) Anfitriã(s)

>>Brasil

A.2.2. Região/Estado/Província, etc.

>> Estado do Rio Grande do Norte.

A.2.3. Cidade/Comunidade etc.

>> Municípios de *João Câmara* e *Parazinho*.

A.2.4. Localização física/geográfica

>> A atividade do projeto será instalada em um polígono com as seguintes coordenadas para cada lado.

Eurus II:

Borda	Latitude	Longitude
1	5°22'25.42"S	35°49'49.15"W
2	5°22'37.75"S	35°49'14.71"W
3	5°24'29.67"S	35°49'51.38"W
4	5°24'29.22"S	35°50'35.26"W

Renascença V:

Borda	Latitude	Longitude
1	5°15'7.77"S	35°52'10.17"W
2	5°16'1.62"S	35°50'33.79"W
3	5°17'18.03"S	35°51'14.97"W
4	5°16'11.67"S	35°52'49.81"W

As duas localizações podem ser comparadas no respectivo Projeto de Engenharia Básico Revisado ou nas Fichas técnicas da ANEEL. A energia é distribuída no Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Município de João Câmara, Rio Grande do Norte.



Município de Parazinho, Rio Grande do Norte.





Os parques do projeto proposto estão localizados em áreas ricas em recursos eólicos. Antes da atividade do projeto, não há instalação anterior ou outra infraestrutura instalada, como é possível observar nas imagens abaixo e, assim, o projeto é uma usina de campo verde.

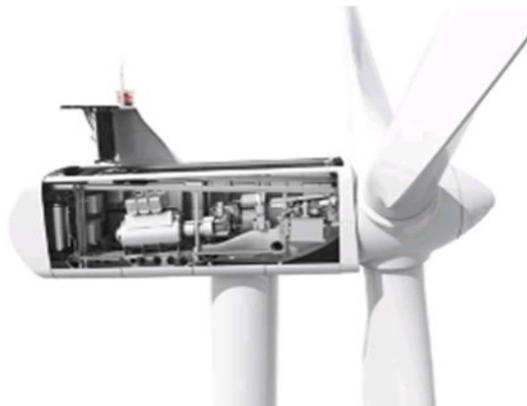


Foto: Localizações da Eurus II (destaque em azul) Renascença V (vermelho), fonte: Google Maps Abril 2012

A.3. Tecnologias e/ou medições

>>

O projeto usa turbinas V100-2.0MW² fabricada pela Vestas, com capacidade nominal de 2 MW. 15 turbinas serão instaladas em cada parque eólico, 30 no total. Os dois projetos vão oferecer uma capacidade total de 60 MW.



Fonte: http://www.vestas.com/files/billeder/Photos/Wind_power_solutions/v90-100_Grid_IEC_IA.jpg

² Contrato de Fornecimento e Instalação Eurus II (30 de junho de 2011); Contrato de Fornecimento e Instalação Renascença V (30/06/2011)



As especificações técnicas chave das turbinas de vento e o transformado estão na Tabela A-1 abaixo.

Tabela A-1³

Nome dos parâmetros	Unida	Valor
<i>turbinas</i>		
Fabricante	-	Vestas
Modelo	-	V100-2.0 MW
Saída nominal	kW	2,000
Velocidade nominal do vento	m/s	12.5
Classe do vento	-	IEC IIA (7.5 m/s)
Velocidade do vento de corte de entrada	m/s	3
Velocidade do vento de corte de saída	m/s	20
Altura do cubo	m	80
Frequência nominal	Hz	60 Hz
<i>Rotor</i>		
Diâmetro	m	100 m
Área varrida	m	7,854
Revoluções nominais	rpm	14.9
Número de pás	peça	3
<i>Gerador</i>		
Fabricante	-	Vestas
Tipo		permanente ímã
<i>Equipamento de monitoração</i>		
Fabricante	-	Não Adquirido
Modelo	-	Não Adquirido
<i>Torre</i>		
Altura do eixo do rotor	m	95
Tipo		cilindro
Material de construção	-	aço
<i>Nível de ruído</i>		
Nível de ruído, na base da Torre, à velocidade do vento de 10 m/s	1. dB	105.5
<i>Outros parâmetros</i>		
Vida útil do equipamento	. anos	25-30 ⁴⁵

³ <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/procurement/turbine-overview/v100-1.8/2.0-mw.aspx#/vestas-univers>

⁴ <http://www.renewable-energy-sources.com/2009/11/10/technical-lifetime-of-wind-turbines/>

⁵ http://www.ehow.com/facts_5957998_life-wind-turbine_.html



Tabela A - 2

Parque eólico	<i>Eurus</i>	<i>Renascença V</i>
Capacidade instalada (MW)	30	30
Fator de capacidade (% de acordo com a energia garantida)	52.77%	52.25%
Energia garantida (MWh/ano)	138,668	137,301

Fonte de dados: Fichas técnicas, relatórios do projeto e análise financeira

O equipamento de monitoração vai seguir os procedimentos indicados pelo ONS (Operador nacional do Sistema Elétrico) no No. de Ordem 431 de 4 de dezembro de 2007 e também as normas de precisão de medida “ANSI C12.1 Classe 0.2S” e “IEC 62053-22 Classe 0.2S

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indica uma parte anfitriã	Participantes do projeto de entidade(s) públicas e/ou privadas (conforme aplicável)	Indica se a parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (sim/não)
Brasil (anfitrião)	ATLANTIC - Atlantic Energias Renováveis S.A. (Particular)	Não

A.5. Financiamento público para atividade do projeto

>> Não há financiamento público (Anexo I Partes) neste Projeto.

SEÇÃO B. Aplicação do parâmetro aprovado e selecionado e metodologia de monitoramento

B.1. Referência de metodologia

1. Parâmetro e metodologia de monitoramento ACM0002 “Metodologia consolidada para geração de eletricidade conectada de fontes renováveis’, versão 13.0.0
2. Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico, Versão 4.0.0
3. Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade, versão 7.0.0

B.2. Aplicabilidade da metodologia

>> A metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) é aplicável às atividades de projeto de geração de energia renovável conectado à rede

que (a) instalam uma nova usina em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (usina de campo verde); (b) envolve o acréscimo de capacidade); (c) envolve uma melhoria de usina(s) existente(s); ou (d) envolve a substituição de usina(s) existente(s). Neste caso, o projeto está de acordo com a condição (a). Não há mais informações no Apêndice 3.

B.3. Limite do projeto

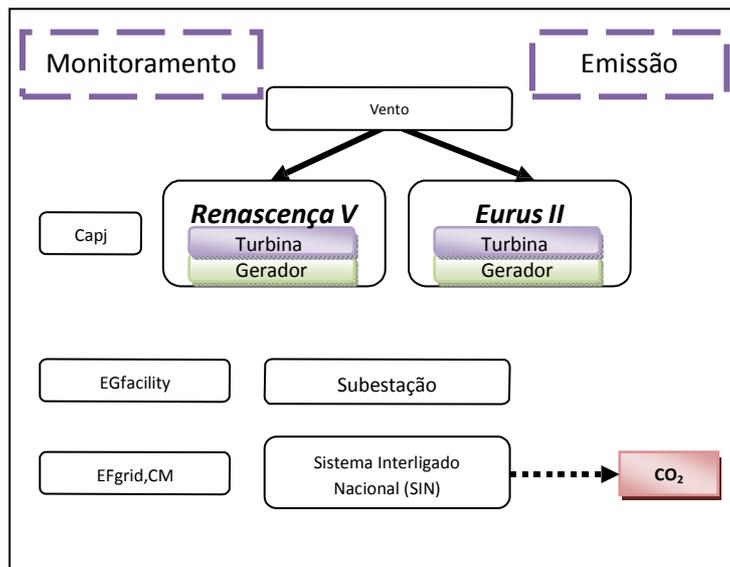
De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 2.2.1”, a definição do sistema de eletricidade conectado é aquele conectado pelas linhas de transmissão ao sistema de eletricidade do projeto. As usinas dentro do sistema de eletricidade conectado podem ser despachadas sem restrições de transmissão significativas, mas a transmissão ao sistema do projeto tem restrição significativa. No caso atual, o DNA brasileiro definiu o Sistema Interconectado Brasileiro (SIN) como o único sistema de rede a ser usado em todos os projetos CDM, de acordo com as metodologias ACM0002 e AMS-



I.D. Está de acordo com a Resolução No. 8, de 26 de maio de 2008, e também com a Nota que explica o procedimento para chegar a esta decisão⁶.

De acordo com ACM0002 (versão 13.0.0), a extensão espacial do limite do projeto inclui a usina do projeto e todas as outras conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade à qual o projeto proposto está conectado.

Fluxograma para o limite do projeto



⁶ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/47953.html>



B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de parâmetro

O parâmetro para a atividade do projeto foi estabelecida em referência à metodologia aplicável ao projeto “Metodologia de parâmetro consolidado para a geração de eletricidade conectada à rede de Fontes renováveis”, ACM0002v13.0.0. A atividade do projeto vai oferecer eletricidade renovável para SIN e de acordo com a metodologia selecionada; a instalação de uma nova usina eólica conectada à rede vai produzir o seguinte cenário de parâmetro.

A eletricidade fornecida à rede pela atividade do projeto teria sido gerada pela operação das usinas conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descrita na ‘Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade’.

Na falta da atividade do projeto, a eletricidade continuaria a ser gerada pelas fontes existentes. Os valores da Margem Combinada (CM) foram dados pelo DNA, devido ao fato de que os dados de geração por hora são informações confidenciais. Esses valores são calculados todos os anos e fornecidos no web site do DNA⁷, assim será adotada uma análise *ex-post*.

O parâmetro do cenário foi identificado como continuação da prática atual no Sistema Interligado Nacional (SIN), onde a eletricidade seria gerada pelas fontes presentes na rede.

Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto

Fonte		Gás	Incluído?	Justificativa/explicação
Parâmetro	Emissão de CO ₂ da geração de energia de usinas de combustível fóssil, que são deslocadas devido à atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte de emissão principal
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
Atividade do projeto	Para usinas geotérmicas, a emissão de escape de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidas no vapor geotérmico	CO ₂	Não	Fonte de emissão principal
		CH ₄	Não	Fonte de emissão principal
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
	Emissão de CO ₂ de combustão de combustíveis fósseis para geração elétrica em usinas termosolares e da geotérmica	CO ₂	Não	Fonte de emissão principal
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
	Para usinas hidroelétricas, as emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão secundária
		CH ₄	Não	Fonte de emissão principal
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

⁷ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

**B.5. Demonstração de adicionalidade**

>> Consistente com ACM0002/Versão 13.0.0, a adicionalidade da atividade do projeto completo deve ser demonstrada e avaliada, usando a versão 7.0.0 de “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, conforme descrito abaixo:

Consideração anterior

Como a data de início do projeto é posterior a 2 de agosto de 2008 e, de acordo com as ‘ORIENTAÇÕES NA DEMONSTRAÇÃO E AVALIAÇÃO DA CONSIDERAÇÃO ANTERIOR DO CDM’, versão 4 (EB 62 Anexo 13), o proponente do projeto informou, por escrito, ao DNA e o EB, conforme solicitado nas orientações.

Parque eólico	Eurus II	Renascença V
Relatórios EIA (ou equivalentes) finalizados	Junho-2009	Junho-2009
Licença preliminar emitida	16-09-2009	13-05-2010
Projetos de parques eólicos – desenho do projeto básico	09-03-2010	09-03-2010
Modificações emitidos da licença preliminar	16-04-2010	13-05-2010
Carta da ONS para acessar o SIN	24-05-2010	24-05-2010
Contrato de consultoria de CDM	20-09-2010	20-09-2010
Consideração prévia para CDM ao EB e DNA	20-10-2010	20-10-2010
Solicitação de financiamento de BNDES (Data de Decisão de Investimento)	23-11-2010	23-11-2010
Resolução de autorização da ANEEL	15-04-2011	15-04-2011
Projeto de avaliação de recurso eólico (por Barlovento)	01-05-2011 ⁸	01-11-2011 ⁹
Assinatura de PPA	Junho 2011	Dezembro 2011
Contrato de instalação e fornecimento dos geradores aéreos	30-06-2011	30-06-2011
Data de início da construção (projetada)	Julho 2012	Julho 2012
Licença de operação emitida (projetada)	Abril 2013	Abril 2013
Data de comissionamento (projetada)	01-09-2013	01-09-2013
Licença de instalação emitida	Válida até 28-06-2016	Válida até 13-07-2016

Etapa 0: Demonstração se a atividade do projeto proposto for a primeira de seu tipo

Não aplicável.

⁸ EURUS_II_WF_20110513.pdf

⁹ RENASCENÇA_WF-REV_20111117.pdf



Etapa 1: Identificação de alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e regulamentações atuais

Sub-etapa 1a: Definir as alternativas à atividade do projeto

Há dois cenários alternativos realistas e confiáveis disponíveis para a atividade do projeto.

Cenário 1: Atividade do projeto proposto realizada sem estar registrada como CDM.

Cenário 2: Continuação da situação atual (sem atividade de projeto realizada).

Sub-etapa 1b: De acordo com as leis e regulamentações obrigatórias

Todas as alternativas e atividades do projeto são realizadas com as leis e regulamentações obrigatórias.

Etapa 2: Análise de Investimento

Sub-etapa 2a: Determina o método de análise adequado

A análise de benchmark (Opção III) foi selecionada como o método mais apropriado a considerar.

Sub-etapa 2b: Opção III. Análise de benchmark

Para a análise do investimento, a Taxa de Retorno Interno (IRR) de Equidade foi escolhida como indicador econômico/financeiro adequado do projeto. Será utilizada uma comparação de IRR de Equidade com um benchmark selecionado (custo de equidade) para demonstrar que o projeto precisa de incentivo financeiro para carvão.

A data de decisão de investimento é considerada em **23/11/2010**, onde o proponente do projeto solicita o empréstimo ao BNDES para Eurus II e Renascença V.

Sub-etapa 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Benchmark: Custo real de equidade do imposto

O proponente do projeto selecionou o custo de cálculo de equidade, com base na metodologia CAPM e as orientações para este cálculo emitidos pela “Fundação Getúlio Vargas”¹⁰.

$$K_e = R_f + \text{Beta} (R_m - R_f)$$

¹⁰ <http://www.abce.org.br/downloads/ingleswacc.PDF>

*Rf (Taxa sem risco)*

O Rf considera dois componentes: Primeiro a taxa sem risco dos títulos norte-americanos e, segundo, o risco brasileiro, um valor que não está incluído nos títulos norte-americanos (pág.17).

A taxa sem risco dos títulos dos EUA considera uma média de um ano do título de vencimento de 30 anos (pág. 17), sendo este valor 4,26%. Já que este valor é nominal, deve ser convertido a real ao calcular a previsão de inflação esperada, usando os Valores do Tesouro Norte-Americano em 20 anos e Os valores do Tesouro pelo índice da inflação de 200 anos (Pág. 17), e assim a inflação tem um valor de 2,29%.

$$Rf_{usu} = \left(\frac{1 + 4.26\%}{1 + 2.29\%} \right) - 1 = 1.92\% \text{ (Real)}$$

No caso do risco brasileiro (Pág. 17)²⁰, recomenda-se uma média de 5 anos do “EMBI+Brasil”, sendo este valor de 2,48%.

O valor final para Rf é igual a 4,40% (1,92% + 2,48%).

Rm-Rf

Esta fórmula (Page 17)²⁰ corresponde ao retorno anual médio de ações menos o retorno de títulos T americanos. Como recomendado, a média é tirada desde 1928 até o ano da decisão do investimento. O valor de Rm corresponde a 11,32% e o Rf para este caso é 5,28%, sendo Rm-Rf igual a 6,03%.

Beta

A partir da lista completa de empresas negociadas, são selecionadas aquelas com o setor de energia. O beta ponderado não alavancado para o setor é 1,29 (calculado) e este valor alavancado é de 0,82 (calculado). A fórmula abaixo é usada para alavancar o beta, considerando a situação do Brasil.

$$Beta = Bu \left[1 + (1 - t) \left(\frac{Wd}{We} \right) \right]$$

Bu=0.82 (calculado)

t=0% (Taxa de Imposto Marginal = 0, já que o cálculo é baseado em um pagamento de imposto presumido) Wd=65.86% (média de suporte do BNDES de 2003-2011)

We=34.14% (média de suporte do BNDES de 2003-2011)

$$Beta = 0.82 \left[1 + (1 - 0\%) \left(\frac{65.86\%}{34.14\%} \right) \right] = 2.40$$

Cálculo benchmark

$$Ke = Rf + Beta (Rm - Rf) = 4.40 + 2.40 (6.03) = 18.87$$

Então o custo real patrimonial corresponde a 18,87%

**Análise de Investimento**

Para ficar alinhado com o benchmark selecionado, é calculado o IRR de equidade real pós-imposto.

Dados de Investimento Eurus II

Parâmetro	Valor	Documentação de Referência
Capacidade (MW)	30	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
Preço da energia (R\$/MWH)	121.83	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
Geração Anual (MWh)	138,668	“Avaliação de Recurso Eólico”, 2011
Investimento (milhares de R\$)	117,879	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
O&M (milhares de R\$/ano)	1,500	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
Aluguel do terreno (milhares de R\$/turbina/ano)	2.75	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
Fim da concessão	31/08/2033	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
Impostos		
PIS + COFINS	3.65%	Lei nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004
IMPOSTO DE RENDA	34%	Composto por 9% DE CSLL (Imposto DE Contribuição social), mais 15% de imposto de renda e também um extra de 10% por lucro acima de R\$240.000/ano.
TFSEE (R\$/kW)	0.5% x 385.73 R\$/kW	DESPACHO Nº 360,2011 (Normal anual Benefício econômico da unidade (R\$)) DECRETO Nº 2.410,1997 (% de carga - 0.5%)
ONS (R\$/kW)	0.41	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
CCEE (R\$/MWh)	0.07	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
ICG (R\$/kW/mês)	3	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
TUSD (R\$/kW/mês)	3.51	RESOLUÇÃO DE RATIFICAÇÃO Nº 1.139, 19/04/2011
Empréstimo		
Dívida (%)	65	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
Taxa de Juros (%)	8.92%	Apoio do BNDES para a apresentação dos projetos renováveis; 2011

*Dados de Investimento Renascença V*

Parâmetro	Valor	Documentação de Referência
Capacidade (MW)	30	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
Preço da energia (R\$/MWh)	121.83	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
Geração anual (MWh)	137,301	“Avaliação de Recurso Eólico”, 2011
Investimento (milhares de R\$)	121,558	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
O&M (milhares de R\$/ano)	1,500	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
Aluguel do terreno (milhares de R\$/turbina/ano)	2.75	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
Fim da concessão	31/08/2033	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
Impostos		
PIS + COFINS	3.65%	Lei nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004
IMPOSTO DE RENDA	34%	Composto por 9% DE CSLL (Imposto DE Contribuição social), mais 15% de imposto de renda e também um extra de 10% por lucro acima de R\$240.000/ano.
TFSEE (R\$/kW)	0.5% x 385.73 R\$/kW	DESPACHO Nº 360,2011 (Normal anual Benefício econômico da unidade (R\$)) DECRETO Nº 2.410,1997 (% de carga - 0.5%)
ONS (R\$/kW)	0.41	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
CCEE (R\$/MWh)	0.07	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
ICG (R\$/kW/mês)	3	DEFINITIVO PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA EMITIDA POR RENOVA ENERGY, 2010
TUSD (R\$/kW/mês)	3.51	RESOLUÇÃO DE RATIFICAÇÃO Nº 1.139, 19/04/2011
Empréstimo		
Dívida (%)	68	Carta solicitando empréstimo- BNDES 23nov2010
Taxa de juros (%)	8.92%	Apoio do BNDES para a apresentação dos projetos renováveis; 2011

**IRR de equidade de imposto posteriores**

O IRR de equidade de imposto real computado do projeto é de 8,06% para Eurus II e 6,91% para Renascença V. Considerando a contribuição do CER, o IRR de equidade de imposto real computado do projeto é de 9,01% por Eurus II e 7,80% para Renascença V.

Sub-etapa 2d: Análise sensitiva

Foi realizada uma análise sensitiva para verificar o prazo do modelo financeiro e de seus indicadores. A equidade real, pós imposto, com base no IRR sem CERs foi reavaliada mediante variações potenciais em quatro variáveis: Preços de energia, PLF, investimento e custo operacional, com base no fato de que representam mais de 20% dos custos de investimentos ou mais de 20% do rendimento.

Análise de sensibilidade com base nos limites padrão de +/- 5% e +/- 10%

A tabela e o gráfico abaixo mostram o IRR do projeto para limites padrão de 5% e 10%, e também 5% e -10% aplicados às quatro variáveis:

Eurus II

	IRR com uma Redução de 10%	IRR com uma Redução de 5%	IRR de equidade	IRR com um aumento de 5%	IRR com um aumento de 10%
Alteração na Geração de força do projeto	5.01%	6.53%	8.06%	9.61%	11.18%
Alteração na Preço da energia	5.01%	6.53%	8.06%	9.61%	11.18%
Alteração na investimento	10.77%	9.34%	8.06%	6.91%	5.86%
Alteração na O&M	8.32%	8.19%	8.06%	7.93%	7.81%

Renascença V

	IRR com uma Redução de 10%	IRR com uma Redução de 5%	IRR de equidade	IRR com uma aumento de 5%	IRR com um aumento de 10%
Alteração na Geração de força do projeto	3.89%	5.39%	6.91%	8.44%	10.00%
Alteração na Preço da energia	3.89%	5.39%	6.91%	8.44%	10.00%
Alteração na investimento	9.59%	8.17%	6.91%	5.77%	4.73%
Alteração na O&M	7.16%	7.04%	6.91%	6.78%	6.65%

*Análise de sensibilidade com base no alcance do benchmark*

A tabela abaixo mostra a redução ou o aumento das variáveis necessárias para o IRR de equidade para chegar ao benchmark:

TABELA Eurus II

	Redução necessária Para chegar ao benchmark	Benchmark	IRR de equidade	Benchmark	Aumento Necessário para chegar ao benchmark
Alteração na geração de energia do projeto	-	18.87%	8.06%	18.87%	33.57%
Alteração no preço de energia	-	18.87%	8.06%	18.87%	33.57%
Alteração no investimento (INV)	-30.01%	18.87%	8.06%	18.87%	-
Alteração em O&M (máx. limite -100%)	-100.00%	18.87%	8.06%	18.87%	-

TABELA Renascença V

	Redução necessária Para chegar ao benchmark	Benchmark	IRR de equidade	Benchmark	aumento Necessário para chegar ao Benchmark
Alteração na geração de energia do projeto	-	18.87%	6.91%	18.87%	37.00%
Alteração no preço de energia	-	18.87%	6.91%	18.87%	37.00%
Alteração no investimento (INV)	-32.20%	18.87%	6.91%	18.87%	-
Alteração em O&M (máx. limite -100%)	-100.00%	18.87%	6.91%	18.87%	-

Este projeto alcançaria o benchmark se uma das seguintes circunstâncias acontecesse:

1/ A geração de força for 33,57% (Eurus II) ou 37,00% (Renascença V) mais alto que o antecipado. Enquanto for possível para um projeto eólico atingir aquele desempenho, ocasionalmente, parece impensável para um projeto eólico para obter aquele resultado vários anos.

2/ O preço da energia for 33,57% (Eurus II) ou 37,00% (Renascença V) mais alto que o preço esperado. Seria necessário um aumento de mais de 15% da inflação ou um aumento da demanda de eletricidade, que poderia criar uma pressão nos preços. Nenhuma dessas expectativas parecia razoável no momento da decisão.

3/ O investimento teria que ser de 30% (Eurus II) ou 32,20% (Renascença V) mais baixo que o esperado. O proprietário do projeto tomou a decisão em novembro de 2010 na força de um estudo de investimento financeiro realizado pela Broadspan Capital. As diferenças de preço podem acontecer, mas provavelmente não alcançariam um ajuste negativo como substancial (acima de 20%), principalmente desde que a inflação tenha sido positiva nos anos seguintes, os preços dos equipamentos estão subindo devido a ajustes econômicos, etc.



4/ Os custos de O&M têm um impacto limitado na TIR. Mesmo com O&M chegando a 10%, conforme solicitado na análise de sensibilidade, a TIR de ambos os projetos não alcançam o valor de referência.

Como resultado, a TIR patrimonial continua abaixo da referência sob quaisquer circunstâncias e, assim, é possível ser considerado como não atrativo financeiramente sob as regras de CDM.

Etapa 3: Análise de barreira

De acordo com as regras de análise de adicionalidade, não é necessário realizar a análise de barreiras, se optar por análise financeira, como é o caso aqui, e, então, a etapa 3 não se aplica.

Etapa 4: Análise de prática comum

As “Diretrizes para prática comum”, EB69, Anexo 08, versão 2, são usadas para a análise, como solicitado na ferramenta de adicionalidade.

Subetapa 4a A(s) atividade(s) do projeto CDM proposto se aplica(m) a medida(s) que estão listadas na seção de definição acima.

Medida

De acordo com as “Diretrizes para prática comum”, esses projetos enquadram-se na medida (b) “Alteração de tecnologia com ou sem alteração da fonte de energia (incluindo a melhoria de eficiência energética, além do uso de energias renováveis)” (parágrafo 2 das diretrizes).

Abordagem gradativa da prática comum

Etapa 1: calcular a capacidade ou intervalo de saída aplicável como +/-50% da capacidade ou resultado total concebido para a atividade de projeto proposta.

Como Eurus II e Renascença V têm uma potência instalada de 30 MW, a comparação será com aquelas com intervalo de saída de -50% a +50%, estando entre 15MW e 45MW.

Etapa 2: identificar os projetos semelhantes (CDM e não CDM) que atendam a todas as condições abaixo:

(a) Os projetos estão localizados na área geográfica aplicável;

Como o DNA brasileiro declarou o Sistema Interconectado Nacional – SIN como único sistema elétrico no Brasil, somente as usinas elétricas ligadas ao SIN serão consideradas. Esta também é a razão para considerar, por padrão, o país anfitrião (Brasil) como área geográfica aplicável, de acordo com as diretrizes para prática comum.

(b) Os projetos aplicam a mesma medida da atividade de projeto proposta;

De acordo com as “Diretrizes para prática comum”, esses projetos enquadram-se na medida (b) “Alteração de tecnologia com ou sem alteração da fonte de energia (incluindo a melhoria de eficiência energética, além do uso de energias renováveis)” (parágrafo 2 das diretrizes).

(c) Os projetos usam a mesma fonte de energia/combustível e matéria-prima que a atividade de projeto proposta, se for implementada uma medida de mudança de tecnologia pela atividade proposta;

O projeto não é uma medida de mudança de tecnologia.

(d) As usinas onde os projetos são implementados produzem bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicações (por ex. clínquer) comparáveis à usina do projeto proposto;

Todas as usinas produzem energia elétrica, que é um produto comparável.

(e) a capacidade ou resultado dos projetos está dentro da capacidade aplicável ou intervalo de saída calculado na Etapa 1.

As usinas elétricas incluídas estarão entre 15 MW e 45 MW.

(f) Os projetos iniciaram a operação comercial antes de o documento de desenho do projeto (CDM-PDD)



ser publicado para consulta global dos grupos de interesse ou antes da data de início da atividade do projeto proposto, o que acontecer primeiro para a atividade proposta.

A data de início do projeto é considerada 30/06/2011 e a publicação para consulta dos grupo de interesse foi 25/02/2012. Assim, a data mais antiga é 30/06/2011.

Etapa 3: dentre os projetos identificados na Etapa 2, identificar aqueles que não são atividades de projeto de CDM registradas, atividades de projeto enviadas para registro, nem atividades de projetos aguardando validação. Observe o número Nall.

O valor total das unidades de geração operacionais no Brasil, que atendem a todas as condições da Etapa 2, desde (a) até (f) e não estão nas atividades de projeto de CDM são 6 projetos, portanto, Nall = 7.

Etapa 4: dentre os projetos similares identificados na Etapa 3, identifique aqueles que aplicam tecnologias diferentes à aplicada na atividade proposta. Observe o número Ndiff.

De acordo com as diretrizes, as diferentes tecnologias podem ser:

- 1) *Políticas de Promoção:* O governo brasileiro criou um programa de incentivo – PROINFA, que pretendia adicionar 3.300 MW de capacidade instalada através de pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e de biomassa. Este programa foi criado em 26 de abril de 2002 sob a Lei 14308. O esquema oferecia contratos de longo prazo com condições especiais, valores de transmissão mais baixos, e menores taxas de juros de bancos de desenvolvimento local. Em 2005, uma revisão revisada do PROINFA foi divulgada com a exigência que quaisquer CERs gerados pelos participantes do projeto seria enviados a Eletrobras.

Todos os projetos enquadram-se nesta categoria, e, portanto, Ndiff = 7.

Etapa 5: calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando as participações de projetos semelhantes (taxa de penetração da medida/tecnologia), usando uma medida/tecnologia semelhante àquela usada na atividade do projeto proposto, que fornece o mesmo resultado ou capacidade que a atividade proposta.

Porque Nall = Ndiff

$F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 0$ (menor que 0,2)

e

$N_{all}-N_{diff} = 0$ (menor que 3)

De acordo com as diretrizes, a atividade do projeto proposto é uma prática comum, caso o fator F seja maior que 0,2 e $N_{all}-N_{diff}$ for maior que 3. Neste caso, como F é menor que 0,2, o projeto não está de acordo com aqueles valores; assim, não é um projeto de prática comum.

**B.6. Reduções de emissão****B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas**

>> De acordo com a metodologia aprovada e selecionada (ACM0002v13.0.0), o fator de emissão do parâmetro (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste da combinação da margem de operação (OM) e da construída (BM).

Para determinar os fatores de emissão da margem construída e da operacional, é definido um sistema de eletricidade do projeto pela extensão espacial das usinas de força, que estão fisicamente conectadas pelas linhas de transmissão e distribuição à atividade do projeto (por ex.: a localização da usina de energia renovável ou os consumidores, onde a eletricidade estiver sendo economizada) e que possa ser despachado sem restrição de transmissão significativa. De modo semelhante, um sistema de eletricidade conectado é aquele conectado pelas linhas de transmissão até o sistema do projeto. As usinas dentro do sistema de eletricidade conectado podem ser despachadas sem restrições de transmissão significativas, mas a transmissão ao sistema do projeto tem restrição significativa.

De acordo com a metodologia, as emissões devem ser calculadas da seguinte maneira:

Emissões do Projeto

A atividade do projeto pode envolver as emissões que podem ser significantes. Elas devem ser consideradas como emissões de projeto ao usar a seguinte equação.

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Onde:

PE_y = Emissões do projeto em anos y (tCO_2e/ano)

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto de consumo de combustível fóssil em anos y (tCO_2/ano)

$PE_{GP,y}$ = emissões do projeto desde a operação das usinas geotérmicas devido à liberação de Gases não condensáveis em anos y (tCO_2e/ano)

$PE_{HP,y}$ = Emissões de projeto dos reservatórios de água das usinas hidroelétricas em ano y (tCO_2e/ano)

Emissões do projeto de consumo de combustível fóssil em anos y (tCO_2/ano)

A atividade do projeto consiste no não consumo de combustível fóssil, $PE_{FF,y} = 0 tCO_2/ano$.

Emissões do projeto desde a operação das usinas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis em ano y (tCO_2e/ano)

A atividade do projeto consiste de nenhuma operação das usinas geotérmicas, $PE_{GP,y} = 0 tCO_2/ano$.

Emissões dos reservatórios de água das usinas hidroelétricas em ano y (PE_{HP}/ano)

A atividade do projeto não tem um reservatório, $PE_{HP,y} = 0 tCO_2/ano$.

Parâmetro de Emissões

De acordo com ACM0002 (versão 13.0.0), os parâmetros de emissão incluem apenas as de CO_2 da geração de energia de usinas de combustível fóssil, que são deslocadas devido à atividade do projeto. Supõe-se que toda a geração elétrica do projeto acima dos níveis de parâmetro seriam gerados pelas usinas conectadas à rede existente e o acréscimo de novas usinas desse tipo. Os parâmetros de emissão devem ser calculados da seguinte maneira:



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

Onde:

BE_y = parâmetros de emissão em ano y (tCO_2/yr)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade líquida de geração elétrica produzida e alimentada na rede como resultado da Implementação do projeto CDM no ano y (MWh/yr)

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia conectada no ano y , calculado usando a última versão das “Ferramentas para calcular ao sistema de eletricidade” (tCO_2/MWh)

Cálculo de $EG_{PJ,y}$

Já que a atividade do projeto envolve a instalação de uma usina/unidade de energia renovável conectada a uma rede de campo verde em um local onde nenhuma usina renovável tenha operado antes da implementação da atividade do projeto, então:

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

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

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecidas pelas usinas do projeto à rede no ano y (Mwh/ano)

Fator de Emissão ($EF_{grid,CM,y}$)

De acordo com a ACM0002(versão 13.0.0), o fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia conectada no ano y ($EF_{grid,CM,y}$), calculado usando a última versão das “Ferramentas para calcular ao sistema de eletricidade”, versão 2.2.1 (a última).

Etapa 1: Identificar os sistemas de eletricidade relevantes

O DNA brasileiro definiu o Sistema Interconectado Brasileiro (SIN) como o único sistema de rede a ser usado em todos os projetos CDM, de acordo com as metodologias ACM0002 e MAS-I.D. Está de acordo com a Resolução No. 8, de 26 de maio de 2008, e também com a Nota que explica o procedimento para chegar a esta decisão¹¹.

Etapa 2: Escolher se inclui as usinas de energia fora da rede no sistema de eletricidade do projeto (opcional).

Os participantes do projeto podem escolher entre as duas opções seguintes para calcular o fator de emissão da margem construída e de operação:

Opção I. São incluídas no cálculo apenas as usinas elétricas da rede.

Opção II: Tanto as usinas de energia da rede quanto fora da rede são incluídas no cálculo.

¹¹ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/47953.html>



A opção I foi selecionada, já que os cálculos vêm do DNA brasileiro e considera somente as usinas da rede.

Etapa 3. Selecione um método para determinar a margem de operação (OM).

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) baseia-se em um dos seguintes métodos:

- (a) OM simples ou
- (b) OM ajustado simples ou
- (c) OM da análise de dados de despacho ou
- (d) média de OM.

O DNA brasileiro escolheu a análise de dados de despacho para o cálculo de OM, seguindo a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”, aprovado pela Diretoria Executiva de CDM. ETA opção não permite ultrapassar o cálculo ex-ante do fator de emissão. Assim, o OM é calculado ex-post. Será atualizado anualmente, aplicando os números publicados pelo DNA brasileiro no web site (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>) para aquele ano.

Etapa 4. Calcular o fator de emissão de margem operacional de acordo com o método selecionado. OM da análise de dados de despacho

Este fator OM de análise de dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades de força da rede que, na verdade, são despachadas na margem, durante cada hora h, onde o projeto está deslocando eletricidade da rede. Esta abordagem não se aplica aos dados históricos e, assim, requer monitoramento anual do $EF_{grid,OM-DD,y}$.

Este fator de emissão foi calculado da seguinte maneira:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DP,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem operacional da análise de dados de despacho em ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade de projeto em hora h do ano y (MWh)

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades de energia de rede na parte superior da ordem do despacho em hora h no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,y}$ = Total da eletricidade deslocada pela atividade de projeto em hora h do ano y (MWh)

h = horas em um ano y no qual a atividade do projeto está deslocando a eletricidade da rede

y = ano no qual a atividade do projeto está deslocando a eletricidade da rede

O $EF_{grid,OM-DD,y}$ é calculado pela DNA brasileiro, de acordo com ACM0002 e o número está publicado no web site (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>).

Para fins de estimativa, serão usados os dados para margem de construção para o ano mais recente (2011).

MARGEM OPERACIONAL – Fator de emissão médio (tCO ₂ /MWh) - mensal													
201	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
1	0,2 621	0,287 6	0,207 6	0,19 8	0,269 8	0,34 1	0,307 6	0,300 9	0,273 4	0,349 8	0,356 5	0,349 5	0,291 9

**Etapa 5: Calcular o fator de emissões da margem construída (BM)****Identificar o grupo de unidades elétricas a serem incluídas na margem construída**

O grupo de amostra das unidades de energia usado para calcular a margem construída consiste de:

- (a) As cinco usinas que foram construídas mais recentemente; ou
- (b) O conjunto de aumento de capacidade no sistema elétrico que inclui 20% da geração do sistema em (MWh) construídas recentemente.

O DNA selecionou a opção (b) (O conjunto de aumento de capacidade no sistema elétrico que inclui 20% da geração do sistema em (MWh) construídas recentemente) de acordo com a Ferramenta, para determinar a margem construída.

Em termos de qualidade de dados, os participantes dos projetos podem escolher uma das duas opções abaixo: Opção 1: para o primeiro período de crédito, calcule o fator de emissão de margem construída ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas, pelo grupo de amostra m , no momento do envio de CDM-PDD ao DOE para validação. Para o segundo período de crédito, o fator de emissão da margem construída deve ser atualizado com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas, no momento do envio da solicitação para renovação do período de crédito ao DOE. Para o terceiro período de crédito, deve ser usado o fator de emissão de margem construída calculado para o segundo período. Esta opção não exige monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem construída deve ser atualizado anualmente, ex post, incluindo aquelas unidades construídas até o ano do registro da atividade do projeto ou, se não houver ainda informações disponíveis até o ano do registro, incluindo aquelas unidades construídas até o último ano para o qual as informações estão disponíveis. Para o segundo período de crédito, o fator de emissão da margem construída deve ser calculado, ex-ante, conforme descrito na Opção 1 acima. Para o terceiro período de crédito, deve ser usado o fator de emissão de margem construída calculado para o segundo período.

Neste caso, foi selecionada a Opção 2.

O fator de emissões de margem construída é o da média ponderada da geração (tCO_2/MWh) de todas as unidades de força m durante o ano mais recente y para o qual estão disponíveis os dados de geração de força, calculados da seguinte maneira.

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,h}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem construída em ano y (tCO_2/MWh)

$EG_{m,y}$ = qualidade líquida da eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade de energia m em ano y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da unidade de energia m em ano y (tCO_2/MWh)

m = Unidades de energia incluídas na margem construída

y = O ano do histórico mais recente para o qual os dados de geração de energia estão disponíveis



O $EF_{grid,BM,y}$ é calculado pela DNA brasileiro, de acordo com ACM0002 e o número está publicado no web site (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>).

Para fins de estimativa, serão usados os dados para margem construída para o ano mais recente.

MARGEM DE CONSTRUÇÃO Fator de emissão médio (tCO₂/MWh) - ANUAL	
2011	0,1056

Etapa 6: Calcular o fator de emissões da margem combinada (CM)

Os fatores de emissão de margem combinados são calculados da seguinte maneira:

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

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem construída em ano y (tCO₂/MWh)

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem operacional em ano y (tCO₂/MWh)

w_{OM} = Peso do fator de emissões da margem de operação (%)

w_{BM} = Peso do fator de emissões da margem construída (%)

Os valores padrão a seguir devem ser usados para w_{OM} e w_{BM} :

- Atividades do projeto de geração de energia solar e eólica: $w_{OM} = 0.75$ e $w_{BM} = 0.25$ (por sua natureza intermitente e não despachável) para o primeiro período de crédito e para os subsequentes;
- Todos os demais projetos: $w_{OM} = 0.5$ e $w_{BM} = 0.5$ para o primeiro período de crédito e $w_{OM} = 0.25$ e $w_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro período de crédito, a menos que especificado de outra maneira na metodologia aprovada que se refere a esta ferramenta.

Como este é um projeto eólico, o seguinte peso deve ser usado no primeiro período de crédito:

$$w_{OM} = 75\%$$

$$w_{BM} = 25\%$$

Vazamento

As principais emissões que potencialmente aumentam o vazamento no contexto dos projetos do setor elétrico são aquelas pelas atividades, como construção da usina e emissões anteriores do uso de combustível fóssil (ex.: extração, processamento e transporte). De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), essas fontes de emissão são negligenciadas no projeto todo, assim nenhuma emissão de vazamento é considerada.

Redução de emissão

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissão em ano y (tCO₂/ano)

BE_y = Parâmetros de emissão em ano y (tCO₂/ano)

PE_y = Emissões do projeto em anos y (tCO₂e/ano)



B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex-ante

Esta seção inclui uma coletânea de informações sobre dados e parâmetros que não são monitorados pelo período de créditos, mas que são determinados somente uma vez e, assim, continuam fixos pelo período de crédito E que estão disponíveis quando a validação for feita. Os dados disponibilizados somente depois da validação da atividade do projeto (ex.: medições depois da implementação da atividade do projeto) estão incluídos aqui, mas na tabela na seção B.7.1.

No projeto inteiro, nem as informações nem os parâmetros que deveriam ser monitorados estão incluídos.

B.6.3. Cálculo ex-ante das reduções de emissão

Neste projeto, a média de EF para o último ano publicado (2011) será usado para calcular as reduções de emissão projetadas de ambos os parques eólicos

Emissões do Projeto

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Como explicado anteriormente,

$$PE_{FF,y} = 0 \text{ tCO}_2\text{e /yr}$$

$$PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2\text{e /yr}$$

$$PE_{HP,y} = 0 \text{ tCO}_2\text{e/yr}$$

Assim, as emissões de projeto são:

$$PE_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e/yr}$$

Parâmetro de Emissões

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

$$EG_{PJ,y} = EG_{EurusII,y} + EG_{RenascençaV,y} = 138,668 \text{ MWh/yr} + 137,301 \text{ MWh/yr} = 275,969 \text{ MWh/yr}$$

Os fatores de emissão de margem combinados são calculados da seguinte maneira:

$$EF_{grid,OM,y} = 0.2919 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$EF_{grid,BM,y} = 0.1056 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$W_{OM} = 0.75$$

$$W_{BM} = 0.25$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0.2919 \times 0.75 + 0.1056 \times 0.25 = 0.2454 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

Assim, as emissões de parâmetro são:

$$BE_y = 275,969 \times 0.2454 = 67,723 \text{ tCO}_2\text{/yr}$$

**Reduções de emissão**

As reduções de emissão são calculadas da seguinte maneira:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$BE_y = 67,723 \text{ tCO}_2/\text{yr}$$

$$PE_y = 0 \text{ tCO}_2/\text{yr}$$

$$ER_y = 67,723 - 0 = 67,723 \text{ tCO}_2/\text{yr}$$

B.6.4. Resumo das estimativas ex-ante das reduções de emissão

Ano	Parâmetros de emissão (t CO ₂ e)	Emissões de projeto (t CO ₂ e)	Vazamento (t CO ₂ e)	Reduções de emissão (t CO ₂ e)
2013	0	67.723	0	67.723
2014	0	67.723	0	67.723
2015	0	67.723	0	67.723
2016	0	67.723	0	67.723
2017	0	67.723	0	67.723
2018	0	67.723	0	67.723
2019	0	67.723	0	67.723
Total	0	474.061	0	474.061
Número total dos anos de crédito	7			
Média anual sobre o período de crédito	0	67.723	0	67.723

**B.7 Plano de monitoramento****B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados**

Dados / Parâmetros	$EG_{project,y}$
unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecidas pelas usinas do projeto à rede no ano y
Fonte de dados	Local de atividade do projeto, medidores de eletricidade
Valor(es) aplicado(s)	(i) A quantidade de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto para a rede 275.969 (138.668 para <i>Eurus II</i> e 137.301 para <i>Renascença V</i>) (ii) A quantidade de eletricidade fornecida à usina/unidade do projeto da rede 0
	<p>Os equipamentos de monitoramento vão seguir os procedimentos de calibração anualmente indicado por NOS são No. de Ordem da Inmetro 431 de 4 de dezembro de 2007, a medição de alta precisão anexa atende aos estritos padrões de precisão de medição ANSI C12.1 Classe 0.2 e IEC 62053-22 Classe 0.2S com duas casas decimais. O cálculo da perda de um segundo e as capacidades de correção do erro estabelecem as perdas de sistema e corrigem os erros de medição em tempo real.</p> <p>Um medidor de eletricidade está instalado para medir a eletricidade fornecida à rede e os resultados serão cruzados e verificados com o recibo de vendas ou o relatório oficial (CB002) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).</p> <p>A eletricidade líquida será medida continuamente e os dados serão arquivados eletronicamente ou em papel. O registro por horas da eletricidade fornecida deve ser entregue a CCEE e o Operador Nacional de Sistema (ONS). As normas ONS serão aplicadas, incluindo os submódulos 12.5¹² e 12.3¹³. Haverá uma planilha que vai entregar as reduções de emissão de GHC do projeto dos dados armazenados e os procedimentos e as equações descritas na metodologia de monitoramento ACM0002.</p> <p>E todos os dados serão armazenados eletronicamente todos os dias por dois anos, depois do final do período de crédito. Espera-se que os equipamentos a serem usados tenham um intervalo de precisão de 0.005 A – 20A.</p>
Frequência de monitoramento	Continuamente (de 5 minutos a 1 hora)
Procedimentos de QA/QC	Os medidores de energia serão calibrados regularmente, de acordo com o procedimento definido pela ONS e também com as orientações de manutenção de equipamentos. (Os procedimentos de QA/QC são explicados detalhadamente na Seção
Proposta de dados	Medição da quantidade de energia deslocada pela atividade do projeto comparada ao parâmetro de configuração.
Comentário adicional	

¹² http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.5_Rev_1.1.pdf

¹³ http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.3_Rev_1.0.pdf



Dados / Parâmetros	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia conectada no ano y, calculado usando a última versão das “Ferramentas para calcular ao sistema de eletricidade” onde a média ponderada é de 75% para a margem operacional e 25% para a margem construída
Fonte de dados	Web site de DNA brasileiro:content/view/333605.html#ancora)
Valor(es) aplicado(s)	0.2454
Procedimentos e métodos de medição	O fator de emissão da margem combinada será ex-post calculada junto com os itens OM e BM, que será publicado no web site do DNA.
Frequência de monitoramento	Anualmente
Procedimentos de QA/QC	-
Proposta de dados	Calcular a quantidade de toneladas de CO ₂ emitido pela atividade de projeto a cada Mega Watt hora de energia produzida comparado com a configuração da Linha de Base.
Comentário adicional	-

Dados / Parâmetros	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia conectada no ano y, calculado usando a última versão das “Ferramentas para calcular ao sistema de eletricidade”
Fonte de dados	Web site de DNA brasileiro: (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora)
Valor(es) aplicado(s)	0,2919 (média de 12 meses)
Procedimentos e métodos de medição	O fator de emissão da margem operacional será ex-post de acordo com o último valor disponível do web site de DNA.
Frequência de monitoramento	Anualmente
Procedimentos de QA/QC	-
Proposta de dados	Informação para calcular a margem combinada de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão do sistema elétrico”
Comentário adicional	-



Dados / Parâmetros	$EF_{grid, BM, y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem construída para a geração de energia conectada no ano y, calculado usando a última versão das “Ferramentas para calcular ao sistema de eletricidade”
Fonte de dados	Web site de DNA brasileiro: (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora)
Valor(es) aplicado(s)	0.1056
Procedimentos e métodos de medição	O fator de emissão da margem construída será ex-post de acordo com o último valor disponível do web site de DNA.
Frequência de monitoramento	Anualmente
Procedimentos de QA/QC	-
Proposta de dados	Informação para calcular a margem combinada de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão do sistema elétrico”
Comentário adicional	-

B.7.2. Plano de amostragem

>>

N/A

B.7.3. Outros elementos de plano de monitoramento

>>

O Plano de Monitoramento define o processo de coleta de dados necessários para a preparação de um relatório periódico sobre o monitoramento das reduções nas emissões de CO₂ atribuíveis ao projeto proposto, que deveria ser verificado para a apresentação periódica dos CERs.

O Plano de Monitoramento será implementado acima dos períodos de crédito de 7 anos de atividade do projeto. Todos os dados e evidências coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e devem ser mantidos por, pelo menos, 2 anos depois do final do último período.

Como descrito acima, para este tipo de projeto, o parâmetro medido é a quantidade de eletricidade gerada pelos parques eólicos. Por outro lado, o fator de emissão está disponível do DNA e publicado anualmente.

A medição e a calibração dos medidores serão realizadas de acordo com o procedimento definido pelo ONS e de acordo com as orientações de manutenção dos equipamentos.

Os equipamentos de monitoramento seguem os procedimentos de calibração anualmente indicado por NOS são No. de Ordem da Inmetro 431 de 4 de dezembro de 2007, a medição de alta precisão anexa atende aos estritos padrões de precisão de medição ANSI C12.20 Classe 0.2 e IEC 62053-22 Classe 0,2S. O cálculo da perda de um segundo e as capacidades de correção do erro estabelecem as perdas de sistema e corrigem os erros de medição em tempo real.

A leitura é por hora, mas pode ser feita a cada 5 minutos. CEEE recebe os dados diariamente pelo sistema SCDE e envia um relatório semanal, indicando se houve, ou não, uma leitura no período e, uma vez por mês, envia um relatório com os valores medidos.

Os equipamentos de monitoramento vão seguir os procedimentos de calibração anualmente indicado por NOS são No. de Ordem da Inmetro 431 de 4 de dezembro de 2007, a medição de alta precisão anexa atende aos estritos padrões de precisão de medição ANSI C12.1 Classe 0.2 e IEC 62053-22 Classe 0.2S com duas casas decimais. O cálculo da perda de um segundo e as capacidades de correção do erro estabelecem as perdas de sistema e corrigem os erros de medição em tempo real.



Com os dados do relatório, o valor das Reduções de Emissão Certificadas gerado vai ser calculado para o período, ao aplicar o fator de emissão, definido de acordo com a metodologia ACM0002, versão 13.0.0. Depois, o relatório de monitoramento é elaborado, o que deve ser aprovado primeiro pela área financeira, antes de apresentar ao DOE para verificação.

Data de finalização do rascunho final da seção deste parâmetro e a metodologia de monitoramento.
18/02/2013

Nome da pessoa/entidade determinando o parâmetro:

Companhia: Carbon Management Consulting Ltd.
Rua: Don Carlos 2939, Of. 912 – Las Condes:
Cidade: Santiago
País: Chile
Pessoa de contato: Rodrigo Céspedes/Sebastián Cepeda (Revisor de
PDD) Título: Gerente de Projeto
Telefone: +56 (2) 7699577
E-mail info@carbonmcgroup.com

Carbon Management Consulting Ltd. Age como consultor de CDM e não é um participante do projeto.

SEÇÃO C. Duração e período de crédito

C.1. Duração de atividade de projeto

C.1.1. Data de início da atividade do projeto

>>

As obras para desenvolvimento e implementação do projeto todo devem começar em julho de 2012. Durante 2010 e 2011, os relatórios técnicos dos projetos foram desenvolvidos (estudo de viabilidade, Relatório de desenho Técnico, Relatório de Impacto Ambiental), que resultou na aprovação da ANEEL em abril de 2011, como descrito anteriormente na seção B.5. Os projetos obtiveram a licença preliminar pelo *Rio Grande do Norte* em setembro de 2009 (*Eurus II*) e maio de 2010 (*Renascença V*), assinando e um Contrato de Aquisição de Engenharia para o projeto em junho de 2011 (aquisição da turbina), a contratação do consultor de CDM foi em 20 de setembro de 2010, que pode ser considerado como a consideração do CDM anterior.

Consequentemente, a data de início da atividade de projeto de CDM foi definida como a data quando a Atlantic assina o contrato para desenvolver e implementar a atividade do projeto (começando com o abastecimento e a prestação dos geradores aéreos): 30 de junho de 2011

C.1.2. Vida útil operacional esperado da atividade do projeto

>>>> 20 anos, 0 meses¹⁴

C.2. Período de crédito da atividade do projeto

C.2.1 Tipo de período de crédito

>> Renovável

C.2.2. Data de início do período de crédito

>> 01/09/2013 ou o início da operação do projeto.

C.2.3. Duração do período de crédito

7 anos

¹⁴ <http://www.renewable-energy-sources.com/2009/11/10/technical-lifetime-of-wind-turbines/>



SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1 Análise dos impactos ambientais

>>

O participante proposto para o projeto, de acordo com as regras ambientais definidas pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA¹⁵), deve obter três licenças para conseguir permissão ambiental de realizar as usinas de energia eólica. São Licenças Preliminares (LP), onde é realizada uma avaliação de impacto ambiental, a Licença de Construção (LI), onde são estabelecidas as especificações para a construção e a Licença Operacional (LO), onde é realizado um teste antes da operação da usina para garantir que atenda a todas as exigências ambientais.

O projeto proposto realizou a avaliação ambiental de acordo com a legislação federal e estadual, segundo as regras definidas pelo CONAMA. Também foram seguidas as regras do Instituto Estadual Desenvolvimento Sustentável do Meio Ambiente (IDEMA¹⁶) para obedecer a lei municipal.

A Avaliação do Impacto Ambiental avalia os principais eventos no meio ambiente que podem ser identificados e analisados para os períodos de planejamento, implementação e operação, considerando as características do projeto e sua área de influência.

Eurus II foi concedido com a Licença Preliminar 029949/2010, emitida pelo IDEMA (Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte) no dia 16 de setembro de 2008 e válida até 16 de setembro de 2011; Por seu lado, o Renascença V foi concedido com a Licença Preliminar 036777/2010, no dia 13 de maio de 2010 e válido até 13 de maio de 2012. Nenhum dos dois parques eólicos implicam impactos ambientais negativos fora dos limites; senão, as licenças não teriam sido dadas.

O projeto proposto vai gerar energia por meio de fontes renováveis, em particular, o vento. O local da atividade do projeto serão os municípios de *João Câmara* e *Parazinho*, Rio Grande do Norte. Em geral, um gerador de energia eólica é uma atividade que produz eletricidade e é mais compatível com o meio ambiente. Tem aspecto ambiental favorável devido às características operacionais das turbinas de vento e, além disso, é um exemplo de energia limpa, que não produz efluentes no meio ambiente.

A atividade do projeto tem um potencial bem baixo de impactos negativos no ambiente natural. As novas usinas vão abranger os ecossistemas da região e não haverá remoção total dos microambientes, comprometendo a sustentabilidade da fauna e da flora nativas. Todos os impactos relevantes vão ocorrer dentro das fronteiras do Brasil, assim não há impactos além das fronteiras.

No contexto de nível estadual e federal, a implementação do projeto vai significar uma importante contribuição para alcançar os esforços do governo para diversificar a matriz energética, com a entrada de outra fonte de energia limpa com baixo impacto ambiental.

D.2. Avaliação do impacto ambiental

>>

Com relação aos impactos ambientais que são considerados avaliação do impacto ambiental significativa e as medidas ambientais a serem implementadas, no Relatório Ambiental Simplificado – RAS anexos, em geral, definem:

Essas medidas são aplicadas contra a redução e o controle de qualquer efeito adverso e também maximização dos benefícios derivados da instalação e funcionamento do projeto.

¹⁵ Conselho Nacional do Meio Ambiente

¹⁶ http://www.idema.rn.gov.br/contentproducao/aplicacao/idema/licenciamento_ambiental/gerados/licenciamento_orientacoes_gerais.asp



No geral, os projetos de energia eólica são parte das atividades de geração de energia que tem a melhor compatibilidade ambiental. Isso acontece porque seus recursos operacionais, como a área de superfície mínima que ocupam e a mínima interferência ambiental. Além disso, são projetos limpos, que não produzem excesso de resíduos. Não obstante, todo projeto exige medidas de redução e prevenção.

As intervenções antropogênicas serão compensadas ou reduzidas pela identificação dos métodos e materiais que geram o menor impacto. Os meios de redução propostos devem estar de acordo com os critérios técnicos, normas de engenharia, regulamentações ambientais e normas jurídicas brasileiras.

1.- Fase de implementação

Preparação da área: Essas medidas de redução, que são preventivas por natureza, devem anteceder a instalação, que incluem: Ajuste e manutenção dos arredores; construção de uma guarita próxima à entrada projeto, elevando sinais em volta da área e preparando o local para armazenar materiais e equipamentos.

Contratar trabalhadores / construção: Essas medidas propostas durante a execução do projeto são preventivos e corretivos; que incluem: Informar empresas contratantes sobre como reduzir e controlar o impacto ambiental, os contrastes devem definir as responsabilidades da empresa implementadora com relação à redução e ao controle de efeitos ambientais adversos durante este trabalho. Ao contratar trabalhadores, os trabalhadores locais terão prioridade, nenhum trabalhador com menos de 18 anos será contratado; haverá treinamento para os selecionados.

Configuração do local de trabalho: O local de trabalho vai oferecer condições ambientais e sanitárias apropriadas, a implementação de um sistema de esgoto, os trabalhadores serão treinados para saber como interagir com a população local; instalação dos sistemas de segurança no local de trabalho para trabalhadores e população local; instalação de uma pequena unidade de saúde com equipamentos de primeiros socorros e a implementação de um sistema de coleta de lixo no local de trabalho; a coleta de lixo deve ocorrer diariamente e ser levada ao destino final apropriado; devem ser instaladas estações de reciclagem para materiais recicláveis, junto com estações de água potável. O período de trabalho não deve ser inconveniente para a população local. Todo óleo, gás ou líquido que derrame no chão precisa ser removido e enviado para o lixo.

Mobilidade de equipamentos e materiais: Essas medidas preventivas devem durar todo o projeto. Elas incluem: O transporte de materiais deve ocorrer durante os dias e horário de baixo tráfego nas rodovias de acesso; a instalação da sinalização deve estar de acordo com os Códigos Nacionais de Trânsito; deve haver sinais de advertência para transporte de cargas pesadas; devem ser definidas e mantidas as rotas internas para tráfego de equipamento pesado, evitando assim a degradação do ecossistema.

Limpeza da área: A vegetação afetada é principalmente de savana, com árvores e arbustos. Algumas coisas a considerar: A vegetação existente deve ser preservada na maior extensão possível para prevenir a erosão e a destruição do solo. A vegetação age como redutor de poeira, gases, ruídos e impactos visuais. As rotas de tráfego interno devem ser planejadas para evitar a destruição da vegetação existente; além disso, as rotas internas devem rodear todas as árvores grandes.

Construção das rotas de acesso: As rotas de acesso devem seguir às especificações da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Essas rotas devem seguir a topografia natural do terreno, minimizando a necessidade de portões e rampas. As rotas internas devem ser pavimentadas e conter um sistema de drenagem, o sistema de drenagem superficial deve considerar goteiras, infiltrações e inclinações e deve coletar a água pelos canais adjacentes. Os materiais devem ter características geográficas compatíveis com a geologia da área. As laterais das estradas devem ser protegidas contra os processos de erosão, transporte e depósito de sedimentos; isso é possível ao plantar vegetação herbácea.

Construção da fundação: As medidas para este estágio incluem: Observar as normas de segurança; sinais de elevação em volta da área; utilizar materiais que vêm dos arredores o mais distante possível, depositar materiais, como ferro, areia, cimento, etc., dentro da área de trabalho para preservar o ambiente do entorno. O excesso de material das escavações deve ser usado nas áreas topográficas mais baixas.



Construção dos projetos civis: A colocação dos edifícios devem estar de acordo com as Regras Gerais do projeto. O sistema de esgoto deve estar de acordo com a ABNT, a retirada do excesso de material deve acontecer no final do projeto; as áreas trabalhadas devem ser recuperadas, mesmo durante o desenvolvimento das obras.

Instalação de torres e turbinas; A instalação deve estar de acordo com as especificações do fabricante. Deve acontecer durante a época seca, para evitar acidentes. É preciso colocar sinalizações em volta da área de influência dos guindastes, evitando o trânsito de pedestres e veículos. As pessoas que realizam essas ações devem ser especializadas. As superfícies em volta da base das turbinas devem ser protegidas contra erosão, usando muros de sustentação para minimizar o deslocamento dos sedimentos.

Instalações eletroeletrônicas e subestação. O sistema elétrico do projeto deve ser instalado de acordo com as regulamentações da Companhia Elétrica do Rio Grande do Norte (COSERN). O material usado no sistema elétrico deve estar de acordo com as normas da ABNT. Devem ser seguidas as normas de segurança.

Testes pré-operacionais: Antes dos testes, todo o excesso de material deve ser recolhido e precisa ser realizado o estudo geral do equipamento de montagem. Com relação aos testes que afetam o sistema de eletrificação, eles devem ser informados à comunidade pelos meios de comunicação adequados. Durante os testes, deve haver um dispositivo controlado no local para fechar o sistema em caso de acidentes.

Limpeza do local da obra: Qualquer estrutura temporária deve ser coletada e eliminada apropriadamente, junto com todos os materiais em excesso ou resíduos. Os responsáveis pela eliminação devem receber a orientação e equipamento de proteção adequados. A área de trabalho deve ser restaurada por programas de reflorestamento e contenção de sedimentos.

2 – Fase operacional e funcional

Para o estágio operacional, serão realizadas medidas de proteção durante o período para evitar danos à equipe, instalações e também ao meio ambiente. Essas medidas incluem: Contratar trabalhadores da região; implementar sistema de sinalização e segurança; garantir que a guarita e as estruturas de apoio tenham condições sanitárias. Deve haver vigilância frequente e manutenção das turbinas, controles centrais, subestações, etc. Também deve haver maneiras de diagnosticar e controlar as causas da erosão (vento ou chuva) nas estradas.

SEÇÃO E. Consulta de acionista local

E.1. Solicitação de comentários dos acionistas locais

>>

De acordo com a legislação estadual, local e federal, o processo de licenciamento ambiental solicita audiência pública com a comunidade local. A mesma lei também solicita o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no Diário Oficial do Estado e nos jornais regionais.

Além dos comentários dos acionistas solicitados para as licenças ambientais, a Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima solicita – para liberar a carta de aprovação – que os comentários são necessários para os acionistas locais com base na versão traduzida do PDD e o relatório de validação é emitido pelo DOE autorizado (de acordo com a Resolução no. 7, emitida no dia 5 de março de 2008).



O proponente do projeto enviou o PDD para consulta pública em 18 de outubro de 2011 para os seguintes acionistas:

- Prefeitura Municipal de Parazinho;
- Ministério Público do Estado do Rio Grande do Norte);
- Ministério Público Federal
- Câmara Municipal de Parazinho;
- Procuradoria da República do Rio Grande do Norte;
- Prefeitura de João Câmara;
- Câmara Municipal de João Câmara;
- Instituto de desenvolvimento sustentável e meio ambiente do Rio Grande do Norte;

Deve ser mencionado que a cidade de Passos Maia não têm associação comunitária; assim não há nenhuma carta enviada. Considerando o *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento* (FBOMS) ou o Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio-Ambiente e Desenvolvimento, o PP chamou o DNA Brasileiro para saber seu novo endereço, mas ainda não tinham.

E.2 Resumo dos comentários recebidos

>> Nenhum comentário foi recebido.

E.3 Relatório sobre consideração dos comentários recebidos

>> Nenhum comentário foi recebido.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

>> A carta de aprovação do governo brasileiro não está disponível até o momento.



Apêndice 1: Informação de contato dos participantes do projeto

Nome da organização	ATLANTIC - Atlantic Energias Renováveis S.A.
Rua/caixa postal :	Alameda Dr. Carlos de Carvalho 555,
Edifício	Conjunto 53
Cidade	Curitiba
Estado/Região	Paraná
Código postal	CEP 80430-180
País	Brasil
Telefone	+55 (41) 3079-7100
Fax	+55 (41) 3079-1502
E-mail	marcelo.marder@atlanticenergias.com.br
Website	http://www.atlanticenergias.com.br/
Pessoa de contato	Marcelo Marder
Título	N/A
Saudação:	Sr
Sobrenome	Marder
Nome do meio	N/A
Primeiro nome	Marcelo
Departamento	N/A
Celular	N/A
Fax direto	N/A
Tel. direto	N/A
E-mail pessoal	marcelo.marder@atlanticenergias.com.br

**Apêndice 2: Afirmação sobre financiamento público**

O proponente do projeto solicitou um empréstimo do BNDES, que é uma entidade pública no Brasil e é o principal agente de financiamento do desenvolvimento no Brasil.

**Apêndice 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada**

A atividade do projeto atende todas as condições estabelecidas nos critérios de aplicabilidade, de acordo com a metodologia selecionada.

Especificação	Validação positiva
A atividade do projeto é a instalação ou Modificação/reforma de uma usina/unidade de energia de um dos seguintes tipos: Usina/unidade hidroelétrica (seja com um reservatório fio d'água ou de acúmulo), usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade das ondas ou marés.	A atividade do projeto é a instalação de uma nova Usina eólica.
Outras condições	Validação negativa
A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, sem mudar o volume.	Não aplicável, desde que o projeto seja um local de campo verde.
A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, onde o número de reservatórios aumenta e a densidade da força da atividade do projeto, de acordo com as definições dadas na seção de Emissões de Projeto, é maior que 4 W/m ²	Não aplicável, desde que o projeto seja um local de campo verde.
A atividade do projeto resulta em novos reservatórios e a densidade da força da atividade do projeto, de acordo com as definições dadas na seção de Emissões de Projeto, é maior que 4 W/m ²	Não aplicável, desde que o projeto seja um local de campo verde e não gere um novo reservatório.
Atividades do projeto que envolvem mudanças de Os combustíveis fósseis para fontes de energia renováveis no local da atividade do projeto, já que, neste caso, o parâmetro pode ser o uso contínuo dos combustíveis fósseis no local.	Não aplicável, já que o projeto não envolve a mudança de combustíveis fósseis para as fontes de energia renovável no local do projeto.
Usinas de biomassa	Não aplicável, já que o projeto é uma usina eólica.
As usinas hidroelétricas que resultam em novos reservatórios Ou no aumento dos já existentes onde a densidade da potência na usina é menor que 4 W/m ²	Não aplicável, já que o projeto é uma usina eólica.



CM		0.22 30	0.24 21	0.18 21	0.17 47	0.22 88	0.28 22	0.25 71	0.25 21	0.23 15	0.28 88	0.29 38	0.28 85	0.245 4
CER		2576 .6	2797 .6	2104 .3	2018 .5	2643 .4	3260 .4	2971 .0	2912 .9	2674 .6	3336 .7	3394 .8	3334 .1	34029

RenascençaV (Geração Anual 137.301MWh)

DADOS		Jan	Fev	Mar	Abr	maio	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
OM tonCO2/M Wh	75 %	0.26 21	0.28 76	0.20 76	0.19 77	0.26 98	0.34 1	0.30 76	0.30 09	0.27 34	0.34 98	0.35 65	0.34 95	
BM	25 %	0.10 56	média											
CM		0.22 30	0.24 21	0.18 21	0.17 47	0.22 88	0.28 22	0.25 71	0.25 21	0.23 15	0.28 88	0.29 38	0.28 85	0.245 4
CER		2551 .2	2770 .0	2083 .5	1998 .6	2617 .3	3228 .3	2941 .7	2884 .2	2648 .2	3303 .8	3361 .3	3301 .2	33694

For Para mais referências, consulte o arquivo “CERs PATTAC Wind for DOE”

**Apêndice 5: Mais informações de histórico sobre o plano de monitoramento**

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão Elétrica (CEEE-GT) é a entidade responsável pelos procedimentos e irá gravar os dados relacionados à eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

O plano de monitoramento será executado com base nos parâmetros especificados e procedimentos de monitoria estabelecidos na versão 13 da metodologia ACM0002.

**Apêndice 6: Resumo das alterações pós-registro**

Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11 de abril de 2012	Revisão editorial para alterar a linha da versão 02 na caixa do histórico do
04.0	EB 66 13 de março de 2012	Revisão necessária para garantir a consistência com as “Orientações para completar o formulário do documento do projeto para atividades de CDM” (EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26 de julho de 2006	
02	EB 14, Anexo 06b 14 de junho de 2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03 de agosto de 2002	Adoção inicial
Classe de Decisão: Regulatório Tipo de Documento: formulário Função comercial: Registro		