



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP)
Versão 03 - em vigor desde: 28 de julho de 2006

CONTEÚDO

- 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 dos atores

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 da atividade do projeto: *Atividade de projeto do MDL Parque Eólico Mel 2.*

Número da versão do documento: 03

Data (DD/MM/AAAA): 05/03/2012.

A.2. Descrição da atividade do projeto:

>>

O principal objetivo da Atividade de Projeto do MDL do Parque Eólico Mel 2 é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação do consumo de energia renovável do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso em atingir uma meta de 10% de energia renovável para o uso total de energia na região. Por uma iniciativa dos Ministérios do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002)¹, foi realizada uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development") em Johannesburg em 2002. No Plano de Implementação final do WSSD não foram definidas metas específicas ou prazos, no entanto, sua importância foi reconhecida para se alcançar a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio².

O processo de privatização do setor elétrico, iniciado em 1995, chegou com a expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e preços mais atraentes para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Infelizmente, faltava ao mercado brasileiro de energia um plano de expansão consistente, com os maiores problemas sendo as incertezas políticas e regulatórias. No final dos anos 90, um forte aumento na demanda, em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada causou racionamento/crise no fornecimento a partir de 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi uma legislação flexível favorecendo os produtores de energia independente de menor porte. Além disso, a possível elegibilidade segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto também chamou a atenção dos investidores com relação a projetos de energia renovável.

¹ UNEP-LAC (2002). Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).

² Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas ofereçam apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim."



Nesse contexto, a atividade do projeto proposta pode ser vista como exemplo de uma solução do setor privado para a crise de eletricidade brasileira de 2001, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país. Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não existisse. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) que seriam geradas (e emitidas) na ausência do projeto evitando a geração de eletricidade a partir de fontes de combustíveis fósseis.

O Parque Eólico Mel 2 possui uma capacidade instalada de 20 MW e deve entrar em operação em junho de 2012. A planta está localizada no município de Areia Branca, estado do Rio Grande do Norte, região nordeste do Brasil. A proprietária da planta é a *Mel 2 Energia Renovável S.A. que é uma Sociedade de Propósitos Específicos (SPE)* constituída especificamente para construir e operar a central geradora eolielétrica proposta. Os principais acionistas da SPE são a Neoenergia (50%) e a Iberdrola Renovables S.A. (48%).

A NEOENERGIA é um dos maiores grupos do setor elétrico brasileiro, atuando em toda a cadeia de produção de energia elétrica, com negócios nas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização. A empresa ampliou seus investimentos em fontes renováveis de energia e tem um forte compromisso com as iniciativas sociais e ambientais. Entre outras iniciativas, o programa da distribuidora Coelba, uma das empresas de propriedade da Neoenergia, faz doação de refrigeradores eficientes para clientes de baixa renda e reutiliza o gás CFC-R12 removido dos refrigeradores antigos. Esse programa foi classificado como exemplar pelo Protocolo de Montreal - acordo internacional dos países para a proteção da camada de ozônio na atmosfera³.

A IBERDROLA é o principal grupo de energia da Espanha, uma das cinco maiores empresas de eletricidade do mundo, e líder global em energia eólica. O foco no desenvolvimento de energia limpa e o respeito pelo meio ambiente são alguns dos pilares do modelo da empresa. Esse compromisso forte com a sustentabilidade pode ser demonstrado pelo desempenho de uma de suas subsidiárias, a ScottishPower Renewables, que recebeu recentemente o Queen's Award for Enterprise in Sustainable Development [Prêmio da Rainha de Empreendimento em Desenvolvimento Sustentável] pelo parque eólico de Whitelee, perto de Glasgow⁴.

O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável, pois atende às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações de atenderem às suas próprias necessidades, como definido pela Comissão Brundtland (1987)⁵. Em outras palavras, a implementação de centrais elétricas eólicas assegura a geração de energia renovável, reduz a demanda no sistema elétrico nacional, evita os impactos ambientais e sociais negativos causados por centrais termelétricas alimentadas com combustível fóssil e impulsiona as economias regionais, aumentando a qualidade de vida nas comunidades locais.

Em resumo, a atividade do projeto proposta irá contribuir para o desenvolvimento sustentável nos seguintes aspectos:

- Redução dos poluentes do ar que são emitidos a partir da geração de eletricidade por combustível fóssil das centrais elétricas interligadas à rede brasileira;

³ Mais informações sobre o perfil da empresa estão disponíveis em <<http://www.neoenergia.com>>.

⁴ Mais informações sobre o perfil da empresa estão disponíveis em <<http://www.iberdrola.es>>.

⁵ WCED [CMMAD] (1987). Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.



- Criação de oportunidades de emprego durante a construção, operação e manutenção do projeto, melhorando as capacidades relacionadas a parques eólicos no Brasil através de tecnologia avançada transferida dos países desenvolvidos;
- Geração eficiente de eletricidade, para a qual existe uma demanda crescente no país;
- Contribuição para o desenvolvimento econômico nacional, com a adição de um Produtor Independente de Energia, resultando em diversificação da energia e na criação de fontes de energia renovável adicionais;

Pelo citado acima, é possível concluir que o projeto tem impactos ambientais reduzidos e irá desenvolver a economia regional, resultando em melhor qualidade de vida. Isso é, a sustentabilidade ambiental associada à justiça social e econômica, contribuindo inegavelmente para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

A.3. Participantes do projeto:**Tabela 1 - Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto**

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)	Neoenergia S.A. (entidade privada)	não
	Iberdrola Renováveis do Brasil S.A. (entidade privada)	
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada)	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de divulgar o MDL - DCP, 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).		

As informações detalhadas de contato da(s) parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto estão relacionadas no Anexo 1.

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.

Rio Grande do Norte

A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.:

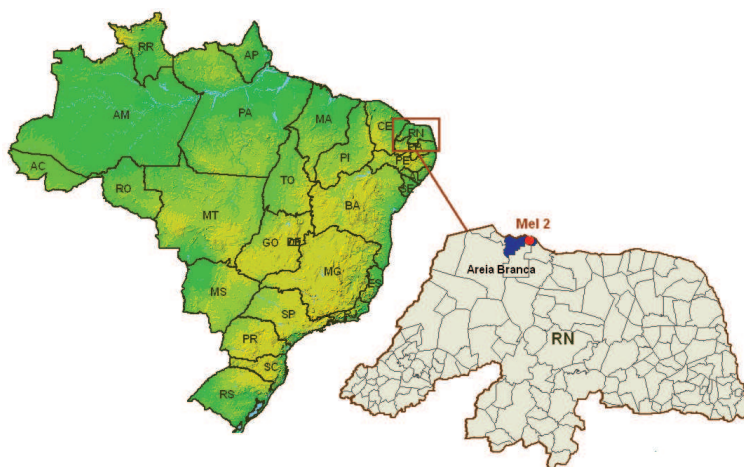
Areia Branca

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

As coordenadas geográficas⁶ do local são apresentadas na tabela abaixo.

Tabela 2 – Coordenadas geográficas da Central Geradora Eolielétrica Mel 2.

<i>Coordenadas geográficas</i>	<i>Central Geradora Eolielétrica Mel 2</i>
<i>Longitude (Oeste)</i>	-36,9642
<i>Latitude (Sul)</i>	-4,9467

**Figura 1 – Estado do Rio Grande do Norte (à esquerda) e município de Areia Branca e o local do projeto (à direita)****A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:**

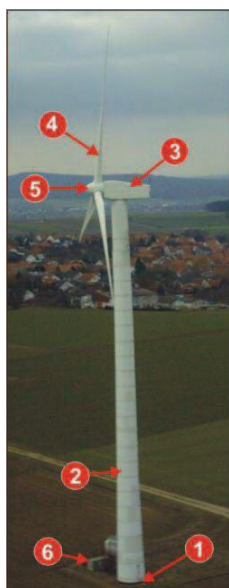
Escopo setorial: 1 - Setores de energia (fontes renováveis / não-renováveis).

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede.

⁶ As coordenadas geográficas da planta estão descritas na Portaria ANEEL no. 130, datada de 24/02/2011. O documento está disponível ao público em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2011130mme.pdf>>. Acessado em 28/04/2011.

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

A utilização de energia eólica significa a instalação de um dispositivo que converte parte da energia cinética na atmosfera em energia mecânica útil⁷. Uma turbina eólica é um dispositivo de extração de energia cinética do vento⁸. De acordo com a Associação Mundial de Energia Eólica [WWEA, sigla em inglês de "World Wind Energy Association"]⁹ (2011), as turbinas elétricas que geram eletricidade e a alimentam diretamente na rede têm normalmente duas ou três pás de rotor, quando de eixo horizontal, uma nacele com um cubo do rotor, engrenagens e um gerador, todos eles podem ser direcionados ou não para o vento. O rotor fica posicionado na frente da torre na direção em que o vento sopra (sota-vento ou barlavento). A figura a seguir apresenta os componentes básicos de uma turbina eólica moderna.



1. Fundação: ancora a turbina no solo e assegura sua estabilidade. Em geral, é feita de concreto ou aço.
2. Torre: sua altura varia em função da potência nominal da turbina e do diâmetro do seu rotor.
3. Nacele: este componente segura as máquinas da turbina.
4. Pá do rotor: o rotor junto com as pás do rotor são os equipamentos que convertem efetivamente energia eólica em movimento mecânico rotativo
5. Cubo: O cubo é o centro do rotor ao qual as pás do rotor estão conectadas.
6. Transformador (não faz parte da Turbina Eólica)

Figura 2 – Vista esquemática dos componentes de uma turbina eólica. (Fonte: WWEA, 2006⁹).

A atividade do projeto é a construção de uma central geradora eolielétrica com capacidade total instalada de 20 MW. Existirão 10 turbinas na planta. Todas elas correspondem ao modelo G90 fabricado pela GAMESA EÓLICA S.A. Uma descrição mais detalhada da tecnologia a ser empregada nesta atividade do projeto é fornecida na Tabela 3 abaixo.

⁷ SØRENSEN, B. **Renewable Energy [Energia Renovável]**. Academic Press, 2004 - 3ª edição, 928 p. Parcialmente disponível em <<http://books.google.com.br/books?id=Y17FoN2VUEwC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false>> Acessado em 25 de abril de 2011.

⁸ BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook [Manual de Energia Eólica]**, Wiley: 2001, 642 p. Parcialmente disponível em <http://books.google.com.br/books?id=4UYm893y-34C&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false>. Acessado em 25 de abril de 2011.

⁹ WWEA – World Wind Energy Association [Associação Mundial de Energia Eólica]. **Wind Energy: Technology and Planning [Energia Eólica: Tecnologia e Planejamento]**. 2006. Disponível em <<http://www.wwindea.org/technology/intro/estrutura-en.htm>>. Acessado em 25 de abril de 2011.

Tabela 3 - Descrição técnica do projeto¹⁰.

<i>Turbina</i>	
<i>Potência nominal (MW)</i>	2
<i>Diâmetro (m)</i>	90
<i>Área varrida (m²)</i>	6.362
<i>Revoluções nominais (rpm)</i>	9 a 19
<i>Número de pás</i>	3
<i>Velocidade de partida (m/s)</i>	3
<i>Velocidade de desligamento (m/s)</i>	21
<i>Gerador</i>	
<i>Tipo</i>	Assíncrono
<i>Fabricante</i>	Cantarey Reinoso S.A.
<i>Geração nominal (kW)</i>	2.000
<i>Quantidade</i>	14
<i>Frequência (Hz)</i>	60
<i>Tensão (V)</i>	690

Os equipamentos e a tecnologia utilizados na atividade do projeto proposta foram aplicados de forma bem-sucedida a projetos semelhantes no mundo.


Figura 3 – Turbina da Gamesa¹¹.

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

A implementação completa da atividade do projeto proposta irá gerar as reduções anuais estimadas da Tabela 4 abaixo.

¹⁰ As informações sobre a turbina estão disponíveis com os Participantes do Projeto e no website da Gamesa: <<http://www.gamesa.es/en/products-and-services/wind-turbines/gamesa-g90-20-mw-ii-a-en.html>>.

¹¹Disponível em: <<http://www.gamesa.es/en/products-and-services/wind-turbines/gamesa-g90-20-mw-ii-a-en.html>>.



Tabela 4 – Estimativa de Reduções de Emissões do Projeto

Anos*	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
Ano 1 (07/06/2012 – 06/06/2013)	29.825
Ano 2 (07/06/2013 – 06/06/2014)	33.833
Ano 3 (07/06/2014 – 06/06/2015)	33.833
Ano 4 (07/06/2015 – 06/06/2016)	33.833
Ano 5 (07/06/2016 – 06/06/2017)	33.833
Ano 6 (07/06/2017 – 06/06/2018)	33.833
Ano 7 (07/06/2018 – 06/06/2019)	33.833
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	232.823
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de obtenção de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	33.260

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Este projeto não recebe qualquer financiamento público e não é um desvio da AOD.

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).

- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2.2.1);
- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 6.0.0);
- Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis (versão 2);
- Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (versão 3.0.1).

A Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade e a Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis não se aplicam à atividade do projeto e, portanto, não são usadas.

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



As condições de aplicabilidade da ACM0002 são todas atendidas pela atividade do projeto proposta como detalhado adicionalmente abaixo.

De acordo com essa metodologia, ela *é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma planta de energia renovável era operada antes da implementação da atividade de (planta totalmente nova); (b) envolvem um acréscimo de capacidade; (c) envolvem retrofitting de planta(s) existente(s) ; ou (d) envolvem uma substituição da(s) planta(s) existente(s).*

A atividade do projeto proposta é uma planta totalmente nova correspondendo à opção a).

A metodologia também fornece as seguintes condições:

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

A atividade do projeto proposta é a instalação de uma nova central geradora eolielétrica.

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

Não se aplica. A atividade do projeto proposta não corresponde a uma adição de capacidade, modernização ou substituição.

- *No caso de centrais hidrelétricas:*
 - *Uma das seguintes condições deve se aplicar:*
 - *A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, sem alteração no volume do reservatório; ou*
 - *A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, onde o volume do reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade do projeto, de acordo com as definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m^2 ; ou*
 - *A atividade do projeto resulta em novos reservatórios e a densidade de potência da central elétrica, de acordo com as definições dadas na seção de Emissões do projeto, é maior que 4 W/m^2 .*

No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m^2 todas as condições a seguir deverão ser aplicadas:

- *A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4 W/m^2 ;*



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

A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que $4W/m^2$, é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.

Não se aplica. A atividade do projeto proposta não corresponde a uma central hidrelétrica.

Por fim, a metodologia tem as seguintes restrições – ou seja, as atividades do projeto não podem ser aplicáveis nos seguintes casos:

- *Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;*
- *Centrais elétricas alimentadas com biomassa;*
- *Centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes, onde a densidade de potência da central elétrica é menor que $4 W/m^2$.*

O projeto ainda é aplicável para uso da ACM0002, pois ele não corresponde a nenhuma das restrições listadas acima.

Além das condições de aplicabilidade da metodologia ACM0002, aquelas dadas nas ferramentas aplicadas também precisam ser avaliadas.

Para estimar as emissões da linha de base que ocorrem após a implementação da atividade do projeto proposta é usada a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Essa ferramenta fornece os passos necessários para estimar o fator de emissão de CO_2 , que consiste em uma “margem combinada”, para o deslocamento da eletricidade gerada pelas plantas interligadas a uma rede elétrica.

Como descrito em mais detalhes a seguir na seção B.6.1, as centrais elétricas fora da rede não são consideradas. Portanto, as exigências do Anexo 2 da ferramenta, referentes às condições de aplicabilidade que devem ser atendidas quando esse tipo de planta é considerado, não se aplicam. Além disso, o Sistema Elétrico Brasileiro não está nem parcialmente nem totalmente localizado em qualquer país do Anexo I.

Nesse sentido, concluiu-se que não existem condições de aplicabilidade que evitem o uso dessa ferramenta para estimar o fator de emissão de CO_2 do Sistema Elétrico Brasileiro no contexto da atividade do projeto proposta.

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

De acordo com a ACM0002, a extensão espacial do limite do projeto inclui a central elétrica do projeto e todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a central elétrica do projeto de MDL está conectada.

Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8¹² que define um sistema único para a Rede Interligada Nacional, cobrindo todas as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste).

A figura abaixo é uma representação gráfica do limite do projeto.

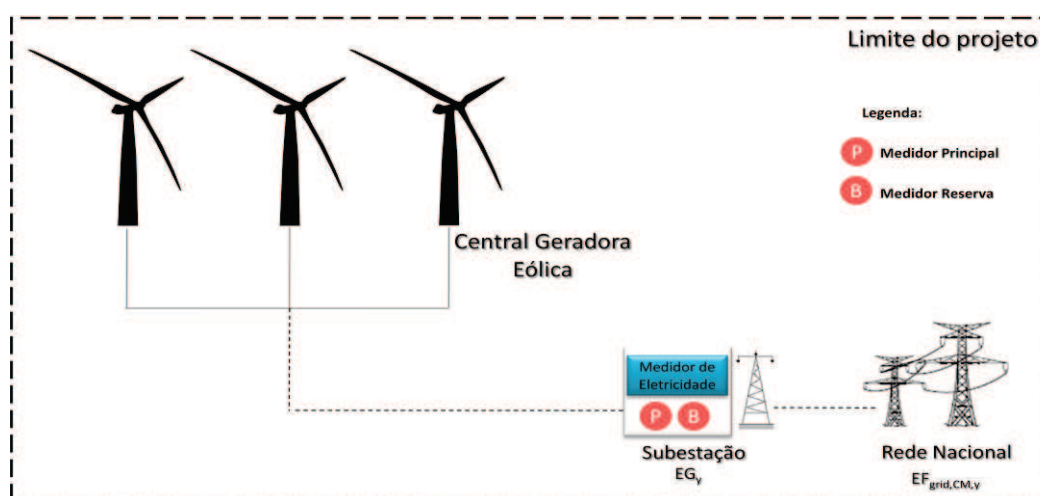


Figura 4 - Limite do projeto

As fontes de gases de efeito estufa e emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostradas na tabela a seguir.

¹² Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf.

Tabela 5 - Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído(a)?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com 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, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	Não se aplica.		
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	Não se aplica.		
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	Não se aplica.		

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

A atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base é o seguinte:

“A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto seria, de outra forma, gerada pela operação das centrais interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), como descrito na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

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):

O processo de comentário público internacional da atividade de projeto do MDL teve início em 21/06/2011. A data de início identificada da atividade do projeto proposta é 28/07/2011, que representa a data de assinatura do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica. Para obter detalhes sobre como a data de início do projeto foi identificada consulte a Seção C.1.1.

De acordo com as “Diretrizes para demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL” (Anexo 13, CE 62), para atividades de projeto com uma data de início em ou após 02 de agosto de 2008, os Participantes do Projeto deverão notificar a AND do país anfitrião e o secretariado da UNFCCC sobre sua intenção de buscar o status de MDL.

Embora as diretrizes também afirmem que tal confirmação não é necessária se um DCP foi publicado por uma consulta pública internacional, ambas UNFCCC e a AND brasileira foram informadas pelos participantes



do projeto de sua intenção em buscar a certificação de MDL. A Consideração Prévia do Formulário do MDL (F-CDM-Prior consideration) foi encaminhada, como recomendado pelas diretrizes, em 09/11/2011. O formulário, assim como a confirmação de recebimento, estão disponíveis mediante solicitação e foram apresentados à EOD que valida o projeto.

A adicionalidade da atividade do projeto proposta será avaliada e demonstrada através da aplicação da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”. Essa ferramenta fornece 4 passos para determinar se a atividade do projeto é adicional ou não, que estão mais detalhados a seguir.

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:

Cenário 1: continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida pela Rede Interligada Nacional.

Cenário 2: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como 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: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA) e o Conselho Executivo do MDL.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado:

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento (opção III). As opções I e II não se aplicam à atividade do projeto proposta considerando o seguinte:

Opção I – tanto a atividade de projeto do MDL como as alternativas identificadas no Passo 1 geram benefícios financeiros e econômicos além da receita relacionada ao MDL.

Opção II – a implementação de outros tipos de projeto de geração de energia renovável - *ou seja*, projetos de cogeração ou de pequena central hidrelétrica - não são alternativas possíveis no local onde o projeto está planejado.

Além disso, de acordo com o parágrafo 19, Anexo 5, EB62, a análise de benchmark foi identificada como o método mais adequado para demonstrar a adicionalidade da Atividade de projeto do MDL proposta, pois a alternativa à implementação da central geradora eolielétrica é o fornecimento de eletricidade 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. A TIR apresentada aqui é comparada ao benchmark adequado do setor elétrico, que é o custo médio ponderado de capital (CMPC).

Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros***Custo médio ponderado de capital (CMPC)***

O custo médio ponderado de capital (CMPC) é uma taxa usada para descontar fluxos de caixa do negócio e que leva em consideração o custo da dívida e o custo do capital próprio de um investidor típico no setor da atividade do projeto. O benchmark pode ser aplicado ao fluxo de caixa do projeto como uma taxa de desconto durante o cálculo do valor presente líquido (VPL) do mesmo, ou simplesmente comparando seu valor à taxa interna de retorno (TIR) do projeto (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB 62). O CMPC considera que os acionistas esperam obter retorno em relação ao risco projetado de investir recursos em uma atividade ou setor específico em um determinado país.

O cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. Após o potencial de energia eólica ser descoberto, qualquer entidade corporativa pode obter a autorização do governo para construir uma central geradora eolielétrica. Além disso, mesmo após os proponentes do projeto obterem essa autorização, ela poderá ser negociada posteriormente. Portanto, o uso de um benchmark setorial é aplicável de acordo com a orientação fornecida no parágrafo 13, Anexo 5, EB62.

O CMPC do setor considerado é aquele calculado para 2011 – *ou seja*, Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica assinado representando o primeiro compromisso significativo para a implementação do projeto – e é igual a 9,39%. Esse valor foi calculado através da fórmula abaixo:

$$CMPC = Wd \times Kd + We \times Ke$$

We e **Wd** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. **We** é de 32,3% e **Wd** de 67,7%. Estes números derivam da alavancagem típica de projetos similares no setor no Brasil, com base nas regras para empréstimos de longo prazo disponíveis junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O BNDES é o maior provedor de empréstimos de longo prazo do país; ele fornece financiamento para projetos de pequena a grande escala. Empréstimos de longo prazo são raramente oferecidos por bancos comerciais, e geralmente, essas entidades não oferecem uma taxa competitiva em comparação com a do BNDES. O uso da estrutura do BNDES de acordo com o parágrafo 18, Anexo 5, EB62, uma vez que ela representa a *típica estrutura financeira de débito/capital próprio observada no setor*.

Kd é o custo da dívida, que é observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já leva em conta os benefícios de impostos de contratação de dívidas. No cálculo de **Kd**, a alíquota do imposto marginal (**t**) é multiplicada pelo Custo da dívida e depois pela razão dívida/custo total do capital para determinar a parte da dívida da fórmula do CMPC. No caso do Brasil e, especificamente, dos projetos de energia, esse fator do



imposto pode ser de 34% (lucro real) ou 0% (lucro presumido). Isso é decidido pelo tipo específico do projeto e pelo regime de impostos no qual ele se enquadra. No caso da atividade do projeto proposta, é aplicável o fator do imposto de 0%. Esse método para o cálculo do imposto de renda de pessoa jurídica e da contribuição social é denominado Lucro Presumido (explicações detalhadas são dadas durante o cálculo do indicador financeiro abaixo).

Mel 2 é um fluxo de caixa após o imposto. Sendo assim, ele precisa ser comparado a um benchmark setorial após o imposto (Custo Médio Ponderado do Capital - CMPC). As empresas que optam pelo Sistema de Lucro Presumido não se beneficiam das deduções de itens monetários e não monetários (como apresentado em mais detalhes na seção de cálculo do indicador financeiro a seguir). Portanto, no cálculo do custo da dívida o imposto marginal é zero. Isso resulta em uma porcentagem do CMPC antes do imposto igual a uma porcentagem do CMPC após o imposto, como a seguir:

$$\text{Taxa após o imposto} = (\text{Taxa antes do imposto} \times (1 - \text{Imposto marginal}))$$

Portanto, se o imposto marginal for 0 (zero) (Esquema de lucro presumido), a taxa após o imposto será igual a taxa antes do imposto. Portanto, o Custo da Dívida após o imposto é adicionado ao cálculo do CMPC alcançando um CMPC após o imposto de acordo com o fluxo de caixa após o imposto, como recomendado no parágrafo 11 do Anexo 5, EB62.

A taxa nominal obtida para a dívida é usada para calcular o CMPC nominal, que é usado para descontar projeções do fluxo de caixa nominal. Para obter a taxa do fluxo de caixa real, o número da meta para a inflação (d) no Brasil é reduzido do número nominal obtido. O (d) é obtido do Banco Central Brasileiro (www.bcb.gov.br) e tem apresentado uma variação muito pequena nos últimos 5 anos.

Kd é calculado pela seguinte equação:

$$Kd = [1 + (a+b+c) \times (1-t)] / (1+d) - 1$$

Valores usados no cálculo do custo da dívida são apresentados na Tabela 6

Tabela 6 – Cálculo do custo da dívida (Kd)

Custo da dívida (Kd)	
(a) Custo financeiro ¹³	6,53%
(b) Taxa do BNDES ¹⁴	0,90%
(c) Spread ¹⁵	2,00%
(a+b+c) Pré-Custo da Dívida	9,43%
(t) Alíquota do imposto marginal ¹⁶	0,00
(d) Previsão de inflação ¹⁷	4,50%

¹³

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

¹⁴ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf

¹⁵ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf

¹⁶ <http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribCsl/Aliquotas.htm> <http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribPj.htm>

¹⁷ <http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf>



Custo da Dívida após o imposto

4,71%a.a.

De acordo com a tabela acima, **Kd** é de 4,71%.

Ke é o custo do capital próprio. De acordo com a opção b) dada no parágrafo 15 do Anexo 5, EB62, ela foi estimada usando as melhores práticas pelo Modelo de Determinação do Preço dos Ativos Fixos - CAPM (mencionado como método apropriado para determinar benchmarks na orientação 14, Anexo 5, EB62). Este método considera o risco associado em investir no mercado de eletricidade brasileira, que se tornou cada vez mais competitivo nos últimos anos, principalmente devido aos leilões de energia conduzidos pelo governo.

A seguinte equação é utilizada para calcular **Ke**:

$$Ke = [(1 + Rf) / (1 + I) - 1] + \beta \times (Rm - Rf) + Rc.$$

Rf é a taxa livre de riscos. A taxa livre de riscos usada para cálculo do **Ke** foi uma taxa de título de longo prazo. Esse título foi emitido pelo governo brasileiro, denominado em dólares norte-americanos. Portanto, a taxa inclui o risco país brasileiro. Existe um risco maior associado ao investimento no Brasil, ou em títulos brasileiros, em comparação com um mercado maduro como o dos Estados Unidos. Esse risco reflete-se nos retornos mais altos esperados dos títulos do governo brasileiro em comparação com os títulos de governo de mercados maduros. Na consideração do título do governo brasileiro, esse prêmio por um risco maior foi capturado em nossos cálculos.

Para ajustar a taxa livre de riscos (**Rf**) à taxa de inflação ajustada, foi reduzida a taxa de inflação esperada (dos Estados Unidos) (π'). A inflação é calculada com base no título do Tesouro através dos TIPs spot (Treasury Inflation Protected Securities, Títulos do Tesouro Protegidos contra a Inflação) que são prontamente cotados no mercado. Não existe necessidade de ajuste para a inflação esperada do Brasil ao lidar com uma taxa de atratividade em termos reais.

Beta, ou β , é a sensibilidade média de empresas comparáveis nesse setor em relação aos movimentos no mercado subjacente. β deriva da correlação entre os retornos das empresas dos EUA no setor e o desempenho dos retornos no mercado dos EUA. β foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. β ajusta o prêmio do mercado ao setor.

Rm representa o prêmio do mercado, ou o retorno mais alto, esperado pelos participantes do mercado devido aos spreads históricos obtidos dos investimentos em capital próprio versus ativos livres de risco, como as taxas de títulos do governo; os investidores requerem um retorno mais alto quando investem em empresas privadas. O prêmio do mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos do S&P 500 e os retornos dos títulos dos EUA de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da diferença entre esses retornos.

Observe que na fórmula acima existe o fator EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus, Índice de Títulos de Mercados Emergentes), considerado como o prêmio pelo risco país, **Rc**. Este fator leva em conta o risco país ou soberano embutido na dívida de um país. Considerando que o EMBI+ relativo ao mercado de dívida livre de riscos dos EUA é 0, então o EMBI+ do Brasil seria calculado para o risco adicionado ou reduzido relativo dos mercados de dívida do Brasil em relação aos EUA.

A justificativa da adição do EMBI+ à taxa livre de riscos vem das vastas diferenças com os Estados Unidos em fatores como risco de crédito, histórico de inflação, política, mercados de dívida e outros. Ignorar essas



diferenças resultaria na aplicação incorreta de fatores ambientais relevantes no processo de tomada de decisão de um investidor no Brasil.

Valores usados no cálculo do custo do capital próprio são apresentados na Tabela 7 abaixo.

Tabela 7 – Cálculo do custo do capital próprio (Ke)

Custo do capital próprio (Ke) – CAPM	
(Rf) Taxa livre de riscos ¹⁸	4,25%
(Rm) Prêmio de risco do capital próprio ¹⁹	6,03%
(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país ²⁰	2,45%
(β) Beta do setor ajustado ²¹	2,41%
(I) Inflação norte-americana esperada ²²	1,98%
Custo do capital próprio com o risco país brasileiro (a.a.)	19,18%p.a.

De acordo com a tabela acima, Ke é de 19,18%. Inserindo esses números na fórmula do CMPC, temos:

$$\text{CMPC} = 67,7\% \times 4,71\% + 32,3\% \times 19,18\% = 9,39\%$$

Todas as hipóteses feitas e todos os dados usados para estimar o benchmark foram apresentados à EOD. A planilha usada para o cálculo do CMPC está disponível com os Participantes do Projeto e também foi fornecida à EOD. Para obter a referência completa dos dados usados para estimar o benchmark consulte essa planilha, que também está anexada a este DCP.

Indicador financeiro, Taxa interna de retorno (TIR)

Conforme mencionado acima, o indicador financeiro identificado para a Atividade do Projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. O fluxo de caixa de Mel 2 foi calculado considerando uma vida útil esperada de 20 anos (temos do CCVE e vida útil esperada da planta). Esse prazo também está de acordo com a orientação do parágrafo 3, Anexo 5, EB 62.

Além disso, o cálculo do imposto de renda também segue a orientação pertinente fornecida no Anexo 5, EB62. No Brasil, existem dois impostos de renda: (a) o imposto de renda de pessoa jurídica (IRPJ) e (b) a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) (veja o relatório da KPMG "Investimentos no Brasil"²³). Há também três métodos previstos na legislação para o cálculo do imposto de renda de pessoa jurídica e da contribuição social devido aos tipos de lucro: lucro real, lucro presumido e lucro arbitrado.

¹⁸ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

¹⁹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²⁰ http://www.cbonds.info/all/eng/index/index_detail/group_id/1/

²¹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²² <http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>

²³ KPMG. Investimentos no Brasil: Imposto. São Paulo: Escrituras Editora, 2008. Disponível para o público em inglês em http://www.kpmg.com.br/publicacoes/livros_tecnicos/Investment_in_Brazil10_out08.pdf



As entidades corporativas são elegíveis para aplicar o Lucro Presumido se suas receitas forem inferiores a R\$ 48 milhões por ano (Artigo 13, Lei núm. 9.718/1998)²⁴.

No sistema de Lucro Presumido, 8% das vendas brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base para o cálculo do imposto de renda. Aplica-se a esse valor uma taxa de 25%, resultando no valor final do imposto de renda. Para o cálculo da contribuição social, 12% das vendas brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base de cálculo. Aplica-se a esse valor uma taxa de 9%, resultando no valor final da contribuição social (conforme o Artigo 518 do Decreto Federal 3000, de 26 de março de 1999)²⁵.

Portanto, uma entidade corporativa que opte pelo esquema de lucro presumido paga a mesma alíquota de imposto de renda e contribuição social, sem importar seus custos, despesas, outros itens monetários, como juros a pagar, e itens não monetários, como depreciação, porque esses elementos não são dedutíveis nesse sistema. Nesse sentido, a depreciação e, conseqüentemente, o valor justo não são considerados na planilha (parágrafos 4 e 5 do Anexo 5, EB62).

O resultado é que a TIR do projeto é 6,23%. A tabela apresentada abaixo fornece um resumo dos valores principais de entrada assim como uma breve justificativa do seu uso. Foram fornecidos à EOD documentos que evidenciam todos os valores de entrada mencionados abaixo que foram usados para estimar a TIR. Além disso, a planilha de cálculo da TIR também está anexada a este DCP.

Parâmetro	Valor usado	Justificativa/fonte das informações usadas
Capacidade instalada (MW)	20,00	Com base na concepção do projeto do parque eólico.
Geração de energia garantida (MW)	9,30	A energia garantida autorizada pela ANEEL é 9,8 MW. No entanto, com base em sua própria experiência e certificação eólica, os desenvolvedores do projeto negociaram no leilão 9,3 MW. Ambos os valores foram determinados a 50% de probabilidade (P50). Essa faixa de probabilidade representa 50:50 de probabilidade de geração maior ou menor de eletricidade pela planta. Essa é uma faixa conservadora. Por exemplo, as instituições financeiras geralmente consideram P90 no contrato de financiamento. O valor menor (9,3 MW) é usado na análise de investimentos, uma vez que ele representa aquele em que a empresa baseou sua decisão. No entanto, a influência em considerar o valor mais alto (9,8 MW) para o cálculo da TIR será assegurada na análise de sensibilidade, como discutido abaixo.

²⁴ Disponível para o público em português em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>.

²⁵ Disponível para o público em português em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/L2Parte3.htm>.



Parâmetro	Valor usado	Justificativa/fonte das informações usadas
<i>Fator de carga da planta</i>	46,50%	Determinado dividindo a energia garantida da planta por sua capacidade instalada. Este parâmetro é usado para estimar a eletricidade gerada pela planta.
<i>Preço do CCVE (R\$/MWh)</i>	128,28	O preço do CCVE, conforme enviado e obtido pelo proprietário do projeto no leilão de energia é de R\$ 132,08/MWh. A decisão de investimento (assinatura do CCVE) foi tomada aproximadamente um ano após o leilão. Conforme o parágrafo 6 do Anexo 5, EB62, a tarifa considerada na análise de investimentos (obtida durante o leilão) era válida e aplicável, uma vez que este mesmo valor foi considerado durante a assinatura dos contratos, em julho de 2011. Um fator de correção de 3,4 foi aplicado ao preço. Esse fator de correção leva em consideração as possíveis penalidades que podem resultar de uma menor geração de eletricidade durante a vida útil operacional do projeto (as penalidades estão previstas no CCVE e na <i>Solicitação de Proposta</i> do leilão público). Abaixo desta tabela está inclusa uma explicação detalhada sobre o preço de correção.
<i>TUSD</i>	R\$ 3,18/kW.mês	O valor da tarifa é o aplicável para os geradores interligados à rede de distribuição nacional, de acordo com a Portaria N° 972/2010. No Brasil, os produtores de eletricidade que utilizam fontes renováveis recebem um desconto de 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (<i>TUSD</i>). Esse desconto visa aumentar os investimentos em projetos de energia renovável e deverá ser considerado como política do Tipo E-, como definido no Anexo 3, EB 22. Além disso, de acordo com esse esclarecimento, não é necessário considerar as políticas do tipo E- ²⁶ no desenvolvimento do cenário da linha de base, se implementado após 11 de novembro de 2001. A redução da taxa TUST foi regulada pela Lei 10 438, datada de 26/04/2002 ²⁷ . Portanto, o desconto não será levado em consideração.
<i>Investimento (R\$)</i>	80.845.000	Com base nas cotações e contratos dos fabricantes e nas dos provedores de serviços EPC. Os custos do EPC e equipamento são responsáveis pela maioria dos custos de construção. Evidências foram dadas à EOD durante a validação.

²⁶ Do parágrafo 6.b) do Anexo 3, EB 22 Tipo E- as políticas são *nacionais e/ou políticas ou normas setoriais que dão vantagens comparativas às tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas (p.ex., os subsídios públicos para promover a difusão da energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética)*.

²⁷ Disponível em português em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200210438.pdf>>. Acessado em 28/04/2011.



Parâmetro	Valor usado	Justificativa/fonte das informações usadas
<i>Despesas de operação</i> (1.000R\$/ano)	1.621	O valor aqui apresentado é composto pelos seguintes custos: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), taxa de contribuição do ONS, seguro, TUSD, custos de O&M, taxa de contribuição da CCEE, despesas administrativas e taxa de sucesso do corretor. Este é o total de despesas de operação no primeiro ano de operação. Para uma referência detalhada a respeito das fontes usadas e o cálculo, por favor, consulte a planilha de cálculo da TIR anexa a este DCP.

Conforme discutido acima, a análise de investimentos original conduzida por um proprietário do projeto considerou um fator de correção de preço. Este conceito de reduzir a receita está relacionado às regras do CCEAR²⁸ (*Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado*).

De acordo com o CCEAR, existe um pagamento fixo²⁹ associado à quantidade de eletricidade e preço negociados no leilão, assim como uma receita variável ou reembolso, dependendo da geração anual dentro de uma faixa de tolerância³⁰ (+30% no primeiro ano, segundo ano +20%, +10% no terceiro ano, 0% no quarto ano - repetida a cada quatro anos; -10% qualquer ano). A produção que excede esta faixa é comercializada no mercado livre³¹.

Em contraste, quando a produção de eletricidade de dado ano é menor que 90% da energia contratada, ou menor que 100% ao final do quarto ano, o vendedor deve reembolsa o pagamento fixo proporcional à energia não fornecida, considerando o preço obtido no leilão³².

As projeções dos preços históricos de PLD (*Preço de Liquidação das Diferenças*), que é o preço do mercado de curto prazo, mostra que existe uma alta probabilidade de que este valor seja muito baixo nos próximos anos (menor que R\$ 40/MWh)³³ – veja Figura 5.

²⁸ ANEEL / Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por disponibilidade eólica
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/072010_ANEXO%20%20-%20CCEAR_Leilao_FA_2010_pos_AP_final.pdf.

²⁹ Veja a cláusula 7 do CCEAR. Este documento está disponível ao público em português.

³⁰ Veja a cláusula 5.14 do CCEAR. Este documento está disponível ao público em português.

³¹ Veja também a cláusula 5.14 do CCEAR. Este documento está disponível ao público em português.

³² Veja a cláusula 6.7 do CCEAR. Este documento está disponível ao público em português.

³³ Compass / Apresentação Cigre-Brasil 20.7.2010 - http://www.acenergia.com.br/sinrem/pdf/pdf_07.pdf

Registros Históricos do PLD



Figura 5 – Registros históricos de PLD.

O exemplo a seguir mostra o impacto dessas regras na redução das receitas do projeto, considerando a receita relacionada à produção de energia observada durante quatro anos, com e sem a redução de receita:

- Preço hipotético obtido durante o leilão: R\$ 133/MWh
- PLD (preço hipotético no mercado de curto prazo no momento da produção: R\$ 40/MWh (historicamente, isso ocorre em mais de 50% das vezes)
- Energia contratada: 3.000MWh/MW/ano (Faixa de tolerância: 130% -> 3.900MWh/MW/ano; 120% -> 3.600MWh/MW/ano; 110% -> 3.300MWh/MW/ano; 90% -> 2,700MWh/MW/ano)

Cenário 1:

Exemplo de produção: 3.000 MWh/MW no primeiro ano, 3.000 MWh/MW no segundo ano, 3.000 MWh/MW no terceiro ano, 3.000 MWh/MW no quarto ano;

Produção total: 12.000MWh/MW

Considerando o cenário acima, a redução da receita não é aplicável pois não há geração de eletricidade fora da faixa de tolerância, pois a geração de eletricidade é constante durante os quatro anos. Portanto, não há eletricidade para ser vendida considerando o PLD.

Receita total: $[3.000 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 133/\text{MWh}] + [3.000 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 133/\text{MWh}] + [3.000 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 133/\text{MWh}] + [3.000 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 133/\text{MWh}] = \text{R\$ } 1.596.000/\text{MW}$

Preço de venda por MWh = $\text{R\$ } 1.596.000/\text{MW} / 12.000 \text{ MWh/MW} = \text{R\$ } 133,00/\text{MWh}$

Cenário 2:

Exemplo de produção: 3.000 MWh/MW no primeiro ano, 3.000 MWh/MW no segundo ano, **4.000 MWh/MW** no terceiro ano, **2.000 MWh/MW** no quarto ano;



Produção total: 12.000 MWh/MW (o mesmo que no Cenário 1)

Considerando o cenário acima para geração de eletricidade, a redução na receita deve ser considerada, uma vez que parte da geração está fora da faixa de tolerância. Especificamente durante o terceiro ano 700 MWh estão abaixo da faixa de tolerância e durante o quarto ano, 700 MWh estão acima da faixa de tolerância. Neste sentido, parte da eletricidade precisa ser vendida considerando o preço do PLD.

Receita total: $[3.000 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 133/\text{MWh}] + [3.000 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 133/\text{MWh}] + [3.000 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 133/\text{MWh} + 700 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 40/\text{MWh}] + [3.000 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 133/\text{MWh} - 700 \text{ MWh/MW} * \text{R\$ } 133/\text{MWh}] = \text{R\$ } 1.530.900/\text{MW}$

Preço de venda por MWh = $\text{R\$ } 1.530.900/\text{MW} / 12.000 \text{ MWh/MW} = \text{R\$ } 127,00/\text{MWh}$

Como observado no exemplo acima, embora a produção total de quatro anos e o preço de leilão sejam o mesmo que o mencionado no Cenário 1, a variabilidade natural dos recursos eólicos causa uma redução de 4% de receita para cada MWh gerado ($1 - 127,58 / 133,00 = 4\%$) e a receita absoluta da instalação ($1-1530900 / 1596000 = 4\%$).

Outros aspectos a serem considerados na análise de investimentos são aqueles relacionados aos riscos específicos associados com as condições climáticas e marco regulatório. No caso específico da energia eólica, a incerteza inevitável sobre a produção total ao longo da vida útil do projeto, que depende da fonte eólica disponível em dado momento, precisa ser considerada.

Além disso, no futuro, a disponibilidade eólica pode ser afetada por outros desenvolvedores de projeto. Vale observar que a possibilidade de um parque eólico de terceiros, construído mais tarde em local próximo, possa reduzir as fontes eólicas disponíveis, e assim reduzir a receita esperada. A base das Fontes Alternativas do Leilão (A-3) também introduz incertezas regulatórias específicas adicionais ligadas à incerteza do recurso eólico, como a redução da energia assegurada (“*Garantia Física*”) no caso de uma produção de eletricidade mais baixa do que aquela contratada.

Para quantificar a possível redução de receita da atividade do projeto proposta, o proprietário do projeto conduziu um estudo estatístico que considerava 5.000 cenários de geração eólica ao longo dos 20 anos do CCVE, levando em consideração a variabilidade esperada do recurso eólico ao longo deste período. A receita menor por MWh para a energia que é gerada acima da faixa de tolerância tem impactos diretos sobre a redução das receitas do projeto pois a receita no mercado livre é considerada menor que o preço negociado no leilão.

Os resultados estatísticos relacionados ao cálculo do fator de correção são apresentados no arquivo Excel “A-3 Simulation Results 30V1.xls Agio.” fornecido à EOD.

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade alterando-se os seguintes parâmetros:

- Aumento na geração de eletricidade, que pode aumentar as receitas do projeto;
- Aumento na tarifa de eletricidade, que também pode influenciar as receitas do projeto;
- Redução nos investimentos esperados;
- Redução nos custos de O&M.

Aqueles parâmetros foram selecionados como sendo os mais prováveis para oscilar ao longo do tempo. Além disso, essas variáveis constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto (parágrafo 20 do Anexo 5, EB62). Foram realizadas análises financeiras alterando cada um desses parâmetros em 10% e avaliando qual foi o impacto na TIR do projeto (parágrafo 21 do Anexo 5, EB62). O resultado é apresentado abaixo na Tabela 8.

Tabela 8 – Análise de sensibilidade

Cenário	% de alteração	TIR (%)
<i>Original</i>	-	6,23
<i>Aumento na geração de eletricidade</i>	10%	7,80
<i>Aumento na tarifa</i>	10%	7,82
<i>Redução do investimento do projeto</i>	10%	7,58
<i>Redução nos custos de O&M</i>	10%	6,45

Como pode ser visto pelos resultados apresentados acima, a TIR do projeto não ultrapassa o benchmark considerando a variação dos parâmetros selecionados de 10%.

Como pode ser observado a partir dos resultados apresentados na tabela acima, a TIR não muda significativamente com a variação dos custos de O&M. Mesmo quando os custos de O&M são desconsiderados, a TIR é 8,25%, que é abaixo do benchmark. Além disso, os custos O&M são definidos no contrato do fabricante e espera-se que este valor não mude no período de avaliação.

Ademais, foi realizada uma simulação para verificar os possíveis cenários onde a TIR seria igual ao benchmark (Tabela 9) somente quando a geração de eletricidade, tarifa e investimentos são alterados.

Tabela 9 – Cenários quando a TIR do projeto é igual ao benchmark (9,39%), considerando 9,3 MW de energia garantida.

	<i>TIR %</i>	<i>PREÇO (R\$/MWh)</i>	<i>CUSTO (1.000R\$/MWh)</i>	<i>ELETRICIDADE (MWh/ano)</i>	<i>Variação (%)</i>
<i>Original</i>	6,23	128,80	80.845	81.468	N/A
<i>Preço</i>	9,39	154,58	80.845	81.468	20,50
<i>Investimento</i>	9,39	128,80	63.736	81.468	21,15
<i>Eletricidade</i>	9,39	128,80	80.845	98.413	20,80

Um aumento no preço resultaria em uma TIR do projeto igual ao benchmark reajustado para R\$ 154,58/MWh. Isso corresponde a uma variação de 20,50% do preço original considerado (R\$128,80/MWh). Por outro lado, a TIR do projeto seria igual ao benchmark no cenário onde 98.413 MWh/ano são exportados pela planta para a rede (originalmente, a planta tem uma exportação prevista de 81.468 MWh/ano). Essa variação corresponde a um aumento na geração de eletricidade equivalente a 20,80%.



Os resultados apresentados acima foram obtidos considerando a energia garantia efetivamente negociada durante o leilão, no qual o projeto vendeu sua eletricidade - *ou seja*, 9,3 MW. Além desta análise, outra simulação pode ser conduzida considerando a energia garantida total conforme autorizado pela ANEEL – *ou seja*, 9,8 MW. Os resultados são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 10 – Cenários quando a TIR do projeto é igual ao benchmark (9,39%), considerando 9,8 MW de energia garantida.

	<i>TIR %</i>	<i>PREÇO (R\$/MWh)</i>	<i>CUSTO (1.000R\$/MWh)</i>	<i>ELETRICIDADE (MWh/ano)</i>	<i>Varição (%)</i>
<i>Original</i>	7,09	128,28	80.845	85.848	N/A
<i>Preço</i>	9,39	146,82	80.845	85.848	14,45
<i>Investimento</i>	9,39	128,28	68.152	85.848	15,70
<i>Eletricidade</i>	9,39	128,28	80.845	98.382	14,60

Como se observa nos resultados apresentados acima, mesmo quando se considera a energia garantida mais elevada, é necessário que ocorram variações significativas para que a TIR do projeto seja igual ao benchmark. No entanto, deve-se observar que estas variações em preço, eletricidade e investimento não são esperadas como justificado abaixo.

O preço usado na análise (R\$132,80/MWh) foi obtido dos resultados do leilão público realizado pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) no qual foi negociada a eletricidade a ser despachada pela planta. De acordo com a CCEE *o critério da menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras.*

O resultado de uma participação bem-sucedida nesse tipo de leilão público é a assinatura de um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica chamado CCEAR (Contrato de Concessão de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado)³⁴. Os CCEARs permanecerão fixos ao longo dos anos, e serão ajustados somente de acordo com o *Índice de Preços ao Consumidor Ampliado*, que é o índice oficial para medir a inflação no Brasil. No entanto, o fluxo de caixa foi feito sem considerar nenhuma variação resultante da inflação ao longo dos anos considerados.

Conforme discutido acima, uma taxa de desconto de 3,4 foi aplicada a este preço para contabilizar pelas possíveis penalidades relacionadas a uma geração menor de eletricidade pela planta. Essas penalidades são estabelecidas no CCVE. Além disso, esse desconto também leva em consideração as incertezas relacionadas ao marco regulatório da perspectiva do investidor.

O uso deste desconto está em linha com o cenário considerado no contexto de tomada de decisão. Mesmo quando o preço de correção não é considerado para o cenário apresentado acima na Tabela 10 (capacidade

³⁴ De acordo com a CCEE *o novo modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. A contratação no ACR é formalizada através de contratos regulados bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.*



instalada maior), a TIR do projeto está significativamente abaixo do benchmark (7,67%). Ainda assim, o preço da eletricidade precisaria ser aumentado em 10,55% para que a TIR do projeto seja igual ao benchmark. Assim, não pode ser esperado que nenhuma variação na TIR do projeto esteja associada a um possível aumento no preço da eletricidade.

Não se espera que a geração de eletricidade aumente porque a estimativa foi feita com base na energia garantida conforme medida no local da planta por terceiros com 50% de probabilidade (P50). Como explicado anteriormente essa faixa significa que existe uma probabilidade de 50:50 de uma geração maior ou menor de eletricidade pela planta. Nessa faixa, mais vento é capturado indicando uma estimativa otimista. Como referência, as instituições financeiras consideram as medições de vento com 90% de probabilidade (P90) como uma abordagem conservadora. Portanto, não é provável que ocorra um aumento nas receitas do projeto por causa de um aumento na geração de eletricidade acima da hipótese apresentada no fluxo de caixa.

O investimento total necessário para construir a planta, conforme apresentado no fluxo de caixa, corresponde ao custo estimado do investimento feito pelo proprietário do projeto. Especificamente para esta atividade do projeto o proprietário do projeto planeja assinar um contrato EPC. Esse tipo de contrato fixa o preço para construir uma planta e qualquer variação a favor ou contra o projeto fica por conta da empresa de construção, significando que nenhuma variação na TIR do projeto pode ser atribuída a uma variação nos custos de investimento.

Resultado

A TIR da atividade do projeto sem estar registrada como um projeto de MDL fica significativamente abaixo do benchmark do setor, evidenciando que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor. Portanto, o cenário 1 seria a alternativa mais plausível à atividade do projeto, *ou seja*, a continuidade da situação atual com a eletricidade adicional sendo fornecida pela Rede Interligada Nacional.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3

Passo 3. Análise de barreiras

Subpasso 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação do tipo de atividade do projeto proposta

Não se aplica. O passo 2 foi aplicado para determinar a adicionalidade do projeto.

Subpasso 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitariam a implementação de pelo menos uma das alternativas:

Não se aplica. O passo 2 foi usado para determinar a adicionalidade do projeto.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4

Passo 4. Análise da prática comum

Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta:

De acordo com a ferramenta de adicionalidade, “os projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma tecnologia amplamente semelhante, são de uma escala similar e ocorrem em um ambiente comparável com relação a marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento etc.”.

Com base na definição apresentada acima, a ferramenta proporciona uma abordagem gradual a ser aplicada ao conduzir a prática comum para identificar projetos similares à atividade de projeto do MDL proposta. Além disso, a ferramenta estabelece que esta abordagem deverá ser usada de a atividade de projeto do MDL proposta atender a uma das medidas dadas abaixo:

- (a) Substituição de combustível e matéria-prima;
- (b) Substituição de tecnologia com ou sem alteração da fonte de energia (incluindo melhorias da eficiência energética, assim como o uso de energias renováveis);
- (c) Destruição do metano;
- (d) Prevenção de formação de metano.

A atividade de projeto do MDL proposta corresponde à opção (b) uma vez que ela consiste na substituição de eletricidade da rede para geração de eletricidade a partir de centrais geradoras eolielétricas³⁵. Portanto, somente as centrais geradoras eolielétricas foram consideradas nesta análise da prática comum.

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

A planta tem capacidade instalada de 20 MW. Assim, somente projetos com capacidade instalada entre 10 e 30 MW serão levados em consideração.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável no passo 1, como a atividade do projeto proposta e tenha iniciado a operação comercial antes da data de início do projeto. Anotar seus números N_{all} . As atividades de projeto do MDL não devem ser incluídas nesse passo;

De acordo com a orientação do passo 2, as plantas consideradas na análise foram selecionadas seguindo as definições de geração e área geográfica, conforme apresentado na ferramenta de adicionalidade.

(i) Saída

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

(ii) Área geográfica aplicável

A ferramenta de adicionalidade afirma:

“Área geográfica aplicável abrange o país anfitrião inteiro, por padrão, se a tecnologia aplicada no projeto não for específica ao país, então, a área geográfica aplicável deve ser estendida a outros países”.

³⁵ Analogamente ao exemplo dado no Anexo 8 do CE 62.

A tecnologia a ser aplicada no projeto não é específica ao país. Não obstante, o Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados³⁶ (com mais de 4.000 km de distância no eixo norte-sul, bem como no eixo leste-oeste) e seis regiões climáticas: subtropical, semi-árida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida).

Estas variações climáticas obviamente têm uma forte influência nos aspectos técnicos relacionados à implementação de parques eólicos, uma vez que os eventos meteorológicos têm uma forte influência sobre o regime eólico. Como citado por VESELKA³⁷, *o clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica, desde a geração de eletricidade, sistema de transmissão e distribuição à demanda de consumo de energia*. Portanto, é razoável assumir que a tecnologia pode variar consideravelmente de local para local dentro do país.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica, todas as regiões do país têm algum potencial de geração de eletricidade usando o vento, no entanto, o maior potencial de energia eólica está localizado na região nordeste do país, onde a maioria dos projetos em operação está localizada (Figura 6).

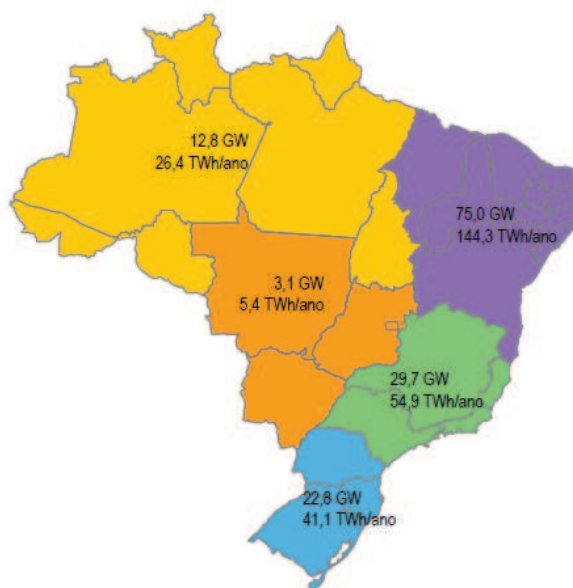


Figura 6 – Potencial brasileiro de recursos eólicos³⁸.

Entretanto, as condições climáticas não são a única característica distintiva entre as diversas regiões do país. No Brasil, os desenvolvedores de projeto interligados à rede de transmissão ou distribuição pagam uma taxa denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição. Esta tarifa varia de acordo com o estado ao qual a central elétrica está interligada. A TUST/TUSD é estabelecida por uma regulamentação específica da ANEEL e possui um forte impacto na análise financeira do projeto. Apenas para fins de referência, par ao

³⁶ Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/areaterritorial/principal.shtm>.

³⁷ VESELKA, T. D. Balance power [Equilíbrio de energia]: A warming climate could affect electricity. Geotimes. Earth, energy and environment news [Um clima quente poderia afetar a eletricidade. Geotimes. Notícias sobre a Terra, energia e meio ambiente]. American Geological Institute [Instituto Geológico dos EUA]: Agosto de 2008. Disponível em: < http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>.

³⁸ ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3 ed. – Brasília: Aneel, 2008. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/EdicaoLivros2009atlas.cfm>>.



segundo semestre de 2011 até o primeiro semestre de 2012, a TUSD no estado de Alagoas (localizado na mesma região que Rio Grande do Norte) era de R\$ 7,35/kW e R\$ 3,51/kW no estado do Rio Grande do Norte (mais do que duas vezes menor do que Alagoas).

Além disso, face mencionar que cada estado possui uma agência ambiental específica responsável pela determinação das normas técnicas necessárias para obter todas as licenças ambientais, com as normas regionais e processo administrativo distinto estabelecido por cada região estadual.

Portanto, ao avaliar as diferentes condições climáticas de cada região, o marco regulatório ambiental específico de cada estado, a subdivisão do preço da energia por mercados e os diferentes valores da TUSD/TUST aplicados a cada estado brasileiro, está claro que o território nacional não consiste dos mesmos “ambientes comparáveis” como exigido pela ferramenta metodológica “*Demonstração e avaliação da adicionalidade*”. Sem dúvida, estas diferenças entre os estados brasileiros (clima, preço da energia, custos de transmissão/distribuição e legislação ambiental) têm impactos técnicos, financeiros e regulatórios para a implementação de centrais geradoras eólicas.

Em resumo, levando em consideração as definições apresentadas acima, foram consideradas apenas as centrais geradoras eólicas interligadas à rede, com capacidade instalada entre a faixa estabelecida no *Passo 1* acima e localizadas no estado do Rio Grande do Norte. Outras atividades de projeto do MDL, definidas pela ferramenta como aquelas *registradas (...)* e que *tenham sido publicadas no website da UNFCCC para consulta pública internacional como parte do processo de validação* não foram levadas em consideração. Além disso, foram consideradas apenas as plantas que entraram em operação antes de 28/07/2011 (data de início da atividade do projeto).

Uma lista de todas as plantas consideradas na análise foi fornecida à EOD. O resultado de N_{all} para cada faixa identificada acima no passo 1 (10 MW – 30 MW), é que não há central geradora eólica em operação com uma capacidade instalação entre a faixa identificada localizada no estado do Rio Grande do Norte. Portanto, $N_{all} = 0$.

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

Como discutido acima no *Passo 2*, não foi identificada nenhuma central geradora eólica localizada no Rio Grande do Norte. Portanto, $N_{diff} = 0$.

Passo 4: Calcular o Fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$ representando a cota de plantas que usam tecnologia similar àquela usada na atividade do projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade que a atividade do projeto proposta. A atividade do projeto proposta é uma “prática comum” dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ for maior que 3.

A partir dos resultados discutidos acima, temos:

$$N_{all} - N_{diff} = 0 < 3 \text{ e,}$$

$$F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 0 < 0,2$$

Portanto, a atividade de projeto do MDL proposta não é uma prática comum

***Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:***

A análise da prática comum foi realizada apesar da pequena cota de eletricidade gerada pelas centrais geradoras eólicas operacionais. A partir de hoje, os projetos de energia eólica representam apenas 1,24% das plantas operacionais no país (figura abaixo).

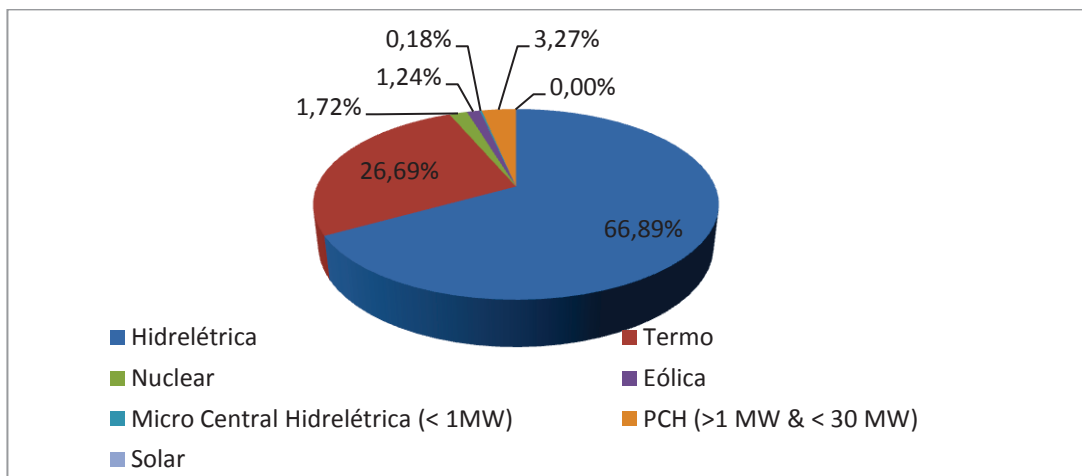


Figura 7 - Capacidade de geração do Brasil por tipo de fonte de energia, desde janeiro de 2012.

Fonte: ANEEL (2011)³⁹

O estado do Rio Grande do Norte responde por quase 14% (10 de 72) das centrais geradoras eólicas operacionais no país. No entanto, como demonstrado anteriormente, nenhuma dessas plantas pode ser considerada similar à atividade do projeto proposta.

Em resumo, esta Atividade de Projeto do MDL não pode ser considerada prática comum e, portanto, não é um cenário do tipo modo mais comum de trabalho. E fica claro que, na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente.

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

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.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 1

Onde:

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

³⁹ ANEEL (2010). Banco de Informações de Geração - BIG. Capacidade de Geração. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>. Acessado em 24 de janeiro de 2012.

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

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano).

Emissões de linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base são calculadas como a seguir:

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

Equação 2

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 implementação 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 calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh).

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

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

Equação 3

Onde:

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

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

As explicações sobre como a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede ($EG_{facility,y}$) foi estimada são apresentadas a seguir na seção B.6.3. O cálculo do fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue, conforme recomendado pela ACM0002, os procedimentos estabelecidos na ferramenta metodológica “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”.

De acordo com essa ferramenta, os Participantes do Projeto deverão aplicar seis passos para calcular o fator de emissão da linha de base como apresentado em mais detalhes a seguir.

- **PASSO 1** - Identificar os sistemas elétricos relevantes

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 2008, 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 (opcional).

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

Opção (i): somente as centrais elétricas da rede são incluídas no cálculo;

Opção (ii): tanto as centrais elétricas da rede quanto as centrais elétricas fora da rede são incluídas no cálculo.

A AND brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão com base nas informações das centrais elétricas da rede somente – opção (i) – de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Mais informações sobre os métodos aplicados estão disponíveis no website da AND (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>).

- **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.

Visto que não há método preferível para calcular o fator de emissão do OM, os Participantes do Projeto escolheram o método e o cálculo foi disponibilizado pela AND brasileira (CIMGC - *Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima*), usando a opção (c) OM da análise de dados de despacho. Mais informações sobre o fator de emissão do OM estão disponíveis no website da AND (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>).

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, no método “OM da análise de dados de despacho”, deve-se considerar o ano em que a atividade do projeto desloca a eletricidade da rede e atualiza o fator de emissão anualmente durante o monitoramento. Portanto, a atividade de projeto proposta se aplica à coleta de dados *ex-post*.

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

De acordo com a ferramenta “o fator de emissão da OM da análise de dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras da rede que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h onde o projeto está deslocando eletricidade”. Ele deve ser calculado usando a fórmula abaixo:

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

Equação 4

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$	= Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação da análise dos dados de despacho no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EG_{PJ,h}$	= Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh)
$EF_{EL,DD,h}$	= Fator de emissão de CO ₂ para unidades geradoras da rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EG_{PJ,y}$	= Total de eletricidade deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh)
h	= Horas no ano y nas quais a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede
y	= Ano no qual a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede

Cálculo do fator de emissão de CO₂ por hora para unidades geradoras da rede ($EF_{EL,DD,h}$)

A AND brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão da margem de operação com base na opção (c) análise de dados de despacho. Portanto, os participantes do projeto usaram este valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para calcular o fator de emissão de CO₂ por hora nem a planilha utilizada. Somente os comentários finais estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não puderam descrever qual método foi utilizado para calcular o fator de emissão horária.

Cálculo para determinar o conjunto de unidades geradoras da rede, n , que estão no topo do despacho

A AND brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão da margem de operação com base na opção (c) análise de dados de despacho. Portanto, os participantes do projeto usaram este valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para determinar o conjunto de unidades geradoras n nem a planilha utilizada. Somente os valores finais para o fator de emissão por hora ($EF_{EL,DD,h}$) estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não puderam descrever qual método foi usado para determinar o conjunto de unidades geradoras n .

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

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração (tCO₂/MWh) de todas as unidades geradoras m durante o ano mais recente y para o qual os dados da geração de energia estão disponíveis, calculado como a seguir:

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

Equação 5

Onde:

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

$EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora m no ano y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh)

m = Unidades geradoras incluídas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente para o qual estão disponíveis os dados de geração de energia

Cálculo para determinar o conjunto de unidades geradoras m incluído na margem de construção

A AND brasileira disponibilizou o cálculo da emissão de margem de construção. Portanto, os participantes do projeto usaram este valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para determinar o conjunto de unidades geradoras m nem a planilha utilizada. Somente os comentários finais estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não puderam descrever qual método foi usado para determinar o conjunto de unidades geradoras m .

Cálculo do fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m ($EF_{EL,m,y}$)

A AND brasileira disponibilizou o cálculo da emissão de margem de construção. Portanto, os participantes do projeto usaram este valor para a atividade do projeto proposta.

Entretanto, os participantes do projeto não têm acesso às decisões que a AND brasileira tomou para calcular o fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m nem a planilha utilizada. Somente os comentários finais estão disponíveis para consulta pública. Portanto, os participantes do projeto não podem descrever qual método foi usado para calcular o fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m .

• **PASSO 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM) EF_y .

O cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) pode ser baseado em um dos seguintes métodos:

- (a) Média ponderada do CM; ou
- (b) CM simplificado.

O método de média ponderada do CM (opção A) deve ser usado como a opção preferida.

O método de CM simplificado (opção b) não é aplicável, uma vez que ele só pode ser usado se:

- A atividade do projeto está localizada em um País Menos Desenvolvido (LDC) ou num país com menos de 10 projetos de MDL registrados na data de início da validação; e
- As exigências de dados para a aplicação do passo 5 acima não podem ser satisfeitas.

(a) Média ponderada do CM

O fator de emissões da margem combinada é calculado da seguinte maneira:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM}$$
Equação 6

Onde:

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

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

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

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

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

- Atividades do projeto de geração de energia eólica e solar: $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (devido a sua natureza intermitente e que não permite despacho) para o primeiro período de obtenção de créditos e para períodos de obtenção de créditos subsequentes;
- Todos os outros projetos: $w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de obtenção de créditos, e $w_{OM} = 0,25$ e $w_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro períodos de obtenção de créditos, a menos que esteja especificado de outro modo na metodologia aprovada que se refere a essa ferramenta.

De acordo com a ferramenta, para atividades de projeto de geração de energia eólica, como é o caso da atividade do projeto proposta, os pesos são $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$.

Emissões do projeto (PE_y)

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:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$
Equação 7

Onde:

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano);

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto decorrentes do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂/ano);

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO₂e/ano);

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano).

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

De acordo com a metodologia, somente projetos geotérmicos e termossolares têm que considerar as emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis.



Portanto, no caso da atividade do projeto proposta, $PE_{FF,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

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 eolielétrica, não há emissões de gases não condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas.

Portanto, $PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

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 geradora eolielétrica, não existem emissões a partir dos reservatórios de água.

Portanto, $PE_{HP,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

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 a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas”. Assim, as emissões das fugas relacionadas à implementação da atividade do projeto proposta são 0 tCO_2 .

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Todos os parâmetros serão monitorados (*ex-post*). Para obter mais detalhes, consulte a seção B.7.1.

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

Emissões da linha de base (BE_y)

A quantidade de geração de energia líquida abastecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y ($EG_{\text{facility},y}$, em MWh/ano) foi determinada, para fins da estimativa ex-ante, como sendo igual à média da energia garantida fornecida aos bancos durante o pedido de financiamento e ao governo na solicitação da aprovação do projeto⁴⁰ multiplicada pela quantidade de horas no ano. O resultado é que a geração de eletricidade pela planta considerada nesta atividade de projeto do MDL é igual a 85.848 MWh/ano (Tabela 11).

⁴⁰ Documentos apresentados à instituição financeira (BNDES) assim como aprovados pelo governo, como citados na Resolução ANEEL nº 144, datada de 3 de março de 2011. Isto está de acordo com a opção a dada pelas “Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga da planta” (Anexo 11, EB48). A produção estimada de energia considerou uma probabilidade de 50% (P50).

Tabela 11 – Geração de eletricidade líquida pela planta eólica da Atividade de projeto do MDL

<i>Central Geradora Eolielétrica</i>	<i>Energia assegurada (MW_{ave}/ano)</i>	<i>Geração líquida de eletricidade (MWh/ano)</i>
Mel 2	9.8	85.848

Além disso, o cálculo do fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue os passos estabelecidos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Os resultados são apresentados abaixo.

• **PASSO 1** - Identificar os sistemas elétricos relevantes

Seguindo a Resolução nº 8, emitida pela AND brasileira em 26 de maio de 2008, a Rede Interligada Nacional (SIN) corresponde ao sistema a ser considerado. Ele cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste) como apresentado na figura abaixo.


Figura 8 – Sistema Interligado Nacional.

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico - http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx

• **PASSO 2** – Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do projeto (opcional)

A Opção I foi selecionada e somente centrais elétricas interligadas à rede são consideradas.

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

A AND brasileira disponibilizou ao público a OM através da OM da análise de dados de despacho (opção

C). Portanto, este método foi usado para a atividade do projeto proposta. Consulte a seção B.6.1. para uma explicação das escolhas metodológicas.

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

A AND brasileira disponibilizou ao público o fator de emissão da OM através da OM da análise de dados de despacho (opção c). Sendo assim, os dados de 2010 foram usados (os dados mais recentes disponíveis no momento em que o processo de comentário público internacional teve início) como apresentado abaixo.

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,4787tCO_2e/MWh$$

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

A AND brasileira disponibilizou ao público o fator de emissão da margem de construção. Sendo assim, os dados de 2010 foram usados (os dados mais recentes disponíveis no momento em que o processo de comentário público internacional teve início) como apresentado abaixo.

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1404tCO_2e/MWh$$

- **PASSO 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM) EF_y .

Aplicando os resultados apresentados acima nos PASSOS 4 e 5 acima à Equação 6 apresentada na seção B.6.1. e considerando os pesos $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ obtemos,

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

$$EF_y = 0,75 \times 0,4787 + 0,25 \times 0,1404$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,3941tCO_2e/MWh$$

Por fim, as emissões da linha de base podem ser determinadas aplicando os resultados de $EG_{facility,y}$ e $EF_{grid,CM,y}$ à Equação 2 como a seguir,

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

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = 85.848MWh/ano$$

$$BE_y = 85.848MWh/ano \times 0,3941tCO_2/MWh$$

$$BE_y = 33.833tCO_2/ano$$

Emissões do projeto (PE_y)

Como explicado acima na seção B.6.1., as emissões do projeto pela atividade do projeto proposta são **zero**.

$$PE_y = 0 tCO_2e/ano$$

Emissões das fugas (LE_y)

O cálculo das emissões das fugas não é exigido pela metodologia.

$$LE_y = 0tCO_2/ano$$

**Reduções das emissões (ER_y)**

Aplicando os resultados obtidos acima à Equação 1 obtemos,

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 33.833\text{tCO}_2/\text{ano}$$

B.6.4 Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões:**Tabela 12 – Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões**

Anos	Estimativa de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
Ano 1 (07/06/2012 – 06/06/2013)	0	29.825	0	29.825
Ano 2 (07/06/2013 – 06/06/2014)	0	33.833	0	33.833
Ano 3 (07/06/2014 – 06/06/2015)	0	33.833	0	33.833
Ano 4 (07/06/2015 – 06/06/2016)	0	33.833	0	33.833
Ano 5 (07/06/2016 – 06/06/2017)	0	33.833	0	33.833
Ano 6 (07/06/2017 – 06/06/2018)	0	33.833	0	33.833
Ano 7 (07/06/2018 – 06/06/2019)	0	33.833	0	33.833
Total (toneladas de CO₂e)	0	232.823	0	232.823

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

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y.
Fonte do dado a ser usada:	Medições no local
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	85.848
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através do medidor de energia localizado na subestação. As informações fornecidas pelos Participantes do Projeto podem ser cruzadas usando os relatórios emitidos pela concessionária elétrica local e/ou CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, uma entidade governamental brasileira que monitora a quantidade de eletricidade na rede interligada nacional.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor



	na subestação (backup) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente.
Comentário:	Como a atividade do projeto proposta é um projeto totalmente novo, conforme explicado acima na seção B.6.1., este parâmetro corresponde ao $EG_{PJ,y}$ usado para determinar as emissões da linha de base.

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,OM-DD,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação da análise de dados de despacho no ano y
Fonte do dado usada:	Website da AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html)
Valor aplicado:	Para fins de estimativa de reduções de emissões, o valor usado é 0,4787 tCO ₂ /MWh com base nos dados de 2010 publicados pela AND brasileira.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O período de cálculo <i>ex-post</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y
Fonte do dado usada:	Website da AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html)
Valor aplicado:	Para fins de estimativa de reduções de emissões, o valor usado é 0,1404 tCO ₂ /MWh com base nos dados de 2010 publicados pela AND brasileira.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O período de cálculo <i>ex-post</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção B.6.1.

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

O proprietário do projeto irá continuar com as medidas necessárias de monitoramento conforme estabelecido nos procedimentos do ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*), da ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*) e da CCEE (*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*). Todos os dados coletados como parte do plano de monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por dois anos após o fim do período de crédito ou após a última emissão de CERs desta atividade de projeto, o que ocorrer por último.



O ONS é a entidade responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob supervisão e regulação da ANEEL⁴¹ que é a agência reguladora que fornece condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica crie um equilíbrio entre os agentes e o benefício da sociedade⁴². A CCEE é uma organização civil privada e não lucrativa, uma empresa que está encarregada de realizar as transações atacadistas e a comercialização da energia elétrica dentro do SIN, nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre e no mercado de curto prazo⁴³.

A eletricidade total exportada para a rede será monitorada seguindo os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS que define as características técnicas e a classe de precisão (0,2% de erro máximo permitido) dos medidores de eletricidade a serem usados⁴⁴. Além disso, o ONS também regula as exigências de calibração dos medidores de eletricidade (a cada dois anos)⁴⁵.

Existirão dois medidores de energia (principal e backup) localizados na subestação, como especificado pela CCEE. Antes do início da operação, a CCEE exige que esses medidores sejam registrados individualmente no sistema deles e calibrados por uma entidade credenciada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC). Além disso, as informações sobre energia serão controladas em tempo real pela CCEE. Após a definição física dos pontos de medição e a instalação do sistema de medição de faturamento e da infraestrutura de comunicação, os pontos de medição serão registrados no SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica) gerenciado pela CCEE.

Como mencionado anteriormente, a CCEE viabiliza e regula a comercialização de energia elétrica no Brasil. Em um processo denominado *Agregação Contábil da Medição*, a CCEE compara a energia informada por cada vendedor interligado à rede nacional com o consumo registrado durante o mês em consideração. Após os ajustes devidos às perdas de energia que ocorrem no sistema de transmissão serem feitos, a CCEE emite diversos relatórios oficiais certificando a quantidade de energia gerada por cada vendedor.

Além disso, para confirmar as informações da CCEE, todos os meses os relatórios da CCEE de auditoria das empresas selecionam aleatoriamente uma amostra de vendedores que têm que fornecer informações detalhadas sobre seu(s) Contrato(s) de Compra e Venda de Energia Elétrica e sobre a geração de energia nos meses sendo analisados. Em seguida, os auditores analisam as informações, confirmam se o cálculo da CCEE está correto e emitem um parecer. As declarações dos auditores independentes confirmando as informações da CCEE estão disponíveis no website da CCEE.

Os resultados finais da geração de eletricidade são publicados no website da CCEE e estão disponíveis ao público. Assim, as informações da CCEE - que é uma fonte oficial e disponível ao público - serão usadas para cruzar as informações monitoradas pela participante do projeto. A empresa que possui o parque eólico será responsável pela coleta de dados e arquivamento, bem como pela calibração e manutenção dos equipamentos de monitoramento, por lidar com possíveis ajustes dos dados de monitoramento e incertezas, análise dos

⁴¹ Informações disponíveis em <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en>.

⁴² Informações disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/>>.

⁴³ Informações disponíveis em <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=25afa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>.

⁴⁴ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

⁴⁵ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.3: Manutenção do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.



resultados/dados reportados, auditorias internas de conformidade do projecto de GEE com os requisitos operacionais e ações corretivas. Além disso, é responsável pelo gerenciamento, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto, e também pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios.

É importante mencionar que a ANEEL pode visitar a planta para inspecionar a operação e a manutenção das instalações a qualquer momento.

Os estudos realizados durante a fase de projeto das atividades do projeto mostraram os impactos ambientais e a interferência no desenvolvimento social na região da planta, indicando as medidas de mitigação a serem adotadas durante a fase de construção. Essas medidas estão sendo rigorosamente tomadas. Dados sobre impacto ambiental estão sendo arquivados pela central elétrica e pelas agências ambientais.

Além disso, o Projeto prevê um plano ambiental que envolve diferentes programas durante a sua operação. Além disso, após o início das operações comerciais, a renovação das áreas degradadas e das áreas de preservação permanente será feita de acordo com as normas das agências ambientais, através de uma equipe de especialistas ambientais.

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 conclusão da versão final desta seção de linha de base e da metodologia de monitoramento (DD/MM/AAAA): 25/02/2011.

Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222
Código postal + cidade: 01411-000 São Paulo
País: Brasil
Telefone: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069
E-Mail: info@eqao.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 do MDL, a data de início de uma atividade do projeto de MDL é “a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto”. Além disso, a orientação também esclarece que “a data de início deverá ser considerada a data na qual o participante do projeto se comprometeu a arcar com despesas relacionadas à implementação ou à construção da atividade do projeto (...), por exemplo, a data de assinatura dos contratos de equipamentos ou de serviços de construção/operação necessários para a atividade do projeto”.



Considerando as informações acima, para determinar a data de início da atividade do projeto as datas previstas para os seguintes eventos foram consideradas: **contrato de financiamento, Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, principais pedidos de equipamentos e início da construção**. Essas datas foram identificadas conforme abaixo:

- **Contrato de financiamento:** O contrato de financiamento não foi assinado.
- **Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica:** 28/07/2011. Esta é a data em que o CCVE foi assinado.
- **Principais pedidos de equipamentos:** 25/10/2011. Esta é a data em que o contrato com a GAMESA (fabricante de turbinas) foi assinado.
- **Início da construção:** programada para iniciar em 1 de janeiro de 2012 conforme o cronograma apresentado pela Resolução ANEEL nº 130/2011.

Normalmente, diversos passos necessários para construir as centrais geradoras eólicas, como o contrato de financiamento, são realizados somente após a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica. Entretanto, se a empresa decidir não construir a planta após a assinatura do CCVE haverá penalidades relevantes.

Assim, embora este evento não possa ser considerado como o fechamento financeiro nem represente uma despesa significativa relacionada à implementação da planta, o desenvolvedor do projeto comprometeu-se com os termos do contrato, assumindo que a central geradora eólica será realmente implementada. Portanto, esta deve ser considerada a data de início do projeto.

Conforme informações acima, a data de início identificada da atividade do projeto proposta é 28/07/2011.

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto:

20 anos - 0 mês

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:

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

07/06/2012

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

7a-0m

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não se aplica.

**C.2.2.2. Duração:**

Não se aplica.

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

No Brasil, é exigido que o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou de qualquer outra atividade que possa ocasionar degradação ambiental obtenha diversas permissões da agência ambiental pertinente (federal e/ou local, dependendo do projeto).

O impacto ambiental do projeto é considerado pequeno considerando as outras fontes de geração de eletricidade. Projetos de centrais elétricas com capacidade instalada superior a 10 MW devem realizar o Estudo de Impacto Ambiental e o respectivo relatório de impacto ambiental para obter as licenças necessárias para o projeto.

As licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras (Resolução do CONAMA - *Conselho Nacional do Meio Ambiente* nº 237/97⁴⁶) são:

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

O processo começa com uma análise prévia (estudos preliminares) feitos pelo departamento de meio ambiente local. Após isso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar o Estudo Ambiental.

O resultado dessas avaliações é a licença prévia (LP), que reflete o entendimento positivo da agência ambiental local sobre os conceitos ambientais do projeto.

Para obter a licença de instalação (LI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) uma nova avaliação simplificada; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme resolução da agência ambiental informada na LP.

A licença de operação (LO) é um resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram completadas.

A planta possui a Licença de Construção (LI) 2010-036072/TEC/LI-0012, emitida pela Agência Ambiental do Rio Grande do Norte (*Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte - IDEMA*). A LI foi emitida em 5 de maio de 2010 e é válida até 14 de maio de 2014.

⁴⁶ Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>.



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 crescente preocupação global com relação ao uso sustentável de recursos está levando a uma exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil, a situação não é diferente; as regras ambientais e políticas do processo de licenciamento são muito severas, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Como mencionado na seção D.1, as centrais elétricas com capacidade instalada superior a 10 MW têm que realizar um Estudo de Impacto Ambiental e o respectivo relatório de impacto ambiental para obter as licenças necessárias para o projeto. Considerando que o projeto já possui a licença ambiental preliminar, é possível concluir que ele não resulta em impactos ambientais transfronteiriços negativos significativos; de outro modo a licença não teria sido emitida pela agência ambiental.

SEÇÃO E. Comentários dos atores

E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:

De acordo com a Resolução nº 7, emitida em 5 de março de 2008⁴⁷, a Autoridade Nacional Designada brasileira (*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima – CIMGC*) solicita, entre outros documentos, comentários dos atores locais para fornecer a Carta de Aprovação para um projeto.

A Resolução determina que o proponente do projeto tenha que enviar solicitações de comentários, pelo menos, para os seguintes agentes envolvidos e afetados pela atividade do projeto:

- Governos Municipais e Câmaras Municipais;
- Agências ambientais do estado e do município;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Associações comunitárias;
- Ministério Público (estadual e federal);

A mesma resolução também exige que no momento que essas cartas forem enviadas, uma versão do DCP no idioma local e uma declaração afirmando como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país deve ser disponibilizada a esses atores, pelo menos 15 dias antes do início do processo de comentário público internacional. A versão em português do DCP foi publicada no website <<http://sites.google.com/site/consultadcp/>> em 25/05/2011 que também é a data em que as cartas-convite foram enviadas aos seguintes agentes:

- Ministério Público (federal);
- Procurador Público do Estado para o Interesse Público do Rio Grande do Norte;
- Agência Ambiental do Rio Grande do Norte (IDEMA);

⁴⁷Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/>>.



- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- *Prefeitura de Areia Branca*;
- *Câmara Municipal de Areia Branca*;
- *Agência Ambiental de Areia Branca*;
- *Associação Comunitária de Areia*;

Cópias das cartas e a confirmação de recebimento dos correios estão disponíveis sob solicitação e serão enviadas à EOD durante a validação da atividade do projeto.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:
--

Nenhum comentário foi recebido ainda.

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

Nenhum comentário foi recebido ainda.

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

Organização:	Neoenergia S/A
Rua/Caixa Postal:	Praia do Flamengo, 78 – 3º andar
Edifício:	-
Cidade:	Rio de Janeiro
Estado/Região:	Rio de Janeiro
CEP:	22210-904
País:	Brasil
Telefone:	+55 (21) 3235-9800
FAX:	+55 (21) 3235-9884
E-Mail:	-
URL:	http://www.neoenergia.com
Representado por:	Sra. Flávia Mesquita Antunes
Cargo:	Gerente de Estudos Regulatórios
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Antunes
Segundo nome:	Mesquita
Nome:	Flávia
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	+55 (21) 3235-9883
Tel. direto:	+55 (21) 3235-9815
E-Mail pessoal:	fantunes@neoenergia.com

Organização:	Iberdrola Renováveis do Brasil S.A.
Rua/Caixa Postal:	Praia do Flamengo, 78
Edifício:	-
Cidade:	Rio de Janeiro
Estado/Região:	Rio de Janeiro
CEP:	22210-904
País:	Brasil
Telefone:	+55 (21) 3235-9800
FAX:	+55 (21) 3235-9884
E-Mail:	-
URL:	-
Representado por:	Sra. Laura Porto
Cargo:	-
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Porto
Segundo nome:	-
Nome:	Laura
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	-
Tel. direto:	+55 (21) 3235-8730
E-Mail pessoal:	laura.porto@iberdrola.com.br



Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	-
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (11) 3063-9068
FAX:	+ 55 (11) 3063-9068
E-Mail:	info@eqao.com.br
URL:	www.eqao.com.br
Representado por:	Melissa Sawaya Hirschheimer
Cargo:	-
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Hirschheimer
Segundo nome:	Sawaya
Nome:	Melissa
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	+ 55 (11) 3063-9068
Tel. direto:	+ 55 (11) 3063-9068
E-Mail pessoal:	focalpoint@eqao.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da AOD por um país do Anexo 1.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes consulte as seções B.6.1. e B.6.3. acima.



Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes consulte a seção B.7.2. acima.
