



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-PDD)
Versão 3 - em vigor desde: 28 de julho de 2006**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações sobre a linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto****A.1. Título da atividade do projeto:**

Título de atividade do projeto: **Aeolis 2011 Wind Parks**

Número da versão do documento: 1.3

Data (DD/MM/AAAA): 15/06/2012

A.2. Descrição da atividade do projeto:

Aeolis 2011 Wind Parks aqui mencionados simplesmente como **Projeto Aracati**, consiste na construção e operação de um parque eólico de 84 MW de capacidade instalada que irá suprir energia renovável ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O projeto está localizado no nordeste do Brasil, na costa do Estado do Ceará, na cidade de Aracati.

A implementação e operação da atividade do projeto MDL irão reduzir as emissões de Gases Causadores do Efeito Estufa (GEE), pois a energia elétrica adicional gerada e despachada ao Sistema irá permitir a diminuição de geração de energia elétrica proveniente de plantas de energia abastecidas com combustível fóssil na operação marginal do SIN, ou ainda, evitando ou postergando a adição de novas fontes de geração intensivas em GEE ao Sistema.

Este projeto é o resultado da política de modernização das políticas de energia elétrica Brasileira que começou com a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) com a Lei 9.074 de 1995¹ que previa a desverticalização do mercado, a criação do Operador do Sistema como uma entidade privada, criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), limitações ao Poder da Empresa e do Mercado e a criação da operação de Comercialização de Energia, operação inexistente naquele momento, por ex., a operação do Projeto Aracati é o resultado deste processo de modernização.

O processo de modernização iniciado em 1995, após diversos aperfeiçoamentos, culminou com a situação atual que permite a participação e investimento da iniciativa privada de forma segura na Geração de Energia Elétrica Renovável resultando, por um lado, em modicidade tarifária ao Sistema Elétrico Nacional, e por outro, na efetiva participação do setor privado na geração de energia elétrica renovável / iniciativas sustentáveis e viáveis financeiramente, até então, inconcebíveis.

Este processo de modernização do Setor contou ao longo do tempo com inúmeras readequações de diversos participantes do setor, como: Sistema de tarifação; Concessões; Redução de impostos; Financiamentos mais atrativos e disponíveis; Licenciamentos; etc. Além disso, a possível elegibilidade de projetos no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto também chamou a atenção dos investidores com relação a projetos de energia renovável de pequeno porte.

¹ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm acessado em 22/out/2011



Como resultado desse processo, o Projeto Aracati, composto por 3 parques eólicos denominados de Aracati Aeolis III (27,3 MW), Aracati Aeolis IV (27,3 MW) e Aracati Aeolis V (29,4 MW) irão suprir 84 MW de energia renovável ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Apesar do grande potencial de desenvolvimento de projetos, a geração de Energia Eólica, como o parque Aracati Aeolis, representa até o momento uma pequena parte da matriz elétrica Brasileira. De acordo com a Aneel² (Agência Nacional de Energia Elétrica), a energia eólica representa apenas 1% da capacidade instalada do país. Diante deste fato, projetos como o **Aracati** representam uma fonte importante e não convencional de geração de energia elétrica renovável e uma contribuição valiosa de diversificação da matriz elétrica.

A atividade do projeto é de especial relevância diante do fato de satisfazer o rápido crescimento da demanda elétrica do Brasil que, de acordo com o Ministério de Minas e Energia³, é para ser de 69,20% entre 2010 e 2019. No Sistema Norte / Nordeste, onde o projeto está localizado, este crescimento é ainda maior (84,21%) e o empreendimento **Aracati** irá contribuir com a melhoria da infraestrutura regional de energia provendo energia adicional para sustentar a expansão das atividades econômicas e o crescimento populacional.

Além de contribuir com a diversificação da matriz elétrica Brasileira, o projeto Aracati Aeolis promove o desenvolvimento sustentável da seguinte maneira:

- Reduz a emissão de Gases Causadores do Efeito Estufa (GEE) da matriz energética Brasileira;
- Geração de novas oportunidades de emprego durante as fases de planejamento, licenciamento, construção, operação e manutenção do empreendimento, criando uma nova indústria ainda mais forte e consolidada, gerando pesquisas e valor interno;
- Permitir um maior desenvolvimento regional no município de Aracati que, segundo o PNUD⁴ (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento), possui o 3.424º pior Índice de Desenvolvimento Humano do Brasil;
- Estimulo à economia regional por meio de novas divisas ao governo local, ao sistema produtivo local (produtos e serviços) que resultará em um maior capital social na região, atraindo novas oportunidades na cadeia produtiva local melhorando a infraestrutura geral e, conseqüentemente, o Índice de Desenvolvimento Humano para satisfação das necessidades básicas da população, assim promovendo um ciclo virtuoso na economia local;
- Agregação de renda aos donos das propriedades dos parques eólicos uma vez que eles podem continuar usando a área para outras atividades, aumentando e diversificando a produtividade da área;
- O estímulo econômico descrito acompanha uma melhoria geral dos locais com infraestrutura como estrada de redes de transporte, eletricidade e estímulo para a educação;

² Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> acessado em 06/out/2011

³ Disponível em <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx> , página 32, tabela 21 acessado em 06 out 2011.

⁴ Disponível em <http://www.pnud.org.br/atlas/tabelas/index.php> , acessado em 06 de out de 2011.



- A operação de projeto requer serviços de operadores especializados e pessoal de manutenção e, portanto, estimula o desenvolvimento de um setor terciário proficiente na região, criando oportunidades de profissionalização, educação e emprego;
- É um complemento importante e diversificação para a geração a fio d'água-hídricas que estão sendo instalados.

Como as hidrelétricas do Brasil e os regimes de vento são largamente complementar, sua combinação permite compensar parcialmente a falta de energia hidrelétrica proveniente de baixa capacidade de armazenamento das PCH, minimizando a instalação de unidades de geração térmica de energia, enquanto continua a fornecer segurança energética suficiente tendo por base uma carteira dessas fontes renováveis complementares.

O cenário base é o cenário antes da implementação da atividade do projeto, o que representa a própria energia elétrica proveniente da rede básica caso não houvesse a energia elétrica adicional com a atividade do projeto e pela adição de novas fontes geradoras como mencionado no cálculo da margem combinada de acordo com “*Ferramenta de cálculo do fator de emissão de um Sistema Elétrico*”.

A.3. Participantes do projeto:

O Projeto Aracati pertence à **Aracati Geração de Energia Aeolis Ltda.**, uma Sociedade de Propósito Específico (SPC), que foi criada especialmente para a construção e operação dos Parques Eólicos do Complexo Aracati.

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participante(s) do projeto (*) (conforme o caso)	Indique se a parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Aracati Aeolis Geração de Energia LTDA (entidade privada)	Não
	BRZ Consultoria Empresarial Ltda. (entidade privada)	Não
Itália (anexo 1)	Electrade S.p.A (entidade privada)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o MDL – DCP fica disponível para o público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Local da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.:Região: Nordeste do Brasil
Estado: Ceará**A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.:**

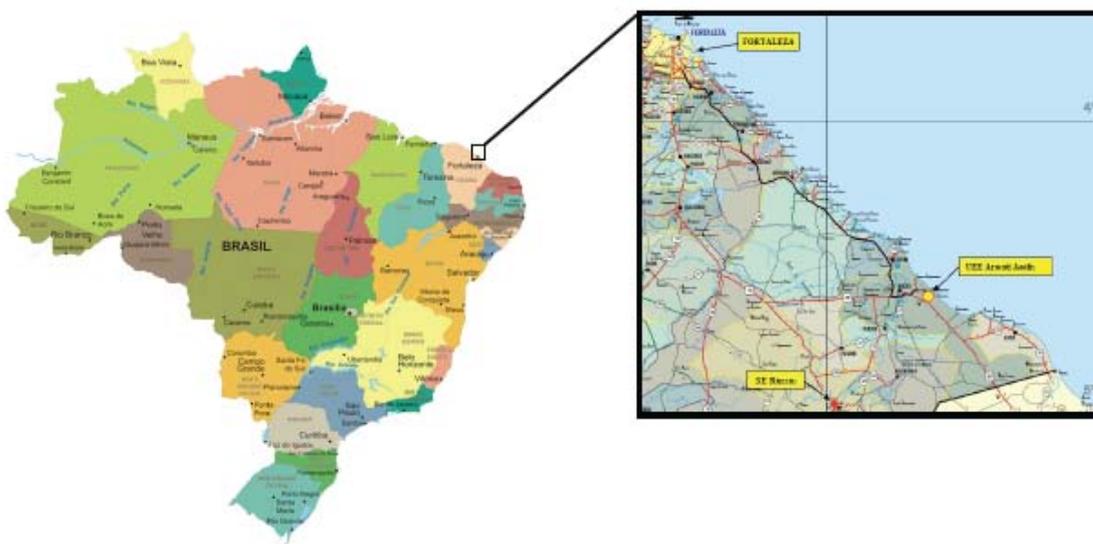
Município de Aracati

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade de projeto (máximo de uma página):

As coordenadas geográficas do projeto estão representadas na tabela abaixo:

Tabela 1. Coordenadas das usinas de energia eólicas

Usina de Energia Eólica	Coordenadas Geográficas (SIRGAS 2000)	Coordenadas UTM (Zona 24M)
ARACATI AEOLIS III	04° 38' 02,1"S 37° 38' 59,7"W	649.757E 9.487.657N
ARACATI AEOLIS IV	04° 38' 16,8"S 37° 39' 40,3"W	648.505E 9.487.208N
ARACATI AEOLIS V	04° 38' 24,7"S 37° 40' 06,8"W	647.687E 9.486.969N

Figura 1 – Mapa do Brasil (à esquerda) e município de Aracati (à direita)

A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:

Escopo Setorial: 1 – Setor de energia – Fonte renovável

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto:

A energia eólica é a energia obtida pelo movimento do ar (vento) que é uma fonte abundante de energia renovável e limpa.

Os principais componentes de uma turbina eólica são: a fundação, a torre, a nacelle e o rotor. A torre é um conjunto de seções tubulares de aço unidas por flanges parafusadas e conectadas à fundação por parafusos de ancoragem fixados no concreto armado.

No topo da torre, é montada a nacelle, construída em fibra de vidro, que abrigará o eixo do rotor, caixa de engrenagens, gerador elétrico, sistema de arrefecimento e demais equipamentos eletromecânicos do aerogerador. A nacelle é fixada à parte superior da torre tubular, que também abriga o sistema de cabeamento, controle e proteção da turbina, além de propiciar a realização das inspeções e manutenções requeridas para a operação da turbina.

O rotor consiste em uma estrutura de aço que suporta as três pás do sistema, cujo ângulo pode ser ajustado através do sistema *pitch*, com a ajuda de motores elétricos, buscando as melhores condições de controle e segurança do sistema. O formato das pás é otimizado para atingir a melhor condição aerodinâmica e de desempenho acústico, e elas são construídas em plástico reforçado com fibra de vidro. O rotor está conectado a um eixo principal, que transmite o torque, através de um multiplicador, para o gerador que produz a potência elétrica.

O multiplicador é um conjunto formado pelo eixo principal de baixa velocidade, conjunto de transmissão, sistema de freios do rotor e acoplamento, além dos sistemas de arrefecimento. O eixo principal é feito em aço tratado termicamente.

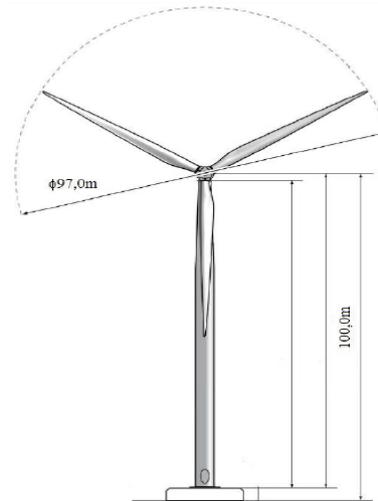
O projeto de engenharia do modelo de aerogerador *Suzlon S97*, classe IEC III-A, é baseado numa máquina com rotor de três pás, eixo horizontal de concepção *upwind*, ou seja: o rotor opera na frente da torre, e controle de potência por *Pitch* - passo variável.

A máquina é projetada para produzir eletricidade com velocidades de vento a partir de 4m/s (*cut-in*), atingindo sua capacidade nominal em velocidades próximas a 13m/s e interrompendo a sua geração em velocidades de vento superiores a 20m/s (*cut-out*).

O cubo do rotor fixa as 3 pás que varrem uma área circular de 7.386m² e 97m de diâmetro. Estruturalmente, a turbina será constituída de uma torre tubular, em aço, com cerca de 96,2m de altura (resultando em altura do cubo de 100m).

A torre será fixada ao solo por meio de uma fundação de concreto armado, com dimensões aproximadas de 16x16m. As principais dimensões do aerogerador são apresentadas na Figura 5. A torre do aerogerador deverá ter uma massa de 248,90t, com massa total de 368,20t. A velocidade de rotação mínima do rotor é de 12,0rpm e a máxima, de 15,5rpm. O nível do ruído de um único aerogerador em sua base é de 57dBA.

Figura2 – Principais dimensões do aerogerador Suzlon S97



Em alguns momentos durante o ano, a turbina deve alcançar a potência nominal. Neste instante, o *Fator de Capacidade* da máquina ou parque eólico atinge os 100%.

Figura 3 - Nacele da turbina eólica Suzlon S97 2

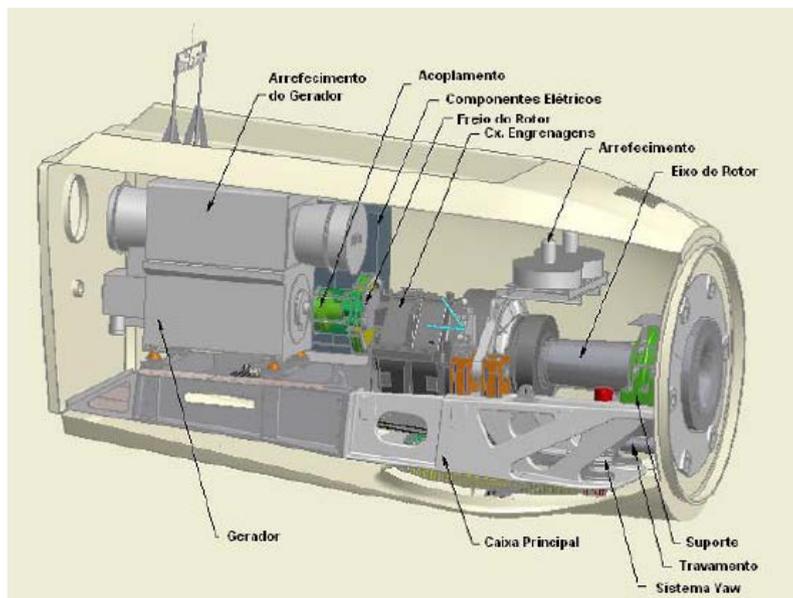


Tabela 2 – Características Técnicas da Fazenda Eólica de Aracati

Descrição	Valores			Referência
	Aracati III	Aracati IV	Aracati V	
1. Dados de eletricidade				
Capacidade instalada (MW)	27,3	27,3	29,4	Especificações Técnicas (“ <i>Memorial Descritivo – Aracati Aeolis III, IV e V</i> ”) e (Aneel Data sheet)”Ficha de Dados Aracati Aeolis III, IV e V”)
Próxima geração (MWh / ano)	92.535	83.773	82.203	
Fator de carga da central ⁵	38,69%	35,03%	31,92%	
2. Turbina de vento				
Tipo	Suzlon S97	Suzlon S97	Suzlon S97	Especificações Técnicas (“ <i>Memorial Descritivo – Aracati Aeolis III, IV e V</i> ”) e
Fabricante	Suzlon Energy Ltd	Suzlon Energy Ltd	Suzlon Energy Ltd	
Capacidade Nominal (MW)	2,1	2,1	2,1	

⁵ O fator de carga da usina foi calculado pela Braselco Serviços, comercio de equipamentos e participações Ltda., empresa independente de consultoria que desenvolveu o projeto eólico e que foi certificado pela Megajoule (empresa independente de certificação eólica), ambos os documentos estão disponíveis para EOD nos procedimentos de validação.



# Unidades	13	13	14	(Aneel Data sheet)"Ficha de Dados Aracati Aeolis III, IV e V"
Frequência (Hz)	60	60	60	
Tempo de vida útil (anos)	20	20	20	
Diâmetro do rotor (metros)	97	97	97	
Altura do cubo (metros)	100	100	100	

A atividade do projeto foi baseada no equipamento da Suzlon em consonância com a licença ambiental e os registros na ANEEL. A concepção e o modelo do equipamento final serão definidos com as cotações finais para a aquisição dos equipamentos.

A.4.4. Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

A implementação do **Projeto Aracati** conectada ao Sistema Interligado Brasileiro vai gerar uma redução média anual estimada de 102.053 tCO₂e e uma redução total de **714.372 tCO₂e** durante o primeiro período de crédito, de 7 (sete) anos, descrito na tabela abaixo:

Tabela 3 - Estimativa de Reduções de Emissões do Projeto

Anos	Estimativa das Reduções de Emissões Anuais em Toneladas de CO ₂ e
2013	102.053
2014	102.053
2015	102.053
2016	102.053
2017	102.053
2018	102.053
2019	102.053
Reduções estimadas total (ton de CO₂e)	714.372
Número total de anos de crédito	7
Média anual de reduções estimadas durante o período de crédito (ton de CO₂e)	102.053

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Este projeto não recebe nenhum financiamento público.

**SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento****B.1. Título e referência da metodologia aprovada de linha de base e monitoramento aplicada à atividade do projeto:**

- ACM0002 – “*Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*” - Versão: 12.2.0.
- Diretrizes para demonstrar e avaliar a adicionalidade – Versão: 06.0.0.
- Diretrizes para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico – Versão: 2.2.1.

A Diretriz para identificar o cenário da linha de base e para demonstrar a adicionalidade e a Diretriz para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis não são aplicáveis à atividade do projeto e, portanto, não foram utilizadas.

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:

A metodologia consolidada ACM0002 é aplicável no caso do projeto Aracati, pois cumpre as seguintes condições:

- O projeto envolve a instalação de uma nova unidade em um local onde não há qualquer empreendimento de energia renovável instalado anteriormente, de acordo com:
 - *"Instalar uma usina de energia em um local onde não há fonte de energia renovável que foi operada antes da implementação da atividade do projeto (usina greenfield)"*
- Instalação de uma usina de energia eólica, de acordo com:
 - *"A atividade do projeto é a instalação além da capacidade, retrofit ou substituição de uma usina de energia / unidade de um dos seguintes tipos: hidrelétricas vento usina / unidade (ou com um reservatório de lâmina-d'água ou um reservatório de acumulação), usina de energia / unidade, usina / unidade geotérmica, usina / unidade, de energia solar, unidade / usina de energia por onda, unidade / usina de energia por meio das marés"*
- A atividade de projeto não envolve aumento de capacidade, retrofit ou substituição, de acordo com:
 - *"No caso de adições de capacidade, retrofits ou substituições (exceto para a onda de vento, solar, das marés ou projetos de energia além da capacidade que usam Opção 2: na página 11 para calcular o parâmetro EGPJy): a central existente começou a operação comercial antes do início de uma referência histórica mínima de cinco anos, utilizado para o cálculo da linha de base emissões e definidas na seção de emissão de linha de base, e não de expansão de capacidade ou retrofit da planta ter sido feita entre o início deste histórico mínimo período de referência e à implementação da atividade de projeto"*
- O projeto é uma usina de energia eólica, por isso, não é nem uma hidrelétrica nem uma usina de biomassa, de acordo com:

- "No caso de usinas hidrelétricas, uma das seguintes condições deve aplicar: "não é aplicado"
- A metodologia não é aplicável às seguintes condições:
 - "Usinas hidrelétricas que resultem em novos reservatórios ou no aumento de reservatórios existentes, onde a densidade de potência da usina é inferior a 4 W/m²
 - "Usinas à Biomassa"
- A atividade de projeto não envolve a mudança de combustíveis fósseis, de acordo com:
 - "A metodologia não é aplicável às seguintes condições: "A atividade do projeto que envolve a mudança de combustíveis fósseis para fontes de energia renováveis no site da atividade do projeto, uma vez que neste caso a linha de base pode ser a continuação da utilização de combustíveis fósseis no local"

B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto:

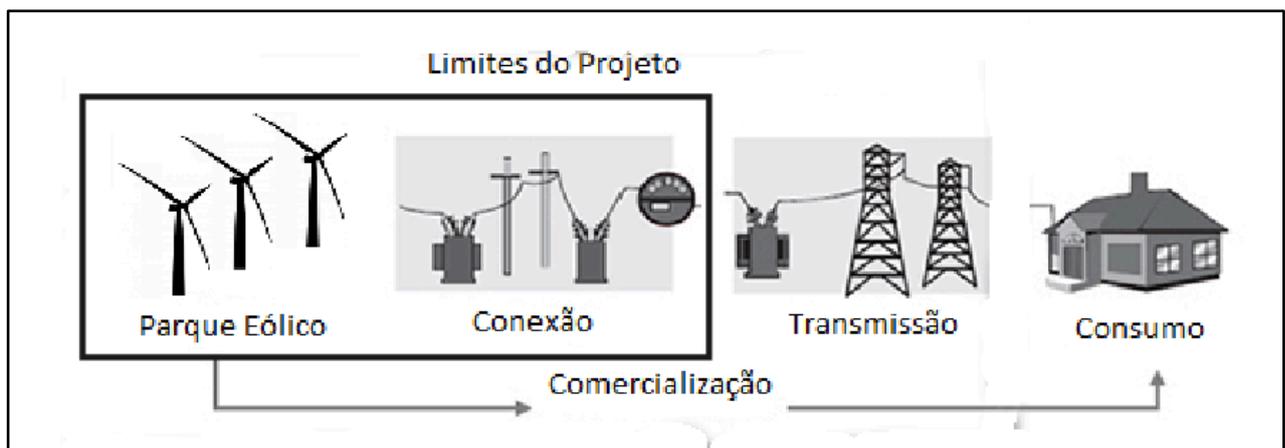
De acordo com a metodologia ACM0002, limite do projeto é descrito como "A extensão espacial do projeto que inclui a usina em questão e todas as outras unidades geradoras conectadas fisicamente ao sistema elétrico que a usina do projeto MDL está conectada."

O Projeto Aracati será conectado ao Sistema Interligado Nacional.

Neste caso, a Autoridade Nacional Designada (AND) publicou a Resolução 8 em 26 de maio de 2008⁶, que define o Sistema Interligado Nacional (Sistema Interligado Nacional - SIS) como um sistema único que cobre, de acordo com o Sistema Interligado Nacional de energia (Operador Nacional do Sistema - ONS), quatro Subsistemas Interligados: Regiões Sul, Sudeste / Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

O diagrama do limite do projeto é apresentado na figura abaixo:

Figura 4 – Limites do Projeto



⁶ A Resolução 8 publicada em 26 de maio de 2008 está disponível em http://homologa.ambiente.sp.gov.br/proclima/legislacao/federal/resolucao_interministerial/resolucao_n_8_26_maio_2008.pdf



Os gases de efeito estufa e fontes de emissão incluídos ou excluídos do limite do projeto são apresentados na tabela abaixo:

Tabela 4 - Fontes de emissão incluídos ou excluídos do limite do projeto

Fonte		Gás	Incluso(a)	Justificativa / Explicação
Linha de base	Emissão de CO ₂ decorrente da geração de eletricidade em centrais elétricas movidas a combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Não	Fonte de emissão pequena
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena
Atividade do projeto	Para centrais elétricas geotérmicas, emissão fugitiva de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO ₂	Não se aplica a esta atividade do projeto	
		CH ₄	Não se aplica a esta atividade do projeto	
		N ₂ O	Não se aplica a esta atividade do projeto	
	Emissão de CO ₂ proveniente da combustão de combustível fóssil para a geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	CO ₂	Não se aplica a esta atividade do projeto	
		CH ₄	Não se aplica a esta atividade do projeto	
		N ₂ O	Não se aplica a esta atividade do projeto	
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não se aplica a esta atividade do projeto	
		CH ₄	Não se aplica a esta atividade do projeto	
		N ₂ O	Não se aplica a esta atividade do projeto	

Justificativa / Explicação: A atividade de projeto é uma geração de energia eólica de emissão zero de para todos os gases.

B.4. Descrição de como o cenário da linha de base é identificado e descrição do cenário da linha de base identificado:

De acordo com a metodologia ACM0002, o cenário básico pode ser descrito por:

A eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto teriam sido gerados por meio da operação de usinas conectadas à rede de energia e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (CM) e descritos pela "*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*".

A margem combinada do fator de emissão (CM) é calculada com base em todas as usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e centralmente despachadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Com base nesses dados de geração, fornecidos pelo ONS, a Autoridade Nacional Designada (AND) geralmente



calcula os fatores de emissão do SIN de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" e torna disponível ao público no website⁷.

O fator de emissão da margem combinada para o Sistema Interligado Nacional será, portanto, usado para calcular as reduções de emissões como resultado da implementação do projeto.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

Esta seção foi elaborada com base na "Ferramenta de demonstração e cálculo de adicionalidade" que define em detalhes o procedimento para calcular e demonstrar a adicionalidade do projeto.

Para ilustrar o contexto do desenvolvimento do projeto e de evidências de que o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com o desenvolvimento e implementação da atividade de projeto, a tabela a seguir fornece uma visão geral do cronograma de desenvolvimento do projeto.

Tabela 5 – Cronograma do Projeto MDL do Projeto Aracati

Data	Tipo de evidência	Evidência/Referência
01/09/2011	Atividade do Projeto	Estudo de viabilidade conduzido pela BRZ Consultoria Empresarial Ltda.
12/09/2011	Atividade do Projeto / Consideração MDL	Decisão dos acionistas em desenvolver o Projeto Aracati baseado no estudo de viabilidade
21/09/2011	Atividade do Projeto/Consideração MDL	Contrato de Consultoria MDL entre BRZ Consultoria Empresarial LTDA e Aracati Aeolis Geração de Energia Ltda.
05/10/2011	Consideração MDL	Comunicação MDL – Notificação prévia a UNFCCC sobre a decisão de desenvolver o Projeto Aracati como um projeto MDL
05/10/2010	Consideração MDL	Comunicação MDL – Notificação prévia a UNFCCC, AND Brasileira, sobre a decisão de desenvolver o Projeto Aracati como uma atividade do projeto MDL
05/10/2011	Consideração MDL	Comunicação com a comissão interministerial MCT sobre a mudança de clima global – CDM, a AND Brasileira, sobre a intenção para desenvolver os Parques Eólicos Aeolis 2011 como uma atividade do projeto MDL
18/10/2011	Consideração MDL	Confirmação recebida da UNFCCC

Todos os documentos e evidências foram apresentados ao EOD na validação.

⁷ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html> acesso em 18/10/2011



De acordo com o *Glossário de Termos de MDL*, a data de início da atividade do projeto é "a primeira data em que a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto começa", que é comumente a data em que o participante do projeto compromete-se a despesas significativas relacionados com a implementação efetiva ou construção da atividade de projeto.

O projeto não adquiriu os equipamentos ou iniciou a construção até este momento, portanto não é possível definir com precisão a data de comissionamento. A data de comissionamento será definida a partir da aquisição dos equipamentos e dos serviços que será feito após o processo de validação do projeto MDL Aracati. Portanto, isto demonstrando a inclusão do MDL no Projeto Aracati antes de sua implementação ou construção.

De acordo com as "*Diretrizes da demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL*" (anexo 13, EB62), para projetos de atividades com data de início em ou depois de 2 de agosto de 2008, participantes do projeto devem notificar a AND do país anfitrião do Secretariado da UNFCCC de sua intenção de obterem o estatuto de MDL. Portanto, os participantes do projeto enviaram a consideração prévia do Formulário de MDL (F-CDM-Antes consideração) para a Autoridade Nacional Designada Brasileira e ao secretariado da UNFCCC em 05/11/2011. Os formulários e a confirmação estão disponíveis e foram apresentados a EOD no processo de validação.

De acordo com a "*Ferramenta de Demonstração e Análise de Adicionalidade*", os seguintes passos são necessários para demonstrar e avaliar a adicionalidade do Projeto:

PASSO 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas vigentes

SUBPASSO 1A. Definir alternativas à atividade do projeto:

As alternativas à atividade do projeto são:

Alternativa 1: continuidade da situação atual da eletricidade sendo fornecida pelo SIN.

Alternativa 2: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como uma atividade do projeto de MDL.

SUBPASSO 1B. Consistência com leis e normas obrigatórias:

Os dois cenários alternativos identificados acima estão em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades: Agência regulamentar de eletricidade, ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*), ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CEEE), Superintendência de Meio Ambiente do Ceará (Superintendência Estadual do Meio Ambiente- SEMACE).

PASSO 1 - SATISFEITO – Seguir para o Passo 2

PASSO 2. Análise de investimentos



De acordo com a "*Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*" Os participantes do projeto devem determinar se a atividade de projeto não é:

- a. Economicamente ou financeiramente mais atraente, ou;
- b. Economicamente ou financeiramente viável, sem as receitas da venda de reduções certificadas de emissões (CER).

Para realizar a análise de investimento, os seguintes subpassos devem ser seguidos:

SUBPASSO 2A. Determinar o método de análise apropriado:

Opção I - Análise de custos simples - tanto a atividade de projeto MDL e as alternativas identificadas na Etapa 1 geram benefícios financeiros e econômicos que não sejam rendimentos relacionados ao MDL. Portanto, não é a opção mais adequada.

Opção II - Análise comparativa de investimentos - a implementação de outras tecnologias de geração de energia renovável não são alternativas viáveis no local planejado. Portanto, não é a opção mais adequada.

Opção III - Análise de Benchmark - de acordo com o Anexo 5, EB 62, n ° 19, este é o método mais apropriado para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto MDL proposto uma vez que a alternativa para a implementação da usina de energia eólica é o fornecimento de eletricidade a partir da rede.

SUBPASSO 2B – Opção III - análise de benchmark

O indicador financeiro identificado para a atividade do projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR) calculada no fluxo de caixa do projeto em termos reais e foi, quando comparada, de acordo com "Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimento", Apêndice, parágrafo 8, com o benchmark do setor elétrico, grupo 1, no Brasil, de 11,75%.

SUBPASSO 2C: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

A análise de fluxo de caixa do capital próprio incorpora todos os críticos técnico-econômico parâmetros, hipóteses e dados que foram apresentados a EOD de acordo com a "*Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*". A planilha utilizada para calcular o Valor Presente Líquido também foi fornecida para a EOD.

Características gerais da Análise de Investimentos e do cálculo do indicador financeiro



Período de avaliação: O fluxo de caixa considera a vida útil de 20 anos que está em sintonia com a vida operacional das turbinas eólicas definida pela Megajoule⁸, consultoria independente. De acordo com o "Guia de Avaliação da Análise de Investimentos", versão 05, item 03, um período máximo de 20 anos é apropriado.

Valor justo dos ativos de atividade de projeto no final do período de avaliação: de acordo com as normas contábeis locais, UC 590, página 209, manual do Poder de Controle de Ativos do Setor publicados pela ANEEL (em Português: "Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico"), a depreciação de turbinas eólicas é 5% por ano. Portanto, o valor justo dos ativos do projeto no final do período de avaliação é zero.

Depreciação: o período de depreciação dos ativos é também 20 anos de acordo com orientações do Manual de Controle Patrimonial do Setor de alimentação (em Português: "*Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico*"), publicado pela ANEEL⁹. Porque é um item de contabilidade que não envolve desembolsos, e a depreciação tem sido deduzida para cálculos de impostos e adicionada ao lucro líquido para fins de cálculo de capital de fluxo de caixa IRR.

Cálculo da TIR do Capital Próprio: O objetivo do cálculo da TIR do capital próprio é determinar o retorno final para o investimento do capital inicial. Desta forma, o cálculo da TIR considera como Patrimônio apenas a quantidade de investimento de capital como uma saída de caixa, uma vez que o custo do serviço da dívida (juros e principal) já é considerado como uma despesa que não deve ser contada duas vezes.

Natureza do Fluxo de Caixa: O fluxo de caixa para análise de capital foi realizado em termos reais, isto é, sem considerar o impacto da inflação, e depois do pagamento de impostos. O indicador de resultado financeiro, portanto, é um patrimônio de pós-IRR fiscais dadas em termos reais e, portanto, compatível com o benchmark definido acima.

Política Setorial E-

Em sua vigésima segunda reunião o Conselho Executivo do MDL, referindo-se às suas decisões de EB 16, reafirmou que a política nacional e/ou setorial e as circunstâncias em que estão inseridas devem ser levadas em consideração no estabelecimento de um cenário de referência, sem criar incentivos nocivos que podem impactar negativamente as contribuições das partes dificultando o objetivo final da Convenção. Portanto, o Conselho definiu a política E como:

"Política Nacional e/ou setorial, ou regulamentos que dão vantagens comparativas a tecnologias de emissão menos intensivas sobre as tecnologias de emissões mais intensivas, (por exemplo, os subsídios públicos para promover a difusão de energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética)"

Além disso, o Conselho concordou que tais políticas devem ser tratadas da seguinte forma:

Políticas E- que foram implementadas desde a adoção pela COP do MDL M&P (decisão 17/CP.7, 11 de

⁸ Dados disponíveis no "Certificado – UEE Aracati Aeolis III.pdf, Certificado – UEE Aracati Aeolis IV.pdf e Certificado – UEE Aracati Aeolis V.pdf.

⁹ Disponível em www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2_primeira_Ver.pdf acessado em 13/10/2011



Novembro de 2001) não precisam ser levadas em conta no desenvolvimento de um cenário de referência (ou seja, o cenário poderia se referir a um situação hipotética sem a política nacional e/ou setorial ou regulamentos que estão organizados).

Assim, a ferramenta de adicionalidade inclui uma nota de rodapé para o cálculo dos indicadores financeiros na análise de investimentos, que afirma que a inclusão de subsídios nesta análise está sujeita à orientação sobre tais políticas.

A importância deste conceito foi reforçada pela CMP 5 em Copenhague, afirmando que "é prerrogativa do país anfitrião decidir sobre a concepção e implementação de políticas para promover tecnologias de baixa emissão de gases de efeito estufa e do Conselho Executivo, que assegurará que suas regras e orientações não criem incentivos nocivos para os esforços de redução de emissões.

Segundo o resumo previsto no subitem 1b, os atuais regulamentos energéticos Brasileiros efetivamente oferecem um conjunto de incentivos regulatórios e econômicos que visam a promoção das fontes renováveis de energia elétrica para garantir a expansão elétrica do país com base em tecnologias renováveis e com baixa emissão de carbono.

O foco no desenvolvimento de fontes não convencionais renováveis e projetos hidroelétricos estruturantes consolidou-se na estratégia de mitigação do setor energético apresentado pela comunicação do governo Brasileiro à UNFCCC durante o CMP5, em dezembro de 2009, que foi posteriormente aprovado pela Lei de Política Nacional de Mudança Climática, (Lei 12.187 de 29 de dezembro de 2009) e seu Decreto Regulamentar 7.390 a partir de 09 dezembro de 2010. Estes dois instrumentos legais estabeleceram o ambiente regulatório necessário para a adoção de Ações de Mitigação Nacionais Apropriadas (NAMA's) e confirmou o MDL como um mecanismo importante para atingir as metas Brasileiras de redução voluntária de emissões. Como preparação para a publicação do Decreto Regulamentar 7.390, a Empresa de Pesquisa Energética (Empresa de Pesquisa Energética - EPE) lançou um plano de redução de GEE detalhadas para o setor energético, que também enfatizou a relevância do MDL, e os incentivos concedidos pelo BNDES para a expansão da matriz energética Brasileira.

A existência desses incentivos exige seu tratamento adequado na avaliação de adicionalidade e especificamente na análise de investimentos. Para este efeito, os parágrafos seguintes identificam e discutem os regulamentos relevantes e definem seu tratamento de acordo com as regras e princípios definidos pelo EB 22.

Política E- #01- Redução da Taxa de Transmissão (Taxa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST) para fontes complementares de Energia Renovável.

Através da Resolução N ° 77, de 18 de agosto de 2004, a ANEEL estabeleceu um desconto de 50% da taxa de transmissão aplicável para complementar projetos de energia renovável, tais como projetos de geração eólica com capacidade instalada inferior ou igual a 30.000 kW.

Esta política setorial foi criada em 18 de agosto de 2004 e portanto, após o 11 de Novembro de 2001. Assim, representa uma "vantagem comparativa para tecnologias de emissões menos intensivas ao invés de tecnologias de emissão mais intensivas" e classifica como Política E. Assim, o incentivo não será considerado para o cenário de referência e análise de investimentos, levando em consideração a "situação hipotética sem as políticas nacionais e/ou setorial ou regulamentos que estão organizados".

**Política E- # 02 – Condições Financeiras oferecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - (BNDES)**

O BNDES tem historicamente desempenhado um papel fundamental na implementação das políticas governamentais para o desenvolvimento econômico, através de um financiamento de longo prazo para investimentos do setor privado em infraestrutura geral, especificamente no setor elétrico nacional.

Nos anos após a privatização do setor elétrico e, especialmente após o lançamento do novo modelo regulatório do setor, a prioridade do BNDES foi o financiamento da expansão da oferta de energia e consequentemente a garantia da segurança de abastecimento e crescimento econômico sem restrições. Durante este período o banco não manteve uma política geral para oferecer diferentes condições para qualquer tipo de fonte de energia elétrica, além de sua atividade limitada no programa PROINFA, onde as condições de financiamento diferenciadas foram aplicadas.

A partir 2007 e levando em consideração a participação crescente de usinas térmicas que utilizam combustíveis fósseis, o BNDES começou a rever sua política de diferenciação de condições de financiamento com o objetivo claro de promover a geração de energias renováveis e de baixo GEE em detrimento da geração de energia que utiliza carvão e petróleo.

O papel principal do banco deve ser facilitado, considerando-se o contexto da política Brasileira de Mudanças Climáticas. O fato de que o BNDES é um instrumento da política Brasileira e, especificamente, da Política Nacional de Combate Mudanças Climáticas como é referenciado pela Política de Lei (Política Nacional Sobre Mudança do Clima - PNMC). A atividade específica no setor da eletricidade é ainda referenciado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE - Empresa de Pesquisa Energética), instituição ligada ao Ministério Brasileiro das Minas e Energia, que emitiu o papel da política de redução "das emissões de GEE devido à produção e uso de energia no Brasil até 2020 ". A publicação descreve claramente a importância do BNDES para implementar as políticas de mitigação do Brasil e de exercer uma trajetória de expansão limpa no setor de energia.

Para analisarmos a evolução das políticas operacionais, que definem as condições financeiras oferecidas pelo BNDES, é necessário que entendamos os itens individuais que compõem as condições finais oferecidas pelo banco:

$$\text{Custo Financeiro Total} = \text{Custo Financeiro} + \text{Spread Básico} + \text{Variação de Risco de Crédito}$$

Onde:

- Custo de Financiamento - corresponde ao custo real do financiamento do BNDES, em outras palavras, é o custo efetivamente pago ao banco para obter fundos necessários para suas operações. Este custo é definido principalmente pela remuneração da taxa de juros de longo prazo (TJLP) divulgada pelo Ministério da Fazenda Brasileiro.
- Remuneração Básica do BNDES - representa o retorno padrão exigido pelo BNDES para financiar um investimento específico. É o principal instrumento político para o financiamento, uma vez que permite ao banco para corrigir a remuneração de acordo com suas prioridades e estratégias.
- Risco de Crédito - representa o risco da operação necessário para remunerar o banco para incorrer no



risco de crédito de um determinado projeto. Como tal, reflete a percepção de risco do credor com a insolvência (investidores) a partir da avaliação do fluxo de caixa do projeto e a capacidade de oferecer garantias adicionais. Consequentemente, esta é uma variável de projeto específico definido com base em termos técnicos e não sujeito a qualquer política específica.

Como pode ser observado para todas as variáveis apresentadas acima, até 2006 o BNDES aplicou idênticas condições e critérios para todas as fontes de energia e não houve preferência por óleo, carvão ou a gás de fontes térmicas, nem de fontes renováveis. Isto significa que os custos de financiamento, spread básico e os critérios para a definição do risco de crédito bem como o período para amortização e participação máxima foi sempre igual para todos os tipos de fontes de energia, independentemente da sua intensidade de GEE.

Tabela 06, abaixo, fornece uma visão geral das condições aplicáveis em 2006.

Após 2007, o BNDES começou a melhorar as condições de financiamento para o setor das energias renováveis, em primeiro lugar para a energia hídrica em projetos de grande porte, e em 2008, para todas as fontes renováveis de energia e projetos de cogeração a gás eficientes, isto é, com reduzida emissão de gases de efeito estufa. Como resultado, o banco aumentou a taxa utilizada para carvão e óleo térmico para 1,8% e reduziu a remuneração de base para outras fontes com baixa intensidade de emissão de GEE, como usinas eólicas e pequenas e médias centrais hidrelétricas, para 0,9%.

Além disso, a política operacional do BNDES definiu um custo financeiro de 100% TJLP para projetos de eficiência energética e fontes renováveis de GEE, enquanto o carvão e óleo de usinas de energia alimentadas são financiados com base em uma mistura de 50% TJLP e 50% TJ- 452. De acordo com os dados fornecidos pelo sítio BNDES, a TJ-452 é igual a TJLP + 1%, resultando em um custo ligeiramente superior financeira.

Por outro lado, não há diferença nas taxas de risco de crédito entre os diferentes tipos de tecnologias. Essas taxas variam de acordo com o projeto específico e não estão diretamente relacionados com a política de incentivo do banco.

A tabela a seguir representa a evolução das condições de financiamento fornecidos pelo BNDES.

Tabela 6 – Evolução das condições financeiras do BNDES (2006-2010)

Componente de Análise	Evolução das Políticas do BNDES e vantagens comparativas com incentivo para as Fontes Elétricas Renováveis	
	2006	2010
Custo Financeiro		
BNDES custo financeiro para fontes com emissões intensivas de GEE	80% TJLP e 20% IPCA (NTN-B)	50% TJLP e 50% TJ-452
BNDES custo financeiro para fontes com emissões eficientes de GEE	80% TJLP e 20% IPCA (NTN-B)	100% TJLP
Vantagem comparativa para Fontes de GEE eficientes	0	100% TJLP
BNDES Remuneração		
BNDES custo financeiro para fontes com emissões intensivas de GEE	1,5%	1,8%
BNDES custo financeiro para fontes com emissões eficientes de GEE	1,5%	0,9%



Vantagem comparativa para Fontes de GEE eficientes	0%	0,9%
Risco de Credito		
Risco de credito para fontes intensivas em GEE	Calculado de acordo com o credito risco de 0,8% a 1,8%	Calculado de acordo com credito de risco de 0,46% a 3,57%
Risco de credito para fontes eficientes em GEE		
Vantagem comparativa para Fontes de GEE eficientes	0	0

Fonte: Baseada no Siffert Filho (2006, 2007) e BNDES

O resultado proveniente das melhores condições oferecidas pelo BNDES desde 2007 foi a maior participação de projetos de energia renovável e, pela primeira vez, a participação da energia eólica fora do PROINFA, iniciada pelo Leilão de Reserva de sucesso em dezembro de 2009.

Devido à intensidade de capital estruturante das fontes de energia renováveis, a política de financiamento definida pelo BNDES e com a vantagem comparativa resultante obtida por fontes de geração limpas e renováveis, juntamente com as receitas provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo tem um papel importante na trajetória de expansão da economia Brasileira matriz energética. Os resultados obtidos mostram que as estratégias de mitigação Brasileiras como definidos nos documentos de referência, como PNE 2030, o Plano Nacional de Mudanças Climáticas e a "Redução de Emissões de GEE devido à produção e utilização de energia no Brasil até 2020". Além disso eles estão em plena consonância com a comunicação nacional que foi fornecido à UNFCCC como parte do acordo de Copenhague e da legislação nacional aplicável que define a Política Nacional sobre Mudança do Clima, como todos eles definiram que o MDL continuará a ser uma ferramenta complementar para a implementação das políticas de mitigação e para a realização dos voluntários metas de redução de GEE (NAMA's Brasileiros).

Assim, no caso das condições de financiamento fornecidos pelo BNDES, a vantagem comparativa oferecida por menos de GHG energias intensiva é o menor custo de débito em comparação com o custo de financiamento mais GHG energias intensivos, que é medido pela diferença entre as respectivas taxas . Por conseguinte, a vantagem comparativa apresentada pela política pode ser eliminado a partir da análise financeira através da utilização das condições de financiamento oferecidas pelo BNDES para mais de GHG tecnologias intensivas.

Seguindo as exigências da ferramenta de adicionalidade e as diretrizes do Conselho Executivo do MDL para E-política, os desenvolvedores do projeto excluídos os subsídios oferecidos a menos de GEE tecnologias intensivas pelo BNDES assumindo condições de financiamento oferecidas aos GEE tecnologias intensivas. Com esse ajuste, é possível ignorar o efeito da vantagem comparativa que é fornecida pelo governo Brasileiro para projetos que contribuam para os objetivos finais da UNFCCC.

A tabela abaixo compara as condições de financiamento diferentes como os oferecidos pelo BNDES.

Tabela 7 - Principais diferenças entre as condições de fontes com emissões intensivas e eficientes

Condições	Condições para fontes eficientes de GEE	Condições para fontes intensivas em emissões de GEE	Condições aplicadas a análise do projeto CDM
Custo Financeiro	100% TJLP	50% TJLP + 50% TJ-452	50% TJLP + 50% TJ-452
BNDES	0,9% por ano	1,8% por ano	1,8% por ano



Remuneração			
-------------	--	--	--

Tabela 8 – Premissas utilizadas na análise do fluxo de caixa

Parâmetros / Unidade	Descrição	Valor
Capacidade de Instalação / MW	Baseado no design do projeto otimizado dos parques eólicos pela Braselco	84 MW
Fator de Capacidade da Central* ¹⁰	O Fator de Carga da Usina é a relação da capacidade disponível por capacidade de instalação.	35,21% na média
Energia disponível para venda / MWh por ano	De acordo com as <i>“Diretrizes para o relatório e validação dos fatores de carga da usina”</i> , a geração de energia elétrica foi projetada com base no fator de carga da central de cada usina de energia eólica determinado pela Braselco, uma empresa consultora e de engenharia especializada. A energia disponível para venda era certificada pela Megajoule e também pela ANEEL. ¹¹	258.511 MWh
Empréstimo	Remuneração BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Social) para projetos de fontes com intensiva emissão de GEE (Tipo E- policy)	1,8%
Empréstimo	Custo de financiamento do BNDES para fontes com intensiva emissão de GEE (Tipo E- policy)	50% TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) e 50% TJ-452 ¹² que totaliza 6,5% p.a.
Empréstimo	Risco de crédito para projetos de fonte com intensiva emissão de GEE (BNDES)	Calculado de acordo com o risco de crédito de 0,46% a 3,57%. Isso era considerado 1% que é metade da média a ser conservada.
PPA preço / R\$ ¹³ /MWh	Energia será comercializada por meio do leilão governamental de Dezembro de 2012	R\$ 99,58 ¹⁴

¹⁰ Média de todos os parques eólicos é o resultado para Aracati Aeolis III igual a 38,69%, Aracati Aeolis IV 35,03% e Aracati Aeolis V igual a 31,92%.

¹¹ Todos os documentos estão disponíveis e foram apresentados ao EOD na validação

¹² Disponível em

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html acessado em 18 de outubro de 2011

¹³ Reais é a moeda Brasileira, taxa de câmbio estimada em 1,8265 disponível em:

<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/batch/taxas.asp?id=txdolar>

¹⁴ Disponível em <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202011/Leil%C3%A3odeenergia2014contrata51usinas,somando2744MW.aspx?CategoriaID=6734> acessado em 18/10/2011



	ou posterior e o preço considerado foi do último leilão realizado.	
IPI	IPI é um imposto sobre produtos industrializados. Desde 2009 o governo federal concedeu incentivo de isenção de IPI para turbinas eólicas. Considerando que esta política criada incentiva fontes com emissão reduzida de GEE, (Tipo E- policy), está isenção não foi considerada.	Propostas Comerciais para o fornecimento dos equipamentos não incluem o IPI
TFSEE / R\$/kW	Definido pela Aneel ¹⁵	385,73
Investimento / Capex / R\$ MM	Cotação da Suzlon	A ser fornecido na validação
Arrendamento / % Receita Bruta	De acordo com o contrato estabelecido com os proprietários.	1,6%
Custos de Operação e Manutenção / R\$ / MW	Orçamento de acordo com a recomendação da Suzlon	Ano 1 a 3 = R\$0 MW Ano 4 a 20 = R\$95.002,86/turbina
PIS/COFINS	Baseado no Lucro Presumido ¹⁶	3,65%
TUSD – G / R\$/KWh por mês	Estimativa de acordo com a Aneel, resolução 968 de 19/04/2011 ¹⁷ e Resolução 1.141 de 19/04/2011 ¹⁸ .	De 2012 a 2031 – 6,46
Imposto de Renda	Imposto de Renda de acordo com o lucro presumido	até 240.000 – 15% Acima de 240.000 – 25%
Contribuição Social	9% de 12% da receita bruta ¹⁹	9%

Análise de resultados de investimentos

Taxa Interna de Retorno Capital, em termos reais, resultante do fluxo de caixa elaborado com base nos pressupostos é 1,87%.

A análise de investimento foi conduzida de acordo com a opção III da "*Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*", e o resultado mostra que o indicador financeiro do projeto é menos favorável que o benchmark. Por conseguinte, pode-se concluir, que o projeto sem receitas de MDL não pode ser considerado como financeiramente atraente.

SUBPASSO 2D. Análise de sensibilidade

¹⁵ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20104080.pdf> e <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec19972410.pdf> acessado em 13 de outubro de 2011

¹⁶ Disponível em

<http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoajuridica/dipj/2000/orientacoes/determinacaolucropresumido.htm> acessado em 20/10/2011

¹⁷ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20111141.pdf> acessado em 20/10/2011

¹⁸ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20111141.pdf> acessado em 20/10/2011

¹⁹ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L7689.htm acessado em 20/10/2011



Tabela 9 – Análise de Sensibilidade do Projeto Aracati

VARIACÃO DO PREÇO DE ELETRICIDADE		VARIACÃO DO CUSTO DO EMPRÉSTIMO	
Cenário	IRR do capital próprio	Cenário	IRR do capital próprio
0%	1,87%	0%	1,87%
10%	4,76%	10%	4,76%
-10%	-1,31%	-10%	-1,31%
VARIACÃO CAPEX		VARIACÃO DE CUSTO O&M	
Cenário	IRR do capital próprio	Cenário	IRR do capital próprio
0%	1,87%	0%	1,87%
10%	0,19%	10%	1,51%
-10%	3,81%	-10%	2,23%

A análise de sensibilidade foi realizada alterando as variáveis mais relevantes e possíveis no projeto que poderia afetar o seu resultado. Esses parâmetros também foram selecionados como sendo os mais prováveis a flutuar ao longo do tempo. E, constituem mais de 10% dos custos do projeto ou qualquer receita total, de acordo com as “Diretrizes sobre a avaliação da análise do investimento”.

- a. O preço da energia
- b. O volume de energia gerado
- c. O CAPEX
- d. O custo de O & M (OPEX)

O preço da energia

As receitas do projeto de energia eólica dependem unicamente de dois fatores: o volume de energia gerado e o preço de venda. O preço de venda dificilmente mudará ao longo do tempo de acordo com os últimos leilões.

Com relação ao preço, com a finalidade de análise de investimento, o preço médio do último leilão antes da hora da decisão de investimento foi utilizado para a projeção de fluxo de caixa. Embora o projeto esteja exposto às variações de preço, especialmente devido aos resultados de leilões, deve ser assumido que o preço da energia dificilmente mudará o Estabelecimento PPA. Consequentemente, o preço médio alcançado antes da decisão de investimento da nossa atividade de projeto é uma referência adequada para a avaliação presente.

Olhando para os dados acima, é considerado pouco provável que o cenário de Preço da Energia será consistentemente 10% acima daqueles projetados na análise de investimentos. Agora mesmo que isso iria ocorrer por um motivo inesperado, a receita efetiva de 36,61% acima do projetado é necessário para atingir o benchmark. Em outras palavras, o preço teria que ser em 36,61% acima da média do valor projetado para toda a vida útil da atividade de projeto. Estes cálculos mostram que é muito improvável que as variações na receita possam levar a rentabilidade acima do benchmark IRR equity definido.

O volume de energia gerado



Em relação ao volume de energia gerada é realizado projeto em incertezas significativas e risco. De acordo com informações fornecidas pela Eletrobrás²⁰, em 2009 e 2010, o desempenho dos projetos eólicos de geração de energia do PROINFA (41 dos 49 projetos de energia eólica em operação no país participar do programa como será mostrado na seção comum a prática de análise) é significativamente inferior ao volume de energia esperado e vendido sob o PROINFA por estes investimentos. A sub performance é um risco potencial nos contratos de PPA.

Olhando para os dados acima, é notavelmente pouco provável que o cenário de geração de receita será sempre 10% acima daqueles projetados na análise de investimentos. Agora mesmo que isso iria ocorrer por um motivo inesperado, a receita efetiva de 36,61% acima do projetado é necessário para atingir o benchmark. Em outras palavras, o volume de eletricidade vendida teria que ser em 36,61% acima da média o valor projetado para toda a vida útil da atividade de projeto. Estes cálculos mostram que é muito improvável que as variações na receita pode levar a rentabilidade acima da TIR do capital conforme o benchmark definido.

O CAPEX

Investimentos em infraestrutura são propensos a derrapagens de custos, devido a acontecimentos imprevistos, enquanto economias de custo significativas não são muito comuns. Consequentemente, uma sensibilidade de 10% de redução das despesas de capital é uma suposição razoavelmente conservadora no contexto do MDL. Sob tal cenário, a TIR de capital aumentaria, mas não atingir o benchmark. Isso somente ocorrerá se o CAPEX foi 38,00% abaixo das projeções original, o que não é um cenário realista devido ao fato de que a construção principal e equipamentos de fornecimento de propostas já foram recebidas. Por outro lado, um aumento em 10% do capital investido, que é um cenário muito mais provável, se agrave ainda mais a TIR do Projeto como esperado no caso base.

O custo de O & M (OPEX)

Os custos operacionais incluem os custos de transmissão, os impostos setoriais, os custos de Operação e Manutenção, revisão regular e despesas de arrendamento de terras. O resultado da análise de sensibilidade mostra que uma redução de 10% em todos esses custos quando comparado com o pressuposto de caso base não seria materialmente afetar o retorno do Projeto. Na verdade, mesmo se os custos operacionais fossem supostos zeros, isso não seria elevar a TIR do projeto para o benchmark necessário.

A análise de sensibilidade mostra que o Projeto Aracati não é financeiramente atrativo, porque a sua taxa de equidade interna de retorno (TIR) é menor do que a referência em todos os cenários analisados.

A ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade indica que:

- "Se após a análise de sensibilidade for concluído que a atividade de projeto de MDL proposta for improvável que seja mais atraente em termos financeiros (item 2.c - 8.a) e for ou parecer ser financeiramente atraente (item 2c-8b), então vá para a Etapa 4 (análise da prática comum). "

Desta forma, como a análise de sensibilidade mostrou que a atividade proposta não é atraente do ponto de vista financeiro, deve-se ir para a Etapa 4 (Análise prática comum).

PASSO 2 - SATISFEITO - Vá para a Etapa 4

Passo 3. Análise de barreira

²⁰ Disponível em <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm#Dados> acessado em 13/10/2011 - Plano anual do PROINFA – PAC 2011.

**SUBPASSO 3A. Identificar barreiras que impediriam a implementação do tipo de atividade de projeto proposta**

Não aplicável: Etapa 2, determinado adicionalidade projetos

SUBPASSO 3B. Mostrar que as barreiras identificadas não impediriam a implementação de pelo menos uma das alternativas

Não aplicável: Etapa 2, determinado adicionalidade projetos

PASSO 3 - NÃO APLICÁVEL - Vá para a Etapa 4**PASSO 4. Análise da prática comum****SUBPASSO 4A. Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposto**

De acordo com as orientações sobre a prática comum, uma atividade de projeto proposta é considerada uma "prática comum" dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F ($F = 1 - N_{diff}/N_{all}$) é maior do que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ é maior do que 3.

O guia também sugere uma abordagem passo a passo com base em 4 (quatro) etapas para realizar a análise da prática comum que é a seguinte:

PASSO 1: Calcular a proporção de saída aplicável como +/-50% da saída do projeto ou capacidade da atividade do projeto proposta.

Atividade do projeto: 84 MW

Proporção da saída como +/-50% da Atividade do Projeto: desde 42 MW até 126 MW

PASSO 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as usinas que produzem o mesmo resultado ou capacidade, dentro da proporção de saída aplicável calculada na Etapa 1, como a atividade de projeto e começar a operação comercial antes da data de início do projeto.

Observe: "Número Nall: Atividades do projeto CDM registradas não devem ser incluídas no passo"

De acordo com a diretriz, a área geográfica aplicável abrange o país anfitrião inteiro como um padrão. O Projeto Aracati irá ser ligado ao SIN, assim, o limite para identificar atividades semelhantes no país anfitrião é a rede Brasileira interligada.

Deste modo, os projetos de 42 MW a 126 MW, ligados ao SIN, são considerados e mencionados na Tabela abaixo:

Tabela 8 – Projetos registrados na ANEEL com mais de 42 MW até 126 MW²¹

²¹ Disponível em

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=7&ger=Outros&principal=E%C3%B3lica>. acessado em 05/01/2012.



Projeto Eólico	Saída - MW
Bons Ventos	50
Canoa Quebrada	57
Eólica Icaraizinho	55
Parque Eólico de Osório	50
Parque Eólico dos Índios	50
Parque Eólico Elebrás Cidreira 1	70
Parque Eólico Sangradouro	50
Praia Formosa	105
RN 15 - Rio do Fogo	49

De acordo com a Etapa 2, as atividades de projeto MDL registradas não devem ser incluídas nesta análise e seguintes atividades de projeto MDL foram identificadas como segue:

- **RN 15 - Rio do Fogo**

- o <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/BQ032CCBBQ2342SUQ84SKA1T3NLEC0/view.html>

- **Praia Formosa**

- o <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/AI2PYN6O2DPDHCZWPCI6KLWF2UZ9S0/view.html>

- **Eólica Icairizinho**

- o <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/AI2PYN6O2DPDHCZWPCI6KLWF2UZ9S0/view.html>

- **Eólica Canoa Quebrada**

- o <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/NKSQQI77SRXGU79UYBN6K7NH8ZJ9ST/view.html>

- **Parque Eólico de Osório**

- o <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1158843861.54/view>

- **Parque Eólico Sangradouro**

- o <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1158843861.54/view>

- **Parque Eólico dos Índios**

- o <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1158843861.54/view>

As usinas eólicas remanescentes de potência com características semelhantes ao Aracati referido no critério anterior analisado com base nesta etapa são:

- Bons Ventos
- Eólico Elebrás Cidreira I

Portanto, $N_{alt} = 2$.

Passo 3: Dentro das usinas identificadas no Passo 2, identifique aqueles que se aplicam às tecnologias diferentes que a tecnologia aplicada na atividade do projeto proposta. Observe seu número N_{diff} .



Entretanto, os subsídios e incentivos governamentais do PROINFA²² foram recebidos por ambos os projetos de acordo com a base de dados²³. Conforme descrito anteriormente, o Programa de Apoio às Fontes de Energia Alternativas (é um programa do governo federal que definiu o fornecimento atraente nas tarifas para as energias de investimentos não complementares, como a biomassa, pequenas hidrelétricas e energia eólica. Assim, estes dois projetos chave só foram materializados com especiais disposições contratuais, melhores condições financeiras de acesso e com privilégio da tecnologia eólica, que ainda era uma opção de tecnologia incipiente naquele momento. Portanto, todos os projetos mencionados são diferentes de Atividade do Projeto Aracati.

$$N_{diff} = 2$$

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$ que representa a proporção de plantas com tecnologia semelhante à tecnologia utilizada na atividade de projeto proposta em todas as usinas que produzem o mesmo resultado ou como a atividade do projeto proposta.

$$F = 1 - \frac{N_{diff}}{N_{all}}$$

$$F = 1 - \frac{2}{2}$$

$$F = 0$$

Como conclusão, o projeto proposto seria uma "prática comum" dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F é maior do que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ é maior do que 3.

Portanto, concluímos que a atividade de projeto não é uma "prática comum".

Tabela 1 - Características e critério de exclusão das Usinas de energia eólica em operação no Brasil

²² Disponível em <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/> acessado em 04/01/2012

²³ Disponível em <http://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm#Dados> acessado em 08/10/2011.



Projeto Eólico	Saída - MW	CDM	Fora da faixa de 42 MW até 126MW	PROINFA
Bons Ventos	50			X
Canoa Quebrada	57	X		X
Eólica Icaraizinho	55	X		X
Parque Eólico de Osório	50	X		X
Parque Eólico dos Índios	50	X		X
Parque Eólico Elebrás Cidreira 1	70			X
Parque Eólico Sangradouro	50	X		X
Praia Formosa	105	X		X
RN 15 - Rio do Fogo	49	X		X
Albatroz	5		X	
Alegria I	21		X	
Alhandra	6		X	
Atlântica	5		X	
Camurim	5		X	
Caravela	5		X	
Cerro Chato II	30		X	
Cerro Chato III	30		X	
Coelhos	5		X	
Coelhos II	5		X	
Coelhos III	5		X	
Coelhos IV	5		X	
Eólica Água Doce	9		X	
Eólica Canoa Quebrada	11		X	
Eólica de Bom Jardim	1		X	
Eólica de Prainha	10		X	
Eólica de Taíba	5		X	
Eólica Paracuru	25		X	
Eólica Praias de Parajuru	29		X	
Eólio - Elétrica de Palmas	3		X	



Projeto Eólico	Saída - MW*	CDM	Fora da faixa de 42 MW até 126MW	PROINFA
Fazenda Rosário	8		X	
Fazenda Rosário 3	14		X	
Foz do Rio Choró	25		X	
Gargaú	28		X	
Gravatá Fruitrade	5		X	
IMT	2		X	
Lagoa do Mato	3		X	
Macau	2		X	
Mandacaru	5		X	
Mangue Seco	26		X	
Mangue Seco 1	26		X	
Mataraca	5		X	
Millennium	10		X	
Mucuripe	2		X	
Parque Eólico de Beberibe	26		X	
Parque Eólico de Palmares	8		X	
Parque Eólico do Horizonte	5		X	
Parque Eólico Enacel	32		X	
Pedra do Sal	18		X	
Pirauá	5		X	
Praia do Morgado	29		X	
Presidente	5		X	
Púlpito	30		X	
Rio do Ouro	30		X	
Santa Maria	5		X	
Santo Antônio	3		X	
Taíba Albatroz	17		X	
Ventos do Brejo	6		X	
Vitória	5		X	
Volta do Rio	42		X	
Xavante	5		X	

B.6. Reduções de emissões:**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:***Reduções de Emissões (ER_y)*

De acordo com a ACM0002, as reduções de emissões pela atividade do projeto proposta são calculadas como a seguir.

$$\text{(Equação 1)} \quad ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y= Reduções de emissões no ano y (tCO₂e/ano);



BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/ano);

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_{2e}/ano).

Emissões da linha de base (BE_y)

Emissões de linha incluem apenas as emissões de CO₂ provenientes da geração de eletricidade em usinas de energia de combustível fóssil que estão deslocadas devido à atividade de projeto. A metodologia assume que todo o projeto geração de energia elétrica acima dos valores basais teria sido gerado pelas usinas de energia conectada à rede existente e a adição de novas usinas conectadas à rede de energia. As emissões da linha de base são calculadas como a seguir:

$$\text{(Equação 2)} \quad BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y}$$

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/ano);

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

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y e calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh);

Para projetos Greenfield, como é o caso da atividade do projeto proposta, $EG_{PJ,y}$ é determinado como a seguir.

$$\text{(Equação 3)} \quad EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Onde:

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

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

A quantidade de eletricidade líquida fornecida pela unidade/usina do projeto à rede ($EG_{facility,y}$) foi estimada e apresentada a seguir na seção B.6.3.

Com relação ao $EF_{grid,CM,y}$, fornecido pela AND Brasileira, foi utilizado a Emissão da Margem Operacional e de Construção pela análise de despacho utilizando a “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico”. Ainda, no caso da descontinuação da publicação destes dados pelo AND Brasil, o mesmo será calculado pelos Participantes do Projeto.

Os 6 passos recomendados pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, são discutidos abaixo:



PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante

De acordo com a ferramenta, “*Se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, esses delineamentos devem ser usados. Se esses delineamentos não estiverem disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e qualquer sistema elétrico interligado e justificar e documentar suas hipóteses no MDL-DCP*”.

A AND Brasileira publicou a Resolução nº 8, emitida em 26 de maio de 2008²⁴, que define a Rede Interligada Nacional como um sistema único que cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Assim, esse número será usado para calcular o fator de emissão da linha de base da rede.

PASSO 2 – Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do projeto

Os participantes do projeto poderão escolher entre duas opções a seguir para calcular a margem operacional e construir o fator de emissão da margem:

Opção I: Somente as usinas de rede de energia são incluídas no cálculo.

Opção II: Ambas as usinas de redes de energia e as usinas fora da rede de alimentação estão incluídas no cálculo.

A opção I foi escolhida para a atividade de projeto, uma vez que a margem de operação e o fator de emissão calculado pela AND Designada Brasileira ou, alternativamente, calculado pelo desenvolvedor do projeto baseiam-se nos dados de plantas ligadas à rede

PASSO 3 - Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM).

O cálculo do fator de emissão da margem de operação (*EF_{grid,OM,y}*) é feito com base em um dos seguintes métodos:

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

- A análise dos dados de despacho não é uma opção disponível para o cálculo da margem de operação, pois é aplicável somente ao período *ex-post*. A margem de operação simples poderá ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis para constituir menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A Tabela 9 mostra a participação da energia hidrelétrica na produção total de eletricidade para o Sistema Interligado Nacional.

No entanto, os resultados mostram a não aplicabilidade da margem de operação simples à Atividade de Projeto do MDL proposta.

²⁴ Disponível em

http://homologa.ambiente.sp.gov.br/proclima/legislacao/federal/resolucao_interministerial/resolucao_n_8_26_maio_2008.pdf acessado em 15/10/2011

Tabela 10 – Participação da geração hidrelétrica no SIN

Ano	Participação de Eletricidade Hidráulica
2011	91%
2010	87%
2009	93%
2008	87%
2007	92%
2006	91%

Fonte: ONS / Operador Nacional do Sistema: Histórico de Geração, 2011. Disponível em http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx acessado em 13 de outubro de 2011

O método escolhido para o cálculo do fator de emissão da Margem de Operação da Usina de Energia Eólica é o método margem de operação de análise de dados de despacho.

PASSO 4 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O método escolhido para o cálculo do fator de emissão de margem de operação do Parque Eólico Aracati é a Margem de Operação de Análise de Dados de Despachos calculada numa base *ex-post* para o margem de operação

A AND Brasileira conduz o fator de emissão *ex-post* OM, $(EF_{grid,OM-DD,y})$ como definido anteriormente, de acordo com os dados de despacho fornecidos pelo ONS, que serão usados no cálculo.

Os fatores de emissão OM de dados de despacho para 2010 serão utilizados para uma estimativa ex-ante de RCEs que será gerada como resultado da implementação do projeto. Todos os dados utilizados para calcular o fator de emissão de margem operacional estão disponíveis no anexo 3 do presente DCP.

PASSO 5: Calcular o fator de emissão de margem de construção

Em termos de coleta de dados, os participantes do projeto podem escolher entre uma das duas opções seguintes.

Opção 1. Para o primeiro período de crédito, calcular o fator de emissão da margem ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para m grupo de amostra no momento da apresentação CDM DCP a EOD para validação. Para o segundo período de crédito, o fator de emissão da margem deve ser atualizado com base na informação mais recente disponível em unidades já construídas na submissão do pedido de renovação do período de crédito para o EOD. Para o terceiro período de crédito, o fator de emissão da margem calculada para o segundo período de crédito deve ser usado. Esta opção não requer monitorar o fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2. Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem será atualizado anualmente, ex-post, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não está disponível, incluindo as unidades construídas até o último ano para o qual a informação está disponível. Para o segundo período de crédito, o fator de emissão da margem será calculado ex-ante, conforme descrito no item 1 acima. Para o terceiro período de crédito, o fator de emissão de margem de construção calculado para o segundo período de crédito deve ser usado.



A opção que foi escolhida pelos participantes do projeto era a opção 2.

O fator de emissão da margem é calculado pela AND Brasileira²⁵ e no caso da AND Brasileira suspende a publicação desses dados durante o período de monitoramento, os dados necessários serão calculados pelos participantes do projeto.

O fator de emissão para margem de construção para 2010, conforme publicada pela AND Brasileira, será utilizado uma estimativa **ex-ante** de RCEs que será gerada, como resultado da implementação do projeto. A coleta de dados de 2010 foi adotada para o cálculo da margem de construção já que eles são os últimos dados disponíveis.

PASSO 6: Calcular o fator de emissão da margem combinação

O cálculo do fator de emissão (CM) da margem de combinação (**EF_{rede,CM,y}**) é baseado em um dos seguintes métodos:

- (a) Margem combinada de média pesada; ou
- (b) Margem combinada simplificada.

A atividade de projeto do Parque Eólico Aracati usou a opção (a) para calcular o fator de emissão de margem combinada.

O fator de emissão de margem combinado é calculado de acordo com seguinte equação:

$$\text{(Equação 4)} \quad \mathbf{EF}_{\text{grid,CM,y}} = \mathbf{EF}_{\text{grid,OM,y}} \times \mathbf{W}_{\text{OM}} + \mathbf{EF}_{\text{grid,BM,y}} \times \mathbf{W}_{\text{BM}}$$

Onde:

EF_{grid,CM,y}	=	Margem combinada (CM) do fator de emissão no ano y (tCO ₂ /MWh);
EF_{grid,OM,y}	=	Margem combinada de CO ₂ do fator de emissão no ano y (tCO ₂ /MWh);
W_{OM}	=	Avaliação do fator de emissões de margem de operação (%);
EF_{grid,BM,y}	=	Margem de construção de CO ₂ do fator de emissão no ano y (tCO ₂ /MWh)
W_{BM}	=	Avaliação do fator de emissão de margem de construção (%)

A “Ferramenta para calcular o fator e a emissão para um sistema de eletricidade” recomenda que os seguintes valores padrão devem ser usados para w_{OM} e w_{BM}:

- As atividades de projeto de geração de energia solar e eólica: **W_{OM} = 0,75** e **W_{BM} = 0,25** para o primeiro período de acreditação e períodos subsequentes de acreditação;

Desta maneira, foram adotados os seguintes pesos para o Parque Eólico Aracati Aeolis:

- **W_{OM} = 0,75**
- **W_{BM} = 0,25**

²⁵ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html> acessado em 15/10/2011



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

De acordo com a ACM0002, para a maioria das atividades do projeto de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. No entanto, algumas atividades de projeto podem envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Essas emissões deverão ser consideradas emissões do projeto usando a equação a seguir:

$$(Equação 5) \quad PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Onde:

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

$PE_{FF,y}$ = Emissões de projeto do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO_2/ano)

$PE_{GP,y}$ = Emissões de projeto desde a operação de usinas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano (tCO_2e/ano)

$PE_{HP,y}$ = Emissões de projeto de reservatórios de água de usinas hidrelétricas no y (tCO_2e/ano)

Emissões decorrentes da combustão de combustíveis fósseis ($PE_{FF,y}$)

De acordo com a metodologia, somente projetos geotérmicos e termos solares têm que considerar as emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis. Portanto, no caso da atividade do projeto proposta, $PE_{FF,y} = 0$ tCO_2/ano .

Emissões decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis ($PE_{GP,y}$)

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma central geradora Eólica, não há emissões de gases não condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto, $PE_{GP,y} = 0$ tCO_2/ano .

Emissões a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)

Novos projetos de centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios devem considerar emissões de CH_4 e CO_2 a partir dos reservatórios. Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma central de energia eólica, não existem emissões a partir dos reservatórios de água. Portanto, $PE_{HP,y} = 0$ tCO_2/ano .

Cálculo das fugas (LE_y)

De acordo com a metodologia, “nenhuma emissão de fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante decorrentes do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas”.

Assim, as emissões das fugas relacionadas à implantação da atividade do projeto proposta são 0 tCO_2 .

Para o Parque Eólico Aracati $PE_{FF,y}$, $PE_{GP,y}$, $PE_{HP,y}$, LE_y , é zero, no entanto, o projeto não gera nenhuma emissão associada ao projeto.



Como conclusão, as reduções de emissões geradas pela atividade do projeto são calculadas como o simples produto entre a quantidade de eletricidade líquida fornecida pelo projeto para a rede e o fator de emissão de margem combinada, onde o fator de emissão de margem operacional será calculado de acordo com a margem de operação de Análise de Dados de Despacho e o fator de emissão de margem de construção, ambos atualizados anualmente (ex-post).

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

De acordo com a metodologia ACM0002, não há dados ou parâmetros disponíveis para validação de usinas de energia eólica.

Os seguintes parâmetros foram usados na base Ex-ante:

Dado/Parâmetro:	EF_{OM,grid,y}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação simples ajustada no ano y
Fonte do dado usada:	Os dados diários para o fator de emissão da margem de operação de 2010, disponível no último ano, está disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora
Valor aplicado:	0,4795
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O período de cálculo <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

Dado/Parâmetro:	EF_{BM,grid,y}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y
Fonte do dado usada:	Os dados diários para o fator de emissão da margem de operação de 2010, disponível no último ano, está disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora .
Valor aplicado:	0,1404
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O período de cálculo <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

**B.6.3. Cálculo ex-ante das reduções de emissões:**

Como foi referido anteriormente, a redução de emissões para a atividade do projeto é calculada com base na equação 1, onde ambos PE_y e a fuga são considerados 0 (zero). Portanto, a redução de emissões será calculada de acordo com a equação 2, como segue:

$$\text{(Equação 5)} \quad ER_y = BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y}$$

Onde:

- ER_y** = Reduções de emissão no ano y (t CO₂e/ano)
BE_y = Emissões de linha de base no ano y (t CO₂/ano)
EG_{PJ,y} = Quantidade de geração de eletricidade que é produzida e alimentada na rede como um resultado da implementação da atividade do projeto CDM no ano y (MWh/ano)
EF_{grid,CM,y} = Margem combinada do fator de emissão de CO₂ para a rede ligada a geração de energia no ano e calculado usando a última versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (tCO₂/MWh)

Tabela 2 - Geração de eletricidade por uma usina eólica do Projeto de atividade CDM

Nome do Projeto	Aracati III	Aracati IV	Aracati V	TOTAL
Localização	Aracati	Aracati	Aracati	-
Capacidade Instalada (MW)	27,30	27,30	29,40	84,00
Fator de Capacidade	38,69%	35,03%	31,92%	-
Potencia Garantida (MW)	10,56	9,56	9,38	29,51
EG _y (MWh/ano)	92.535	83.773	82.203	258.511

A quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta do projeto à rede no ano y (EG_{facility}, e em MWh / ano) foi determinada, com o objetivo de ex-ante estimativa como sendo igual à capacidade instalada de cada planta multiplicada pelo fator de capacidade.

Cálculo do Fator de emissão (EF_{grid,CM,y})

De acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", o cálculo do fator de emissão da margem combinada de CO₂ para geração de energia da rede conectada (EF_{grid,CM,y}) deve seguir os passos:

PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevantes

Segundo a Resolução n.º 8²⁶, emitida pela AND Brasileira em 26 de maio de 2008, a Rede Brasileira Interligado corresponde ao sistema a ser considerado. Abrange todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste), como apresentado na figura abaixo.

²⁶ Disponível em <http://www.cetesb.sp.gov.br/mudancasclimaticas/>

[biogas/Legisla%C3%A7%C3%A3o/www.cetesb.sp.gov.br/mudancasclimaticas/](http://www.cetesb.sp.gov.br/mudancasclimaticas/biogas/Legisla%C3%A7%C3%A3o/www.cetesb.sp.gov.br/mudancasclimaticas/)

[biogas/Legisla%C3%A7%C3%A3o/214-](http://www.cetesb.sp.gov.br/mudancasclimaticas/biogas/Legisla%C3%A7%C3%A3o/214-) acessado em 20/10/2011

**PASSO 2 - Escolha se deseja incluir plantas fora da rede de energia no sistema elétrico do projeto (opcional)**

Opção I foi escolhida e só a rede de usinas conectadas é considerada.

PASSO 3 - Selecione um método para determinar a margem operacional (OM)

A margem operacional ajustada de simples método foi escolhida para o cálculo deste parâmetro. Por favor, consulte a seção B.6.1. para a devida justificativa.

PASSO 4 - Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.

A planilha contendo todos os dados utilizados para determinar a margem de operação foi fornecida ao EOD. O resultado é apresentado abaixo.

$$EF_{\text{grid,OM-adj,y}} = 0,4795 \text{ CO}_2\text{e/MWh}$$

PASSO 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima no passo 4. Este parâmetro será validada desde que a opção ex-ante foi escolhido. O grupo de amostra de unidades de energia m usada para calcular a margem de construção é identificado na planilha fornecida ao EOD, que também é ligado ao DCP. O resultado para o fator de emissão da margem de construção é apresentada abaixo.

$$EF_{\text{grid,BM,y}} = 0,1404 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

PASSO 6 - Calcule a margem combinada (CM) EFy fator de emissão.

De acordo com a equação 4:

$$\text{(Equação 4)} \quad EF_{\text{grid,CM,y}} = EF_{\text{grid,OM,y}} \times W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM,y}} \times W_{\text{BM}}$$

Aplicando os resultados apresentados acima nos passos 4 e 6 acima à Equação 4, teremos o seguinte:

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = 0,479565 \times 0,75 + 0,1404 \times 0,25$$

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = 0,3948 \text{ (0,3947734932)}$$

Finalmente, as emissões de linha de base pode ser determinada pela Equação 5:

$$\text{(Equação 5)} \quad BE_y = EG_{\text{PJ,y}} \times EF_{\text{grid,CM,y}}$$

$$BE_y = 258.511 \times 0,3948 \text{ (0,3947734932)}$$

$$BE_y = 102.053 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

**B.6.4. Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões:****Tabela 3 - Sumário da estimativa ex-ante da redução de emissão**

Ano	Estimativa de emissões da atividade do projeto (ton de CO ₂ e)	Estimativa de emissão da linha de base (ton de CO ₂ e)	Estimativa de vazamento (ton de CO ₂ e)	Estimativa de reduções de emissões total (ton de CO ₂ e)
2013	0	102.053	0	102.053
2014	0	102.053	0	102.053
2015	0	102.053	0	102.053
2016	0	102.053	0	102.053
2017	0	102.053	0	102.053
2018	0	102.053	0	102.053
2019	0	102.053	0	102.053
Total (ton de CO₂e)	0	714.372	0	714.372

B.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:**B.7.1. Dados e parâmetros monitorados:**

Dado/Parâmetro:	$EG_{\text{facility III,IV and V},y}$
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade da geração de eletricidade fornecida pela usina do projeto/unidade Aracati III, Aracati IV e Aracati V para rede no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	O valor usado para calcular as reduções de emissão esperadas é 258.511 MWh/ano. Estes dados foram definidos de acordo com o Fator de Carga da Usina dos parques eólicos de Aracati III.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A informação pode ser confrontada com a informação da geração fornecida pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia. Os medidores de energia de classe 0.2S serão usados de acordo com os procedimentos da rede estabelecidos definidos pelo Operador do sistema de energia interconectado nacional (ONS) e a CCEE. Medições contínuas e, pelos menos mensais registradas serão a frequência de monitoramento.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza destes dados é baixo. Eles serão usados para calcular reduções de emissão. Os dados de geração eletricidade serão monitorados pela área de Geração de Energia da Aracati Aeolis e contramarcados com planilhas fornecidas pela CCEE.
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	$EF_{\text{grid},CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh



Descrição:	A margem combinada do fator de emissão de CO ₂ para a rede ligada a geração de energia no ano y calculado usando a última versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Fonte do dado a ser usada:	O fator de emissão <i>Ex-post</i> será calculado pelo AND Brasileira, ou pela Aracati Aeolis Geração de Energia ou terceiros, por meio dos dados ONS. As variáveis $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$, necessárias para cálculo $EF_{grid,CM,y}$, serão monitoradas e calculadas por meio dos Dados de Despacho do SIN. Caso a AND Brasileira descontinue a publicação destes dados durante o período de monitoramento, eles serão calculados pelos participantes do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	O valor de Margem Combinada do fator de emissão de CO ₂ ($EF_{grid,CM,y}$) que foi usado para estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissão do Projeto Aeolis 2011 Wind Park é 0,3948 , de acordo com a AND Brasileira.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	De acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	De acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". O nível de incerteza para estes dados é baixa
Comentário:	

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

O Plano de Monitoramento é elaborado de acordo com a Metodologia de Monitoramento apresentado na metodologia de linha de base consolidada para ligações em rede, e a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis ACM0002.

Organização de monitoramento Geral

Responsabilidade global para as atividades de monitoramento e relatório encontra-se dentro Aracati Aeolis Geração de Energia Ltda. O pessoal alocado para a realização de atividades de monitoramento estarão diretamente envolvidos com as usinas de operação diária, supervisão da coleta, análise, armazenamento e comunicação de dados do projeto medido e outras atividades de controle, tais como manutenção, acompanhamento de procedimentos de calibração e cálculo das reduções de emissões conforme o plano de monitoramento.

Descrição do Processo

I - Procedimento para Coleta de Dados de Geração

Medições da eletricidade gerada e fornecida para a rede serão monitoradas eletronicamente através do uso de equipamentos no local de medição. O procedimento irá monitorar continuamente a energia fornecida à rede (EGfacility), seguindo-se automaticamente o armazenamento dos dados do (principal e backup) dispositivos de medição. Dados armazenados nos medidores também são coletados pelo Sistema de Energia Coleta de Dados (Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE) da CCEE, remotamente e automaticamente através do acesso direto aos metros do participante do projeto. Estes dados coletados são processados no SCDE para a contabilização de eletricidade pela CCEE e estão disponíveis para todos os participantes do mercado de energia.



II - Armazenamento de Dados

Geração e dados serão armazenados eletronicamente pelo Departamento de Operação da Aracati Aeolis. A fim de assegurar que a geração relevante é adequadamente armazenada e protegida e, a Área de Tecnologia da Informação vai realizar um backup seguro para toda a empresa de dados através de um backup do servidor de dados. Após estes procedimentos, os participantes do projeto irão garantir que todos os dados relevantes sejam mantidos, pelo menos, dois anos após o término do período de crédito ou da última emissão de RCEs, o que ocorrer mais tarde.

III - Procedimento para Comunicação de Dados Geração

No primeiro dia de cada mês, o Departamento de Operação irá gerar um arquivo de planilha com dados de geração. As informações da planilha não levam em conta as perdas até o ponto de entrega. Portanto, pode-se considerar que a planilha fornece dados de "eletricidade bruta". Os relatórios CCEE / faturas fornecem informações sobre eletricidade após perdas. Esta informação será fornecida à equipe da Aracati Aeolis para permitir o cálculo das reduções de emissões de atividade de projeto em uma base mensal.

IV - Procedimento para Controle de geração de dados

A geração de dados recolhidos e registrados pelos proprietários do projeto pode ser mensal cruzados com as leituras de energia realizado pela CCEE. Os relatórios/faturas da CCEE fornecem informações de "eletricidade bruta", as perdas até o ponto de entrega e a eletricidade líquida fornecida à rede. Além disso, como um procedimento adicional QA/QC, a geração de dados pode ser cruzada com os registros de energia vendida, se necessário.

V - Procedimentos de precisão e calibração de metros:

Em relação à classe de precisão de medidores de energia, eles vão atender todas as exigências metrológicas previstas no Regulamento Técnico Metrológico²⁷ (Regulamento Técnico Metrológico - RMT) para a Classe 0.2 de medidores de energia, aprovado pelo INMETRO²⁸.

A calibração de medidores de energia é regulada pelo Operador Nacional do Sistema Interligado Nacional de Energia (ONS)²⁹ e será conduzida por uma organização qualificada em conformidade com as normas e regulamentos nacionais industrial para garantir a precisão. Os procedimento da rede ONS³⁰ (Sub-módulo 12.3) estabelecem a frequência de calibração e outros procedimentos de manutenção. Na época da realização do presente documento, a frequência de calibração é um máximo de dois anos, mas no caso de quaisquer alterações ocorridas nos Procedimentos de Rede ONS, os donos do projeto devem seguir as regras das organizações setoriais relevantes (ONS, por exemplo, ANEEL, CCEE).

A central tem dois medidores de energia elétrica (principal e de backup de medições), localizados na subestação de coletor e outros dois dispositivos de medição instalados no ponto de ligação à rede. Estes dois metros localizados no ponto de ligação à rede irão registrar a eletricidade despachada para a rede pelo Projeto Aracati, as usinas eólicas três poderes que compõem o Projeto de Aracati (Aracati Aeolis III, IV e V).

VI - Fatores de cálculo de emissão:

Terceiros ou a equipe da Aracati Aeolis Geração de Energia serão responsáveis pelas reduções de cálculo de emissões de GEEs durante o período de acompanhamento do projeto, tal como descrito na B.6.1 item.

²⁷ Disponível em <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC000804.pdf> acessado em 22/10/2011

²⁸ Disponível em <http://www.inmetro.gov.br> acessado em 04/01/2012

²⁹ Disponível em www.ons.org, acessado em 04/01/2012

³⁰ Disponível em

http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.3_Rev_1.0.pdf acessado em 22/10/2011



Para o cálculo dos fatores de emissão, que serão utilizados dados fornecidos pelo AND Brasileiro. No caso do AND Brasileiro suspender a publicação desses dados durante o período de monitoramento, as emissões serão calculadas pelos participantes do projeto.

VII - Projeto cálculo de reduções de emissão:

As reduções de emissões serão monitoradas mensalmente pela equipe da Aracati Geração de Energia Aeolis Ltda. baseadas na planilha fornecida pelo departamento de operação. A emissão de reduções de cálculo seguirá as equações descritas neste DCP.

Estrutura da equipe:

1. Responsável pela coleta dos dados locais
2. Responsável pela Revisão: Dados de comparação (passo 1) com dados fornecidos da Aneel/CCEE
3. Responsável pelo relatório de emissão

B.8. Data da conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(eis):

Data de finalização do texto final desta seção da linha de base e da metodologia de monitoramento (DD/MM/YYYY): 03/11/2011.

Responsável pela informação do projeto:

MarcoHenrique Galhardo Cardoso

BRZ Consultoria Empresarial Ltda.
Rua Batataes 324 / 42 - 01411-000
São Paulo - Brasil
+55 (11) 3867-9502
marco@brz.com.br
<http://www.brz.com.br>

SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto/período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto:

C.1.1. Data de início da atividade do projeto:

De acordo com o Glossário de Termos de MDL, a data de início de uma atividade de projeto MDL é "a primeira data em que a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto começa". Além disso, a orientação também esclarece que "a data de início será considerada a data em que o participante do projeto se comprometeu com as despesas relacionadas com a implementação ou relacionadas com a construção da atividade de projeto (...), por exemplo, a data em que contratos foram assinados para o equipamento ou construção / operação de serviços necessários para a atividade de projeto".

A data de início da atividade do projeto é 12/09/2011, de acordo com a seção B.5, tabela 5.

**C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade do projeto:**

20 anos

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:**C.2.1. Período de obtenção de créditos renováveis:**

7 (sete) anos

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

01/01/2013 ou a data de registro do projeto (a data mais posterior)

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:

7 (sete) anos e 0 meses

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:**C.2.2.1. Data de início:**

Não aplicável

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:**

As principais normas regulatórias relativas à implementação e operação desenvolvimento de geração de energia elétrica e atividades correlatas, em termos de legislação ambiental serão apresentados de acordo com os níveis federal, estadual e municipal.

No Brasil, o patrocinador de qualquer projeto que envolve a construção, instalação, ampliação ou funcionamento de qualquer poluente ou potencialmente poluidoras ou qualquer atividade capaz de causar outras degradações ambientais está obrigado a garantir várias licenças do órgão ambiental competente (federal e/ou local, dependendo do projeto).

O impacto ambiental do Projeto é considerado pequeno, dada a outras fontes de geração de eletricidade.

Projeto de usinas com capacidade instalada superior a 10 MW deve fazer a avaliação de impacto ambiental e respectivo Relatório de Impacto ambiental, a fim de obter as licenças necessárias para o projeto.



Licenças exigidas pela regulamentação ambiental Brasileira (Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente - do CONAMA Português - Conselho Nacional do Meio Ambiente n ° 237/0140³¹.) São:

- A licença preliminar (*Licença Prévia* ou LP);
- A licença de construção (*Licença de Instalação* ou LI) e
- A licença de funcionamento (*Licença de Operação* ou LO).

O processo começa com uma análise prévia (estudos preliminares) pelo departamento ambiental local. Depois disso, se o projeto é considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm de preparar a Avaliação Ambiental.

O resultado dessas avaliações é a Licença Prévia (LP), que reflete o entendimento da agência ambiental local positivo sobre os conceitos do projeto ambiental. No Estado do Ceará, onde os parques eólicos estão localizados, essa primeira licença é chamada de Licença Prévia (LL).

A fim de obter a Licença de Construção (LI) é necessário apresentar (a) e obter informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) avaliação de um novo simplificado, ou (c) o Projeto Básico Ambiental, de acordo com a decisão órgão ambiental informado no LP.

A Licença de Operação (LO) é o resultado de testes pré-operacionais na fase de construção para verificar se todas as exigências feitas pelo órgão ambiental local foram concluídas.

As usinas possuem as seguintes Licenças preliminares:

- Aracati Aeolis III – 2011-009255/TEC/LP, datado em 7 de julho de 2011, válido até 6 de julho de 2013;
- Aracati Aeolis IV – 2011-009250/TEC/LP, datado em 11 de julho de 2011, válido até 10 de julho de 2013;
- Aracati Aeolis V – 2011-009260/TEC/LP, datado em 11 de julho de 2011, válido até 10 de julho de 2013.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã.

A área de influência do projeto abrange uma área de influência direta e indireta, onde o conjunto é composto por duas áreas funcionais de influência.

A área de influência direta refere-se à área onde a interferência do projeto pode gerar mudanças diretas nos componentes ambientais, quer durante a fase de implantação ou durante a operação. Por isso, é considerada como uma área de influência direta a área de interferência física do projeto e seu entorno imediato.

A área de influência indireta pode ser definida como uma área mais regional, onde os efeitos são induzidos pela existência do projeto e não como resultado de uma ação específica do mesmo, com ênfase na probabilidade decrescente da criticidade e magnitude do impacto na medida que se distancia da fonte, ou seja, a área de influência direta. É, portanto, uma área de influência indireta, as áreas circundantes, incluindo a cidade de Aracati.

É digno de nota, no entanto, que o projeto poderia provocar impactos no âmbito regional como alterações socioeconômicas no município e no Estado, pois a instalação de um empreendimento desta magnitude

³¹ Disponível em <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html> acessado em 22/10/2011



gera fluxo de caixa e crescimento das atividades relacionadas ao projeto, resultando no crescimento econômico para a cidade e o estado do Ceará.

Baseado no princípio de que um estudo ambiental deve convergir para o diagnóstico das atuais condições ambientais e prognóstico sobre a evolução da área com o projeto, definindo a área de influência da AEOLIS UEE III, IV e V, permitirá a interpretação de parâmetros físicos, bióticos e antropogênicos afetados pela implementação, manutenção e operação do projeto.

Ainda com relação aos aspectos dos estudos ambientais, as áreas de influência deverão ser analisadas utilizando conceitos temáticos que podem produzir uma melhor avaliação dos impactos ambientais. O conceito adotado permite que cada tema estudado seja específico dentro de sua área de influência, evitando uma dispersão de esforços, uma vez que cada informação pode ser importante para estudar um tema específico, e não para outro. Como um exemplo para melhor compreensão, podemos dizer que, enquanto os estudos antrópicos têm compromissos com foco em fatores sociais e econômicos, o mesmo não ocorre no contexto físico e biótico, regido e controlado por limites naturais.

Após esta definição, as áreas de influências específicas foram definidas como as seguintes diretrizes:

- **Ambiente Físico:** A área de influência foi definido considerando os aspectos de caracterização, atmosférica geológicos, geomorfológicos, pedagógica, hidro geológicos e hidrológicos. A caracterização de cada componente da parte física dos aspectos regionais, usando as definições já estabelecidas na literatura científica, a área de nível de influência indireta (AII), a um colapso desses componentes na área de influência direta (AID);
- **Meio biótico:** A área de influência está relacionada aos ecossistemas encontrados na área de influência do projeto funcional, que abordou aspectos mais amplos. Dentro da área de influência física dos aspectos empresariais locais são detalhadas.
- **Ambiente Antrópico:** aspectos da população, infraestrutura física e social, e a economia são do município de Aracati, considerando a influência indireta da área, bem como os locais de Quixaba, Majorlândia, e a área que compreende a influência direta da área do projeto e as localidades do Córrego do Retiro e Córrego da Ubaranas.

O Relatório Ambiental do Parque Eólico Aracati está disponível para EOD, que irá validar o projeto.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários das partes interessadas locais:

De acordo com a Resolução nº 7³⁶, emitido em 05 de março de 2008, os comentários das Partes Interessadas Locais foram solicitados pelos Proponentes do Projeto de uma maneira aberta e transparente por meio de uma consulta.

As partes interessadas locais receberam um convite por meio de uma correspondência tradicional, solicitando confirmação de recebimento, com instruções detalhadas de como enviar seus comentários por telefone, e-mail ou correspondência tradicional:

A versão de DCP em Português (idioma local) e a declaração estabelecendo a contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável do país foi também disponibilizada para as partes interessadas locais, pelo menos 15 dias antes do início do “Consulta Global de Parte Interessada” (GSP).



A versão em português da DCP foi publicada na internet, no website <http://sites.google.com/site/consultamd/> em 10/10/2011, que corresponde à data em que as cartas convite foram enviadas para os seguintes agentes:

- Ministério Público Federal;
- Ministério Público do Estado do Ceará
- Secretaria do Meio Ambiente do Ceará (SEMACE);
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Prefeitura Municipal de Aracati;
- Câmara Municipal de Aracati;
- Agência Ambiental de Aracati;
- Associação Comunitária de Aracati;

Cópias das cartas e confirmação de recebimento dos correios estão disponíveis mediante solicitação e serão submetidos à EOD durante a validação do projeto.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Até agora, não foi recebido qualquer comentário sobre o projeto.

E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Até agora, não foi recebido qualquer comentário sobre o projeto.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	Aracati Aeolis Geração de Energia Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Avenida Barão de Studart, nº 207, 1º Andar.
Edifício:	
Cidade:	Fortaleza
Estado/Região:	Ceará
CEP:	60.120-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 85 3248-5700
FAX:	
E-Mail:	tecnica@nasserhissa.com.br
URL:	www.nasserhissa.com.br
Representado por:	José Nasser Hissa
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Hissa
Nome:	Nasser
Departamento:	José
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	+55 85 3248-5700
	josehissa@aracatieolis.com

Organização:	BRZ Consultoria Empresarial Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Batataes 324 / 42
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01423-010
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 3867-9502
FAX:	
E-Mail:	marco@brz.com.br
URL:	www.brz.com.br
Representado por:	Marco Henrique Galhardo Cardoso
Cargo:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Cardoso
Nome:	Henrique Galhardo



Departamento:	Marco
Celular:	
FAX direto:	+55 11 8228-2882
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	+55 11 3867-9502
	marcohg@gmail.com

Organização:	Electrade S.p.A.,
Rua/Caixa Postal:	Via Verci 8
Edifício:	
Cidade:	Bassano del Grappa
Estado/Região:	Vicenza
CEP:	36061
País:	Itália
Telefone:	+39 02 87394996
FAX:	+39 02 37641065
E-Mail:	carbonmarket@electrade.it
URL:	www.electrade.it
Representado por:	Lorenzo Monaco
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Monaco
Nome:	Lorenzo
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	+39 02 87394996
E-mail pessoal:	lorenzo.monaco@electrade.it



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público proveniente de países do Anexo I foi utilizado neste projeto.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Para mais detalhes, veja seção B.6.1. e B.6.3. acima.

Margem de Construção												
Média do Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh) - ANUAL												
2010	0,1404											
Margem de Operação												
Média do Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh) - ANUAL												
2010	MÊS											
dias	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,2111	0,2798	0,2428	0,2379	0,3405	0,4809	0,4347	0,6848	0,7306	0,7320	0,7341	0,6348
	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
	6,544	7,834	7,527	7,137	10,556	14,427	13,476	21,229	21,918	22,692	22,023	19,679

Média do Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh) - DIÁRIO												
2010	MÊS											
Dia	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	0,2270	0,2505	0,2447	0,2068	0,2831	0,3232	0,4227	0,5871	0,6880	0,7227	0,7493	0,6956
2	0,2084	0,2846	0,2496	0,2448	0,3043	0,3468	0,4148	0,5773	0,6952	0,7589	0,7947	0,7111
3	0,2022	0,2877	0,2275	0,2094	0,3500	0,3692	0,4359	0,5937	0,6901	0,7760	0,7448	0,7113
4	0,1821	0,3181	0,1965	0,2206	0,3592	0,3277	0,4906	0,5678	0,7479	0,7552	0,7166	0,7206
5	0,2019	0,2950	0,1873	0,2230	0,3084	0,3849	0,4810	0,5907	0,7721	0,7260	0,7086	0,7539
6	0,2398	0,1675	0,1659	0,2178	0,2942	0,4289	0,4752	0,5781	0,7509	0,6985	0,7404	0,7191
7	0,2370	0,1930	0,1943	0,2489	0,3012	0,3806	0,4518	0,7143	0,7578	0,7055	0,7611	0,7074
8	0,2247	0,2826	0,1909	0,2208	0,2394	0,3819	0,4388	0,7242	0,7495	0,7014	0,7342	0,6870
9	0,2228	0,3162	0,2264	0,2241	0,2806	0,3828	0,4563	0,6808	0,7354	0,7316	0,7407	0,6537
10	0,2253	0,2955	0,2629	0,2179	0,2207	0,4090	0,4175	0,6437	0,7334	0,7508	0,7413	0,6291
11	0,2103	0,3342	0,2882	0,2328	0,2060	0,4340	0,4570	0,7054	0,7356	0,7422	0,7575	0,5778
12	0,2480	0,2957	0,2861	0,2254	0,2102	0,4868	0,4061	0,7290	0,7629	0,7599	0,7544	0,6378
13	0,2357	0,3474	0,1842	0,2278	0,1994	0,5229	0,4591	0,7231	0,7325	0,7380	0,7498	0,7170
14	0,2244	0,4215	0,2053	0,2140	0,2087	0,4768	0,4707	0,7045	0,7347	0,7294	0,7879	0,6971
15	0,2223	0,3565	0,2265	0,1898	0,2625	0,4862	0,4659	0,7303	0,7402	0,7408	0,7654	0,6580
16	0,1870	0,3521	0,2388	0,1946	0,3456	0,4597	0,4631	0,6989	0,7386	0,6877	0,7532	0,6684
17	0,1990	0,2338	0,2312	0,1826	0,3688	0,4636	0,4103	0,7027	0,7322	0,6949	0,7277	0,6335
18	0,1570	0,2353	0,2408	0,2051	0,3861	0,4547	0,4660	0,7056	0,7428	0,7063	0,7326	0,6628
19	0,1710	0,1990	0,2558	0,2032	0,3948	0,5984	0,3979	0,6943	0,7447	0,7417	0,7145	0,6790
20	0,1705	0,1931	0,2163	0,2174	0,4052	0,4661	0,3904	0,6862	0,6964	0,7361	0,7396	0,6329
21	0,2092	0,2201	0,2467	0,2184	0,4031	0,7029	0,4103	0,7432	0,6934	0,7432	0,6628	0,5607
22	0,1914	0,2759	0,3139	0,2107	0,5271	0,7123	0,4087	0,7508	0,7223	0,7323	0,7266	0,5688
23	0,1643	0,3309	0,3657	0,2266	0,5461	0,7352	0,4095	0,7232	0,7046	0,7249	0,7273	0,5623
24	0,2191	0,3535	0,3053	0,2454	0,4643	0,7498	0,3981	0,7203	0,7326	0,7235	0,7229	0,5711
25	0,1892	0,3037	0,3083	0,2696	0,4505	0,6512	0,4237	0,7342	0,7422	0,7467	0,7219	0,5636
26	0,1875	0,2327	0,3182	0,2488	0,4371	0,4657	0,4165	0,7369	0,7745	0,7417	0,7208	0,5489
27	0,2247	0,2229	0,2081	0,3688	0,4150	0,5137	0,4284	0,7347	0,7459	0,7302	0,7368	0,5241
28	0,2419	0,2243	0,2169	0,3211	0,4327	0,4339	0,4289	0,7025	0,7307	0,7240	0,7519	0,5311
29	0,2536		0,2259	0,3664	0,2901	0,4115	0,3747	0,7186	0,7139	0,7233	0,6879	0,5331
30	0,2319		0,2286	0,3132	0,3346	0,4287	0,3737	0,6701	0,7153	0,7354	0,6847	0,5330
31	0,2364		0,2273		0,3290		0,5536	0,6816		0,7836		0,5531

média aritmética = 0,2111

Fonte: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação website disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora> acessado em 04/01/2012



Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

Esta seção é intencionalmente deixada em branco. Para mais detalhes consulte a seção B.7.2. acima.