



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)
Versão 3 - vigente a partir de 28 de julho de 2006**

ÍNDICE

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

Anexos

Anexo 1: Informações para contato com os participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informação da linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição Geral da Atividade do Projeto****A.1 Nome da atividade do projeto:****Nome:** Usina Eólica Pelado**Versão:** Versão 4.1**Data:** 25/09/2012**A.2. Descrição da Atividade do Projeto:**

O objetivo do projeto do Usina Eólica Pelado é gerar eletricidade usando uma fonte de energia limpa e renovável, o vento. A capacidade instalada é de 20 MW.

Antes do início da execução da atividade do projeto, não havia outras instalações na área onde o parque eólico será instalado. Essas terras não possuem nenhum uso específico. Portanto, o projeto não afetará nenhuma atividade humana.

A atividade do projeto proposto é a instalação de uma nova unidade/usina de energia renovável conectada à rede. De acordo com a metodologia ACM0002 versão 12.3.0, o cenário de referência é o seguinte:

A eletricidade entregue à rede¹ pela atividade do projeto seria gerada de outra forma pelo funcionamento de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, que se traduz nos cálculos da Margem Combinada na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico versão 02.2.1.”

Os principais resultados do projeto serão a redução da emissão de gases geradores do efeito estufa (GEE) causada pela geração de eletricidade a partir da queima de combustíveis fósseis fornecidas ao SIN.

O setor de geração de energia é uma das principais fontes responsáveis pelas emissões de GEE. A utilização de novas fontes limpas de energia limpas, como as usinas de energia elétrica eólica, deve ser levada em conta quando o assunto é a redução das altas emissões de GEE geradas pelo setor energético.

As usinas de energia eólica podem ser uma alternativa muito interessante em diversos países, mas têm que vencer obstáculos regulatórios, econômicos e técnicos para o seu desenvolvimento, incluindo a falta de incentivos significativos.

Contribuição para o desenvolvimento sustentável

Os projetos de MDL possuem, entre outros, o objetivo principal de ajudar o país anfitrião a atingir o desenvolvimento sustentável. Neste trabalho, o município de Bodó será beneficiado com o projeto e contribuirá para o desenvolvimento sustentável da seguinte forma:

Sustentabilidade ambiental:

- A atividade do projeto utiliza recursos energéticos renováveis para a geração de eletricidade, que seria gerada pela atual matriz energética (que inclui as usinas de queima de combustíveis fósseis),

¹ Neste caso, a rede é o Sistema Interligado Nacional



contribuindo para a redução de emissões específicas (emissões de poluentes por unidade de energia gerada), como os gases de efeito estufa (CO₂).

- O impulso da sustentabilidade ambiental reduz a exploração e o esgotamento de recursos naturais finitos e não renováveis, como o carvão e o gás natural.
- A atividade do projeto não gera nenhum impacto negativo significativo no ambiente.

Sustentabilidade Econômica e Social:

- Geração de empregos e melhoria de renda e das condições de trabalho da população na região; espera-se que o projeto crie empregos durante a fase de construção, que inclui a construção de estradas, de infraestrutura elétrica, a instalação de turbinas eólicas e a operação do parque eólico.
- A atividade do projeto também levará ao aumento da geração de energia eólica limpa, a partir de um parque eólico com fator de emissão de 0 toneladas CO₂/MWh.

Desenvolvimento tecnológico

- A atividade de projeto instalará menos turbinas para a mesma potência total e além disso, a instalação e a operação dessas turbinas levarão mais conhecimento e experiências para os trabalhadores da região.

O principal benefício econômico advindo da implementação do projeto será um considerável crescimento econômico na região de Bodó. Isso acontecerá porque haverá geração de novos postos de trabalho (Gestamp Eólica Paraíso S.A. contratará moradores de região Bodó) nas fases de construção (preparação do local, estradas), instalação (turbinas eólicas, linhas de transmissão, transformador, medidores) e operação (monitoramento da sala de controle, manutenção das turbinas eólicas) do parque eólico, além do crescimento no setor de serviços. Os empregos gerados estarão disponíveis para todos os setores de trabalhadores, empreiteiros e gerentes de projeto e engenheiros.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes no projeto (*) (se aplicável)	Indicar se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Gestamp Eólica Paraíso S.A. (Empresa privada)	Não
Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte	CO ₂ Global Solutions International S.A.(Empresa privada)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar público o DCP-MDL na fase de validação, uma parte envolvida pode ou não dar sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é necessária a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

Tabela 1. Participantes do projeto

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Localização da atividade do projeto:



A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado:

Rio Grande do Norte

A.4.1.3. Cidade:

Bodó

A.4.1.4. Detalhes da localização com as informações que permitam a identificação precisa dessa atividade de projeto (máximo de uma página):
--

O parque eólico se localizará na cidade de Bodó, nas seguintes coordenadas²:

- 6°00'13.57"S, 36°26'08.02"O (6.00377 S, 36.43556 O) -UTM (9,335,714-783,896)³.

A área onde as turbinas serão instaladas é limitada pelos vértices⁴:

- 5°59'32.03" S, 36°27'09.83" O (5.99223 S, 36.45273 O)-UTM (9,337,000 – 782,000)
- 6°02'14.68" S, 36°27'09.07" O (6.03741 S, 36.45252 O)-UTM (9,332,000 – 782,000)
- 5°59'31.09"S, 36°23'54.85" O (5.99197 S, 36.39857 O)-UTM (9,337,000 – 788,000)
- 6°02'13.78"S, 36°23'54.10" O (6.03716 S, 36.39836 O)-UTM (9,332,000 – 788,000)

² As informações foram obtidas nas coordenadas UTM. O conversor a seguir foi usado a fim de obter coordenadas geográficas e decimais: <http://www.synnatschke.de/geo-tools/coordinate-converter.php>

³ Coordenadas de acordo com as informações do parque eólico nas folhas de dados oficiais da EPE.

⁴ Esta área representa o polígono imaginário onde as turbinas eólicas serão instaladas. Obtidas no estudo de recurso eólico "Certificação das Medições Anemométricas e Certificação da Produção Anual de Energia. Usina Eólica Pelado" página 11.



Figura 1. Localização do Projeto

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

Escopo setorial 1. Usinas de geração de energia (fontes renováveis - / não renováveis).

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

O cenário atual do Sistema Interligado Nacional é mostra que a energia gerada é produzida principalmente a partir de recursos renováveis e outra parte a partir de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural). Esse cenário é considerado como a linha de base e é considerado o mesmo cenário anterior ao início das atividades do projeto.

No cenário atual, a principal fonte das emissões de gases de efeito estufa são os combustíveis para as usinas, que consomem diferentes tipos de combustíveis fósseis (acima mencionados) para a produção de energia e, devido à crescente demanda de energia no Brasil, essas usinas continuarão a operar e a consumir mais combustível fóssil para atender a demanda de energia.

A fim de reduzir as emissões de gases de efeito estufa é necessário desenvolver novos projetos que gerem energia sem gerar emissões de gases de efeito estufa, como os projetos de energia que envolve a utilização de recursos renováveis (solar, hídrica, eólica).



Isso significa que essa atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (CO₂, consulte a seção B.3) devido à substituição da geração de energia com a utilização de fontes renováveis de energia (a maioria é considerada como tendo um fator de emissão de 0 tCO₂/MWh), diferentemente dos combustíveis fósseis (os principais produtores de gases de efeito estufa). A atividade do projeto gerará "energia limpa", que substituirá a energia gerada por combustíveis fósseis.

Os benefícios ambientais da geração de eletricidade eólica reconhecidamente incluem: contribuição para a redução de emissões atmosféricas (incluindo gases que não são do efeito estufa) através de usinas termelétricas e demandas menores de construção de novos grandes reservatórios de usinas hidrelétricas.

Além dos benefícios ambientais do projeto, espera-se que este projeto seja desenvolvido junto com a tecnologia eólica para motivar outras empresas a desenvolverem este tipo de projeto.

A fim de transmitir o conhecimento algumas palestras informativas foram organizadas para explicar o desenvolvimento desta nova tecnologia na região (Esperado para o período em que o projeto iniciará a construção, em 2013). Haverá também treinamento para todos os funcionários envolvidos na construção do projeto. Isto trará maior conhecimento aos funcionários de Bodó.

De acordo com a metodologia ACM0002, versão 12.3.0, como a atividade do projeto consiste na instalação da energia eólica, as emissões da atividade e vazamentos do projeto terão um valor de 0 toneladas de CO₂.

O projeto terá 20 MW de capacidade instalada de geração total de energia com expectativa de produção anual de 78.420 MWh; o fator de carga médio da usina é 44,76% (3.921 horas equivalentes)⁵ com uma vida útil de no mínimo 20 anos⁶.

O fator de carga da usina foi determinado por um terceiro contratado pelo participante do projeto, o nome do terceiro é Barlovento Recursos Naturales⁷. A forma de calcular o fator de carga da usina planta é a seguinte:

A energia líquida gerada pela atividade do projeto foi calculada com base em uma curva de potência fornecida pelo fabricante das turbinas (Vestas); os dados utilizados para o cálculo (a velocidade do vento, por exemplo) foram obtidos através de uma análise estatística usando a estatística de Weibull. O cálculo dos parâmetros foi realizado para cada uma das turbinas. Por isso, foi feita uma soma das contribuições de todas as turbinas para se obter a energia total. Finalmente, para obter a energia líquida produzida foram consideradas as perdas de energia devido à linha de transmissão e às incertezas. A energia produzida pelo parque eólico seria de 78.420 MWh.

⁵ As horas equivalentes do projeto são apresentadas na tabela 16, página 31 do Estudo de Recurso Eólico "Certificação das Medições Anemométricas e Certificação da Produção Anual de Energia. Usina Eólica Pelado".

⁶ A duração da atividade do projeto depende diretamente da vida útil das turbinas eólicas. De acordo com as informações de Vestas, a vida útil das turbinas eólicas Vestas é de 20 anos. Isto é apoiado pelo seguinte: Serviço Vestas.

Disponível em: <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/operation-and-service/service.aspx#/vestas-univers>

⁷ Estudo sobre Recursos Eólicos "Certificação das Medições Anemométricas e Certificação da Produção Anual de Energia. Usina Eólica Pelado" Tabela 16, página 31.



O fator de carga da usina foi calculado considerando a relação entre a energia produzida a partir dos parques eólicos de acordo com o estudo dos recursos eólicos da Barlovento Recursos Naturales (78.420 MWh), e com o total de energia do parque eólico, com uma eficiência de 100% (175.200 MWh), cujo valor é de 44,76%.

O Projeto será equipado com V90 IEC classe I-A turbinas fabricadas pela Vestas. A escolha dessas turbinas se baseou em estudos de compatibilidade para as condições específicas de vento forte e constante que predominam no local do projeto e da região em geral, além dos critérios de manutenção e operacional.

A geração de energia por turbina será de 2000kW.

Potência Total	20	MW
Turbina	IEC classe I-A	
Potência nominal por turbina	2.0	MW
Velocidade de partida e velocidade máxima do vento	4 -25	m/s
Quantidade de turbinas	10	-
Horas equivalentes anuais de funcionamento	3.921	Hr
Produção anual	78.420	MWh
Fator de carga do plano	44,76	%
Comprimento da linha de transmissão	12	km
Tensão da linha de transmissão (linha subterrânea)	34,5	kV
Tensão da linha de transmissão (linha aérea)	69	kV
Diâmetro	90	m
Altura do cubo	80	m

Tabela 2. Características da usina

Para a implementação do projeto, foi selecionado um sistema composto de 10 (dez) turbinas Vestas V90 IEC Cláss. I-A, cada uma com capacidade de 2,0 MW. Todas as turbinas serão montadas em uma torre de aço de 80 m e terão um diâmetro de rotor de 90 m.

O ponto de entrega do projeto é a subestação denominada Instalação Compartilhada Geração (ICG) Lagoa Nova. O comprimento da linha de transmissão é de 12 km, e a tensão é de 34,5 kV para a linha subterrânea e 69 kV para as linhas aéreas.

Desde que a atividade do projeto compartilha a linha de transmissão com outros parques eólicos, a disposição da atividade do projeto consiste nas seguintes etapas:

1. A energia gerada pela atividade do projeto e os outros parques eólicos vai para uma subestação intermediária chamada Subestação Serra de Santana III.
2. Esta subestação foi criada pois o projeto do Usina Eólica Pelado compartilha a linha de transmissão com outros projetos.
3. Após a Subestação Serra de Santana III, a energia gerada vai até o ponto de entrega de energia que é a Instalação Compartilhada Geração ICG.

A explicação detalhada de como medir a energia líquida gerada pela atividade do projeto será dada na seção B.7.2 e no Anexo 4. A figura a seguir mostra a disposição proposta:

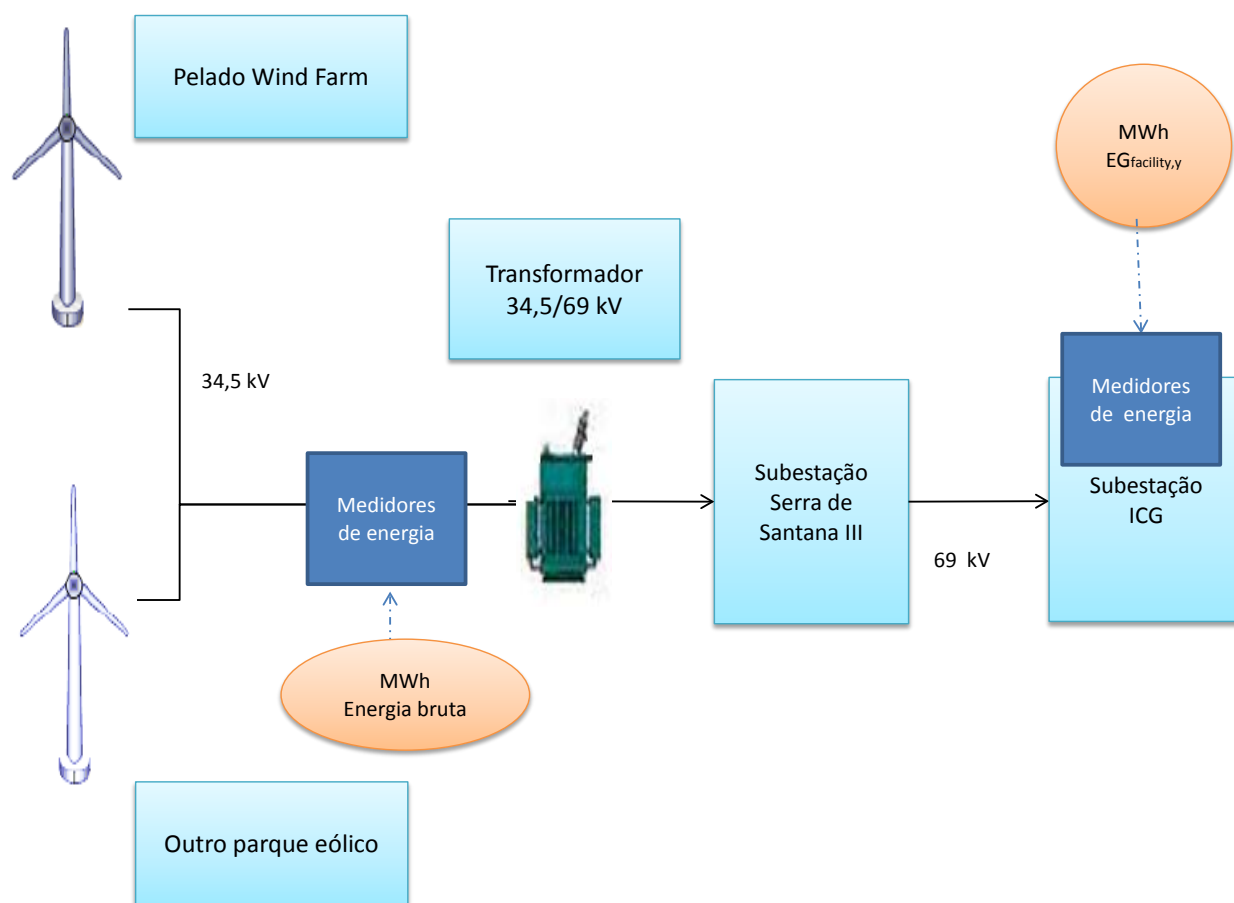


Figura 2. Disposição da atividade do projeto

As turbinas para o projeto do Usina Eólica Pelado serão importadas pela Vestas. Entretanto, as torres de aço e montagem dos elementos da gôndola serão realizados no Brasil.

Além dos benefícios devidos à geração de empregos, isto também aumentará o poder de compra na região. Haverá grande fornecimento de eletricidade, que pode igualar a demanda na região, resultando em crescimento da economia da região devido à venda da eletricidade.

Além disso, uma nova infraestrutura elétrica será construída, o que melhorará a rede energética da região. Com estes pontos pode-se ver que a contribuição do projeto para a região de Bodó será positivo devido ao conhecimento e experiência do Gestamp no desenvolvimento deste tipo de projeto.

A.4.4 Estimativas de redução de emissões durante o período de crédito escolhido:

O período de crédito será de 7 anos 0 meses e será renovado duas vezes. O período de crédito se inicia no dia 1º de julho de 2014 com um total de redução das emissões de 216.335 toneladas de CO₂.

Ano	Estimativa anual de redução de emissões em toneladas de CO ₂ e
2014	15.452
2015	30.905



2016	30.905
2017	30.905
2018	30.905
2019	30.905
2020	30.905
2021	15.453
Total da estimativa de redução (toneladas de CO ₂ e)	216.335
Número total de anos de crédito	7 anos
Média anual das estimativas de redução durante o período de crédito (toneladas de CO ₂ e)	27.042

Tabela 3. Redução de emissão

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Não será utilizado nenhum financiamento público neste projeto.

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

Para a atividade do projeto, a metodologia de linha de base aprovada para ser utilizada é a ACM0002 Versão 12.3.0, uma metodologia de linha de base adequada para geração de eletricidade em redes interligadas a partir de fontes renováveis.

Essa metodologia também trata das últimas versões aprovadas das seguintes ferramentas:

- Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico (versão 02.2.1);
- Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade (versão 06.0.0);
- Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (versão 3.0.1);
- Ferramenta para as emissões e a perda de CO₂ proveniente da queima de combustíveis fósseis (versão 2).

B.2 Justificativa da escolha da metodologia e os motivos de sua aplicabilidade à atividade do projeto:

A metodologia ACM0002 versão 12.3.0 é aplicável nos seguintes casos⁸:

“Atividades do projeto de geração de energia renovável conectada à rede instala uma nova usina em um local onde não havia usina de energia renovável antes da execução da atividade do projeto (usina nova)”

⁸ UNFCCC-CDM. ACM0002: Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade em rede a partir de fontes renováveis. Versão 12.3.0 Disponível em:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/C505BVV9P8VSNV3LTK1BP3OR24Y5L>



A atividade do projeto proposto envolve a instalação de uma nova usina para geração de energia renovável que será conectada à rede.

“A atividade do projeto é a instalação, acréscimo de capacidade, retroajuste ou substituição de uma usina/unidade de energia de um dos seguintes tipos: Usina/unidade hidrelétrica (com um reservatório a fio d'água ou um reservatório de acumulação), usina/unidade de energia eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade de energia solar, usina/unidade de energia das ondas ou usina/unidade de energia das marés.”

A atividade do projeto consiste na instalação da usina de energia eólica, portanto, a atividade do projeto satisfaz a condição de aplicabilidade.

“No caso de adições de capacidades, melhorias ou substituições (exceto pelos projetos de adição de capacidade nos quais a eletricidade gerada na usina ou unidade existente não foi afetada): a usina existente iniciou sua operação comercial antes do período de referência histórica mínima de 5 anos, usado para o cálculo das emissões iniciais e definidos na seção de emissão inicial, e nenhuma adição de capacidade ou melhoria da usina foi realizada entre o começo do período de referência histórica mínimo e a implementação da atividade do projeto.”

A atividade do projeto consiste na instalação de uma nova usina de energia eólica, portanto, a última condição de aplicabilidade não se aplica, pois a atividade do projeto não consiste na adição de capacidade, melhoria ou substituição.

“No caso de usinas hidrelétricas:

- *Deve ser aplicada uma das seguintes condições:*
 - *A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, sem alteração do 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 apresentadas na seção de Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m² depois a implementação do projeto, ou:*
 - *A atividade de projeto resulta em novos reservatórios e a densidade de potência da usina, de acordo com as definições apresentadas na seção de Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m² depois a implementação do projeto.”*

Esta condição é aplicável no caso de uma hidrelétrica, por isso, essa condição não se aplica a essa atividade de projeto.

“No caso de usinas hidrelétricas que utilizam diversos reservatórios, em que a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios é inferior a 4 W/m² depois a implementação do projeto, devem ser aplicadas as seguintes condições:

- *A densidade de potência calculada para o projeto inteiro usando a equação 5 é maior que 4 W/m².*
- *Diversos reservatórios e usinas hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetadas em conjunto para funcionar como um projeto integrado, que constituem coletivamente a capacidade de geração da usina combinada.*



- *O fluxo de água entre os diversos reservatórios não é utilizado por nenhuma outra usina hidrelétrica que não seja uma parte da atividade do projeto.*
- *A capacidade instalada total das usinas, que são acionadas pela água dos reservatórios com a densidade de potência inferior a 4 W/m², é menor que 15 MW.*
- *A capacidade instalada total das usinas, que são acionadas pela água dos reservatórios com a densidade de potência inferior a 4 W/m², é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir dos diversos reservatórios”.*

Esta condição é aplicável no caso de uma usina hidrelétrica. Por isso, essa condição não se aplica a esta atividade de projeto.

A metodologia não é aplicável no seguinte caso:

"Atividades do projeto que envolvem a mudança de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, já que, neste caso, a linha de base pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local."

"Usinas de energia de biomassa."

"Usinas hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes, onde a densidade de potência da usina é inferior a 4 W/m²".

A atividade de projeto consiste na instalação de uma capacidade que usa o vento para gerar eletricidade. Com isso, é demonstrado que a atividade de projeto não envolve o uso de combustíveis fósseis, não é uma usina termelétrica ou uma usina hidrelétrica.

Além disso, as condições de aplicabilidade das ferramentas referidas nesta metodologia foram levadas em consideração. De acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico", versão 02.2.1⁹:

*No caso de projetos CDM, a ferramenta não é aplicável se o sistema de eletricidade do projeto estiver localizado, parcial ou totalmente, em um país do Anexo I.*¹⁰

Esta atividade do projeto não será conduzida em um país do Anexo I, portanto, esta ferramenta não se aplica no sistema de eletricidade brasileiro.

Por fim, a "Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou vazamento pela queima de combustíveis fósseis", versão 02, declara o seguinte¹¹:

⁹ UNFCCC-CDM. Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade. Versão 02.2.1.

Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v2.2.1.pdf>

¹⁰ Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Sistema Elétrico Nacional

Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_integracao_eletroenergetica.aspx

Esta ferramenta fornece procedimentos para calcular as emissões de CO₂ do projeto e / ou vazamento pela queima de combustíveis fósseis. Ela pode ser usada nos casos nos quais as emissões de CO₂ pela queima de combustível fóssil forem calculadas com base na quantidade de combustível fóssil e suas propriedades. As metodologias que usam esta ferramenta devem especificar em qual processo de combustão esta ferramenta está sendo utilizada.

Metodologia ACM0002, versão 12.3.0, especifica que as emissões do projeto pela queima de combustível fóssil no ano y ($PE_{FF,y}$) deve ser calculada como parte das emissões do projeto (PE_y), após isso a condição de aplicabilidade também é satisfeita.

Resumindo, a atividade do projeto satisfaz todas as condições de aplicabilidade (que se aplicam ao projeto) da metodologia ACM0002, versão 12.3.0, e as ferramentas da mesma metodologia.

B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos nos limites do projeto

De acordo com a indicação na metodologia ACM0002 Versão 12.3.0, o limite do projeto cobrirá todas as emissões de CO₂ provenientes da produção de eletricidade com combustíveis fósseis, conectado ao SIN, que foram eliminadas em função da atividade do projeto

Os gases de efeito estufa e as fontes de emissão inclusos no limite do projeto são apresentados na tabela a seguir.

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ provenientes da produção de eletricidade com combustíveis fósseis que foram eliminadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão. Todas as usinas interligadas à rede brasileira estão incluídas.
		CH ₄	Não	Pequena fonte de emissão.
		N ₂ O	Não	Pequena fonte de emissão.
Atividade do Projeto	Para as usinas de energia geotérmica, as emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO ₂	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		CH ₄	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		N ₂ O	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
	Emissões de CO ₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis para	CO ₂	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.

¹¹ UNFCCC-CDM. Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou vazamentos pela queima de combustível fóssil - Versão 02.

Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>

	geração de eletricidade em usinas termo-solares e usinas de energia geotérmica.	CH ₄	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		N ₂ O	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		CH ₄	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.
		N ₂ O	Não	Não se aplica à atividade do projeto proposto.

Tabela 4. Fontes e dos gases incluídos nos limites do projeto

O diagrama de fluxo do projeto é mostrado a seguir:

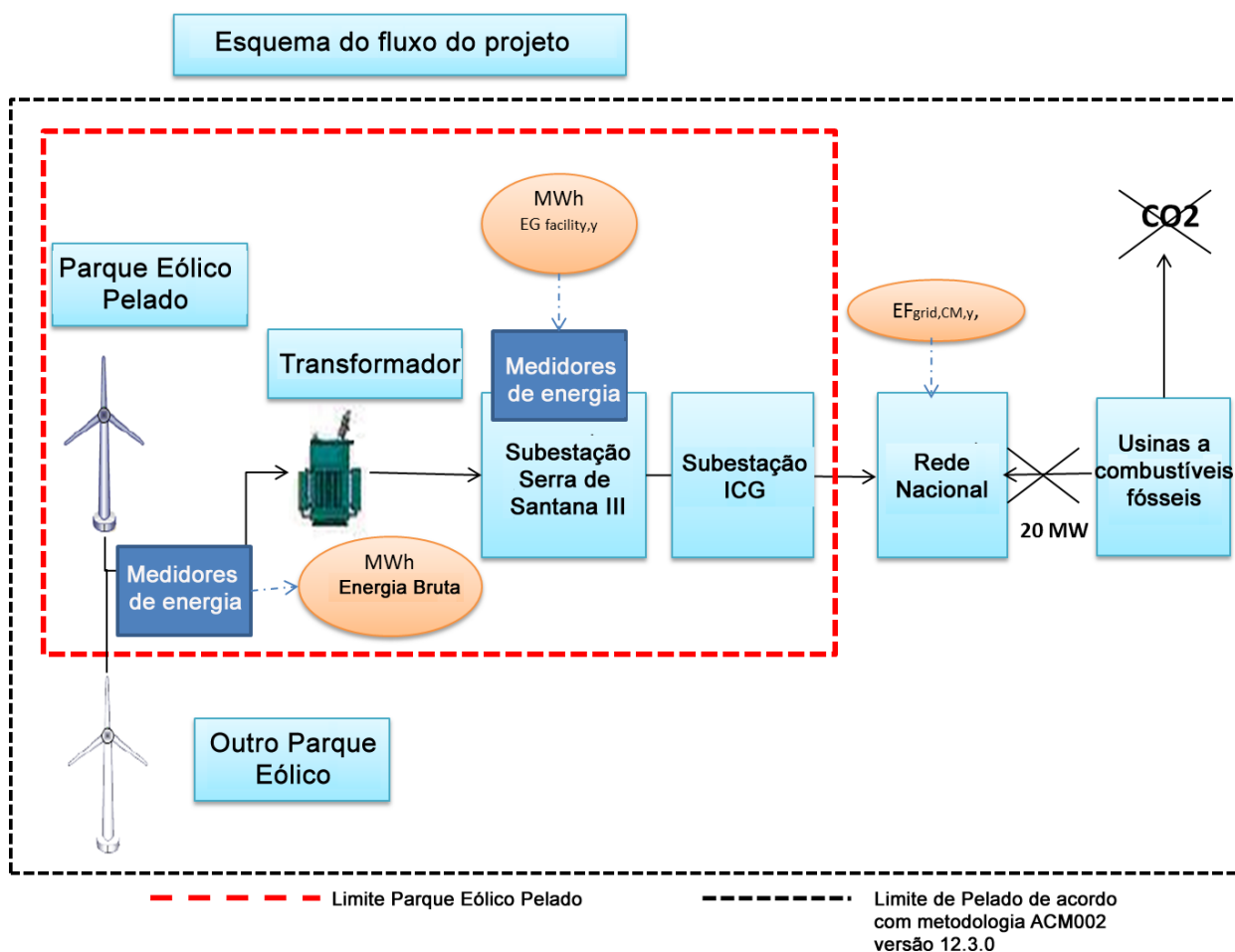


Figura 2. Esquema do fluxo do projeto

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

Na ausência do projeto, a eletricidade continuaria a ser gerada pela mistura de geração existente, que já opera na rede.

A atividade do projeto é a “instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede”. Portanto, de acordo com ACM0002 Versão 12.3.0, o cenário da linha de base é que a eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto seria gerada de outra forma pelo funcionamento de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, que se traduz nos cálculos da Margem Combinada na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico versão 02.2.1”.

A linha de base é a eletricidade que seria gerada pelas usinas em funcionamento conectadas ao Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Em termos de acréscimo de novas energias ao sistema, o último Balanço Energético Nacional ¹² demonstra que a capacidade instalada no Brasil cresceu 0,2% no período 2008-2009 para 506,1 TWh. Em torno de 76,90% do fornecimento de eletricidade são provenientes de energia hidráulica e 12,2% de fontes térmicas ¹³. O fornecimento de energia térmica (incluindo gás natural, carvão e nuclear) diminuiu a uma taxa aproximada de quase 3,5%, enquanto a energia hidráulica aumentou em 4,9%. A fonte de energia eólica compõe 0,2% do fornecimento de eletricidade.

O projeto reduzirá as emissões antrópicas de GEE por meio do fornecimento de energia com emissão zero de GEE, que substituirá a produção de energia elétrica convencional. Com base em estatísticas e projeções oficiais, é possível concluir que a eletricidade que seria gerada na ausência do projeto é a mesma das fontes atuais da rede, incluindo as usinas de combustíveis fósseis. Espera-se que o Projeto reduza um total de 216.335t de emissões de CO₂ no período de crédito de sete anos, de acordo com descrição ex-posto neste documento.

A tabela a seguir mostra a previsão oficial do setor elétrico brasileiro ¹⁴.

Potência (MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidrelétrica	84.736	86.741	88.966	89.856	94.053	98.946	104.415	109.412	111.624	115.123
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Gás natural	9.384	10.184	11.309	11.309	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659
Mineral de carbono	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Óleo Combustível	3.744	5.172	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790
Óleo diesel	1.497	1.471	1.471	1.471	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121
Gás processado	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
Curso d'água	4.201	4.230	4.376	4.633	4.957	5.187	5.457	5.737	6.047	6.447
Biomassa	5.444	6.272	6.681	7.053	7.353	7.653	8.003	8.333	8.703	9.163
Eólica	1.283	3.224	5.272	6.172	7.022	7.782	8.682	9.532	10.532	11.532
Total	115.467	123.192	132.763	135.182	140.853	148.441	155.430	161.887	165.779	167.078

¹² Balanço Energético Nacional 2011. Página 15. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>

¹³ O valor de 12,2% inclui as energias produzidas por: Gás natural, óleos, carvão e biomassa publicados no Balanço Energético Nacional 2010, gráfico 1.1.1, página 12

¹⁴ EPE – “Plano Decenal de Expansão de Energia 2010”, tabela 50, página 81. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

**Tabela 5.** Capacidade energética por fonte no período de 2011 a 2020

As usinas de energia eólica serão 6,90% da potência total instalada no sistema energético brasileiro em 2020 e 4,56% em 2014, ano da primeira fase de funcionamento (não incluindo a capacidade energética da atividade do projeto proposto), de acordo com estimativas de planejamento em longo prazo. Dessa forma, a energia produzida a partir deste projeto terá impacto nulo sobre os cálculos da linha de base. O sistema energético brasileiro será baseado principalmente em usinas hidro e termelétricas. A estimativa percentual de energia hidrelétrica atingirá 72,76% em 2020.

Deve-se também notar que é bastante improvável que a contribuição da energia eólica ao sistema de geração aconteça se estas usinas não receberem algum tipo de apoio financeiro direto ou indireto na forma, por exemplo, de RCE (Redução Certificada de Emissão) para projetos de MDL.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de GEE por fontes são reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto de MDL registrado (avaliação e demonstração da adicionalidade):

Calendário dos eventos do projeto

Data	Evento	Apoio/Referência
18/08/2011	Data em que o projeto Usina Eólica Pelado venceu o Leilão Nacional nº 03/2011 conduzido pela ANEEL	http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Resultado_4LER.pdf
31/08/2011	A CO ₂ Solutions enviou a Consideração prévia de MDL do projeto do Usina Eólica Pelado à UNFCCC e a DNA brasileira (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima)	Cópia do e-mail: neste e-mail a CO ₂ Solutions enviou a Consideração Prévia do MDL para UNFCCC e a Comissão Interministerial para a Mudança Global do Clima.
31/08/2011	A UNFCCC recebeu da Consideração Prévia de MDL. Isso é publicado no site do UNFCCC	http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html
01/09/2011	A UNFCCC e a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima confirmaram o recebimento da Consideração Prévia de MDL	Cópias dos e-mails: nestes e-mails a UNFCCC e a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima confirmaram o recebimento da Consideração Prévia do MDL para a CO ₂ Solutions.
05/12/2011	Data do início do projeto, Gestamp Eólica Paraíso S.A. realizou o depósito da Garantia de Fiel Cumprimento do leilão correspondendo a 5% do investimento total do projeto.	Documento que diz que a ANEEL recebeu o pagamento correspondente à Garantia de Fiel Cumprimento.

Tabela 6. Cronograma do projeto desde a decisão gerencial até a decisão de investimento.



Esses acontecimentos demonstraram que a Consideração do MDL foi feita desde os primeiros passos do desenvolvimento do projeto, e a Consideração Prévia do MDL foi enviada antes da data de início da atividade de projeto. Gestamp Eólica Paraíso S.A. sempre considerou o MDL como um apoio econômico extra para enfrentar a maior barreira econômica do desenvolvimento de um parque eólico (isto será demonstrado na análise de investimentos).

Análise da adicionalidade do projeto

Incentivos do MDL seria o complemento ideal para a energia eólica no Brasil. Esta afirmação está baseada no fato de que os projetos eólicos recentes agrícolas no Brasil estão sendo desenvolvidos como projetos de MDL. Pode-se concluir que a energia eólica não é uma proposição particularmente atraente no cenário usual.

Para demonstrar sua adicionalidade, o "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade versão 06.0.0" aprovado tem sido utilizado, seguindo todos os passos definidos. Estas medidas irão demonstrar que a atividade de projeto não é o cenário de referência. versão 06.0.0" aprovado tem sido utilizado, seguindo todos os passos definidos. Estas medidas irão demonstrar que a atividade de projeto não é o cenário de referência.

Etapas 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto adequadas às leis e regulamentos

Definição de cenários alternativos para a atividade do projeto que poderiam ser utilizados se o projeto não atingir o seu status operacional.

Subetapa 1a. Definir alternativas à atividade do projeto

A atividade do projeto é a produção de energia sem emissões que será exportada para a rede brasileira de eletricidade (SIN). As alternativas incluem:

1. A atividade do projeto proposto não realizada como uma atividade do projeto de MDL. Seria uma estação de energia eólica de 20 MW, que não obteve RCEs de um registro do MDL. Este cenário alternativo consiste na instalação de uma nova fonte renovável de eletricidade no SIN (Sistema Integrado Nacional). A unidade de energia renovável é um novo parque eólico com a mesma configuração da atividade de projeto proposta, mas sem ser registrada como uma atividade de projeto MDL.
2. A continuação da situação atual: Gestamp Eólica Paraíso S.A. não implementa o projeto e seus clientes continuarão comprando a energia da rede nacional.

Este cenário consiste na continuação das práticas atuais, que são o uso de fontes de eletricidade usuárias intensas de carbono no sistema isolado, e a não implementação da atividade de projeto proposta como refletida nos cálculos marginais combinados. Essa alternativa é considerada o cenário da linha de base

3. A mesma geração de energia através de uma mini usina hidrelétrica. Esse cenário alternativo consiste na instalação de diferentes fontes renováveis dentro do SIN (Sistema Interligado Nacional). A unidade de energia renovável é uma nova mini-hidrelétrica, com a mesma configuração da atividade do projeto proposto.



4. A mesma geração de energia através de usinas de energia que utilizam combustíveis fósseis. Esse cenário alternativo consiste na instalação de uma fonte de combustível de carbono dentro do SIN (Sistema Interligado Nacional).

A Gestamp Eólica Paraíso S.A. é uma empresa cuja atividade principal consiste no desenvolvimento de projetos de energia renovável, como está estabelecido na sua escritura de incorporação, onde os objetivos da empresa estão estabelecidos. Sendo tal objetivo o desenvolvimento das atividades necessárias para o começo, operação e a manutenção de um parque eólico localizado no Brasil.

A geração através de usinas de energia que utilizam combustíveis fósseis não é possível, pois a Gestamp Eólica Paraíso S.A. não está interessada na geração de energia através de fontes intensivas em carbono, portanto essa alternativa foi eliminada.

Os cenários alternativos credíveis e realistas da atividade do projeto são os seguintes:

- A atividade de projeto proposta não realizada como uma atividade de projeto MDL.
- Continuação da situação atual: A Gestamp Eólica Paraíso S.A. não implementa o projeto.
- A mesma geração de energia através de mini usinas hidrelétricas.

Essas alternativas foram analisadas nas seguintes etapas.

Sub-etapa 1b. Consistência com as leis e regulações mandatórias

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela nomeação dos produtores independentes de energia elétrica. Portanto, o projeto Usina Eólica Pelado recebeu aprovação para a produção e comercialização de eletricidade proveniente de geradores eólicos (Processo nº 48500.000590/2011-27).

A ANEEL também realiza leilões do direito de construção de usinas hidrelétricas. Gestamp Eólica Paraíso S.A. foi criada com o objetivo específico de geração de eletricidade utilizando um parque eólico; o parágrafo seguinte apoia o objetivo social da Gestamp Eólica Paraíso S.A. de acordo com seu contrato social:

Artigo 3º A companhia tem por objetivo a geração de energia elétrica por meio de geradores eólicos a partir do empreendimento Usina Eólica Pelado, incluindo a implantação e a montagem bem como a comercialização da energia de corrente.

Embora a alternativa de construção de uma usina hidrelétrica seja coerente com a regulação da ANEEL, não corresponderá à finalidade da Gestamp Eólica Paraíso S.A. Por isso, essa alternativa foi excluída para análise posterior.

A licença de instalação deve ser processada antes de o trabalho de construção ser iniciado. Neste caso, o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA) cedeu uma licença temporária que permite instalar o Usina Eólica Pelado com uma capacidade de potência de 20MW, (Processo No. 2010-036705/TEC/LP-0057), autorização válida até 12 de mai, 2012.



Durante este tempo, Gestamp Eólica Paraíso S.A. solicitou uma nova prorrogação da Licença Prévia em 3 de julho de 2012. A nova extensão da licença prévia está prevista para ser emitida no final do ano de 2012.

Em resumo, o desenvolvimento do Usina Eólica Pelado está em conformidade com todos os regulamentos nacionais. A Gestamp Eólica Paraíso S.A. possui todas as autorizações necessárias (ANEEL, IDEMA) para construir e operar o parque eólico.

Na análise das possíveis alternativas do projeto, há ainda duas opções:

- A atividade de projeto proposta não realizada como uma atividade de projeto MDL.
- A continuação da situação atual: A Gestamp Eólica Paraíso S.A. não implementa o projeto (cenário de linha de base).

Tanto a atividade de projeto quanto os cenários alternativos estão em conformidade com os regulamentos das 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 do Conselho Executivo do MDL.

Com essa informação pode-se concluir que as duas alternativas são opções viáveis, elas serão analisadas na análise de investimento.

Etapa 2. Análise de investimento

Subetapa 2a. Determinar o método de análise adequado

De acordo com as “*Ferramentas para a demonstração e avaliação da adicionalidade*”, são sugeridos três métodos de análise: análise simples de custos (opção I), análise de comparação de investimentos (opção II) e análise de índice referencial (opção III).

Como a atividade do projeto gera outras rendas além dos créditos de carbono devido à venda de energia elétrica, não pode ser utilizada a análise simples de custos (opção I).

O método de análise de comparação (opção II) é aplicável aos projetos cujas alternativas são também projetos de investimento. Somente nesta base, pode ser realizada a análise de comparação. O cenário alternativo da linha de base do projeto é a rede elétrica do Sistema Interconectado Nacional, em vez de novos projetos de investimento. Por isso, a opção II não é um método adequado para o contexto de tomada de decisão. Análise de índice referencial (opção III) foi selecionada para esta atividade do projeto.

Subetapa 2b. Opção III. Utilizar análise de índice referencial

Para a análise de índice de referencial (benchmark), a TIR (Taxa Interna de Retorno) é considerada o indicador mais adequado para o tipo de projeto. Será utilizada a TIR do patrimônio líquido, pois inclui todos os fluxos de entrada e de saída de caixa.

De acordo com a “*Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade*” (versão 06.0.0), a opção (a) foi utilizada para determinar a taxa de desconto e o índice de referência utilizado para a análise de índice de referência.



- (a) *taxas de títulos públicos, acrescidas de um prêmio de risco adequado para refletir o investimento privado e/ou o tipo de projeto, comprovados por um perito financeiro independente ou documentado por dados financeiros disponíveis publicamente;*

Para estimar uma taxa de descontos adequada para avaliar a viabilidade financeira da atividade do projeto foi considerado:

- Taxas de títulos do governo: Neste caso foram usados os Títulos Governamentais Brasileiros – BRL-2028. Esse bônus foi emitido várias em diversos anos:
 - Global BRL 2028: Quinta emissão do título BRL-2028; este título foi emitido em outubro de 2010, com uma maturidade de 17 anos e um rendimento de 8,85%¹⁵.
- Prêmio de risco: Obtido a partir do último documento emitido em fevereiro de 2010. O valor patrimonial prêmio de risco para o Brasil é de 6,03%¹⁶.
- Risco tecnológico: No Brasil não existem informações confiáveis disponíveis sobre valores de prêmio de risco tecnológico relacionadas a projetos de energia eólica/renovável. Portanto, numa abordagem conservadora, este risco não foi considerado no valor de referência.

Do exposto acima, o valor de referência deve ser de 14,88%. Este valor será comparado com o TIR do patrimônio líquido para demonstrar a adicionalidade do projeto.

Subetapa 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Os dados relevantes considerados para a análise são:

- Receitas provenientes da venda de energia: Essas receitas são calculadas levando em conta a energia que será vendida à rede e os preços que serão cobrados por essa energia Gestamp Eólica Paraíso S.A. venderá a energia gerada a um preço de 100,69 R\$/MWh.
- Receitas de RCEs: Essas receitas são calculadas levando em conta a estimativa de redução de emissões, o preço médio de venda de créditos de carbono de 12 USD/t CO₂ e um período de crédito de 21 anos.
- Taxa média de câmbio do Euro: 1,43 USD/€
- Taxa média de câmbio do Euro: 2,29 R\$/€
- Taxa média de câmbio do Real: 1,60 R\$/USD
- Gastos de capital: 77.591.074,95R\$.
- Custos de operações e de manutenção de custos (O&M): 2% do investimento total (ano 1-6) e 5% do investimento total (ano 7 a 20)¹⁷.
- Custo de transmissão: 3,971 \$R/kW-mês (Este custo pode variar anualmente de acordo com a declaração da ANNEL).
- Custo do aluguel da terra: 1,75% da renda

¹⁵ Tesouro Nacional Divida Mobiliaria Externa. Disponível em:

http://www.tesouro.fazenda.gov.br/divida_publica/downloads/soberanosinternet.xls

¹⁶ Aswath Damodaran, Stern School of Business. Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2011 Edition. Página 51 e 52. Disponível em:

http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1769064

¹⁷ Energia Eólica – Fatos, custos e preços

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf

- Inflação: A inflação é baseada na média fornecida pelo Banco Central do Brasil de 4,5%¹⁸.

De acordo com as “Orientações para a avaliação da análise de investimento” a versão 05 menciona que devido ao fato do índice referencial ser baseado em parâmetros que são padrões no mercado, uma típica estrutura financeira dívida/ patrimônio deve ser utilizada. Portanto, é usada uma dívida de 50% e um patrimônio de 50%. A informação sobre a taxa de juros foi obtida a partir de uma estrutura bancária padrão: 12 anos e uma taxa de juros de 5,4%.¹⁹

O fluxo de caixa do Usina Eólica Pelado mostra que a TIR do patrimônio líquido para o desenvolvimento da atividade do projeto com e sem a consideração das receitas de RCE foram os seguintes:

Cenário	TIR do patrimônio líquido
Sem as receitas de RCE	6,56%
Com as receitas de RCE	6,99%

Tabela 7. TIR do patrimônio líquido

Os cálculos da TIR do patrimônio líquido mostram claramente que a TIR da atividade do projeto (6,56%) está abaixo do índice de referência financeiro escolhido (14,88%), demonstrando que o lucro líquido das vendas de energia elétrica não é suficiente para justificar e superar os investimentos necessários.

As receitas de RCE foram consideradas para uma duração de projeto de 21 anos por causa do período de crédito renovável de MDL de 7 anos; esta hipótese representa um alto risco devido à incerteza da renovação do Protocolo de Quioto pós 2012.

O resultado da análise mostra que o TIR do patrimônio líquido é menor do que a referência, portanto, o projeto sem os incentivos do MDL não oferece atrativos financeiros. Após a obtenção dos incentivos financeiros de MDL no fluxo de caixa do projeto, a TIR do patrimônio líquido aumentará.

Por outro lado, se o registro do MDL é obtido, a TIR para a atividade do projeto, que leva em conta as receitas provenientes das vendas de RCEs, aumentará até 6,99 %. Mesmo que esse valor de TIR do patrimônio líquido não seja alto o suficiente para atingir o índice de referência do investidor e do país, a contribuição do desenvolvimento ambiental e sustentável para o país, além da imagem conquistada e dos benefícios econômicos obtidos pela Gestamp Eólica Paraíso S.A. em consequência do registro da atividade de projeto como um projeto de MDL, será um incentivo importante para a implementação do projeto.

Esta seção nos permite concluir que o projeto considerado como uma atividade do projeto de MDL e os consequentes benefícios e incentivos advindos das receitas de RCE aliviarão ou superarão os obstáculos financeiros descritos.

Subetapa 2d. Análise de sensibilidade

¹⁸ Banco Central do Brasil. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/?SISMETAS>

¹⁹ Banco do Nordeste. Disponível em: http://www.bnb.gov.br/content/aplicacao/produtos_e_servicos/programas_bndes/gerados/bndes_e_finem.asp

O principal impulsionador da realização de uma análise de sensibilidade seria o preço de tCO₂ nos mercados organizados. O aumento da TIR do patrimônio líquido para cenários com preços diferentes de tCO₂:

	Preço de tCO ₂ (US\$/tCO ₂)				
	5	10	15	20	25
TIR do patrimônio líquido	6,74%	6,91 %	7,09 %	7,27%	7,45%
Aumento da TIR do patrimônio líquido	0,18%	0,17%	0,18%	0,18%	0,18%

Tabela 8. Aumento da TIR do patrimônio líquido com diferentes cenários.

Outros indicadores como o investimento total, os preços da energia elétrica, operação e manutenção (O&M) e custos de transmissão foram selecionados para a análise de sensibilidade, esses indicadores financeiros oscilaram dentro da faixa de -10% a +10%.

Nas Orientações sobre a Avaliação da Análise de Investimentos versão 5, parágrafo 20, consta o seguinte:

Apenas as variáveis, incluindo o custo do investimento inicial, que constituem mais de 20% de qualquer custo total do projeto ou receitas totais do projeto, devem ser submetidas a uma variação razoável (todos os parâmetros que variaram não têm necessariamente de serem submetidos a ambas as variações positivas e negativas de mesma magnitude).

Para o último parágrafo, concluímos as seguintes variáveis na análise de sensibilidade:

- Investimento: O parágrafo menciona que o custo do investimento deve ser incluído na análise de sensibilidade.
- O&M: Este custo representa mais de 40% do custo total, o que está em conformidade com o parágrafo da Ferramenta.
- Custo da transmissão: Este custo representa mais de 25% do custo total, o que está em conformidade com o parágrafo da Ferramenta.
- Preço de venda: O parágrafo menciona que a receita total deve ser incluída na análise de sensibilidade.

Investimento total	-10%	-5%	5%	10%
TIR do patrimônio líquido	8,94%	7,79%	5,46%	4,41%
Preços da energia elétrica	-10%	-5%	5%	10%
TIR do patrimônio líquido	4,03%	5,33%	7,73%	8,86%
Custo de transmissão	-10%	-5%	5%	10%
TIR do patrimônio	6,68%	6,62%	6,49%	6,43%



líquido				
O&M	-10%	-5%	5%	10%
TIR do patrimônio líquido	7,30%	6,93%	6,17%	5,78%

Tabela 9. Parâmetros Financeiros.

Concluindo, o projeto está de acordo com os requerimentos desta etapa e foi demonstrado que a atividade do projeto é adicional. Esta conclusão é suportada pelo seguinte:

- O TIR do patrimônio líquido sem os incentivos RCE (6,56%) é inferior ao valor de referência (14,88%).
- Na análise de sensibilidade as variáveis de maior impacto no TIR do patrimônio líquido são o preço da eletricidade e o fator de carga da planta. Entretanto, fica claramente demonstrado que no cenário mais otimista, quando o preço do investimento é diminuída em 10%, o TIR do patrimônio líquido só aumenta para 8,86%, ainda embaixo a referência aproximadamente. Por esta razão, fica demonstrada a aditibilidade do projeto.

Em resumo, o desenvolvimento da atividade do projeto sem o incentivo de RCE (alternativa 1, Subetapa 1-A) não é uma alternativa de investimento viável. Com base na última conclusão sobre a análise de investimento (etapa 2), a adicionalidade da atividade do projeto é fácil de ser vista e verificada.

Etapa 3. Análise de barreiras

N/A

Etapa 4. Análise das práticas comuns

A análise prática comum foi realizada de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” ver. 06.0.0.

As etapas da análise de prática comum são as seguintes:

Etapa 1: Calcular o intervalo de saída aplicável como +/- 50% da saída do projeto ou da capacidade da atividade do projeto proposto.

A capacidade da atividade de projeto é de 20 MW. Portanto, o intervalo de saída aplicável é 10-30 MW. Esse parâmetro será aplicado nas seguintes etapas.

Etapa 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as usinas que entreguem a mesma saída ou capacidade, dentro do intervalo de saída aplicável calculado na Etapa 1, conforme a atividade do projeto proposta e iniciou a operação comercial antes da data de início do projeto. Perceba os números N_{all} . As atividades de projeto CDM registradas não devem ser incluídas nesta etapa.

As usinas de energia do SIN que possuem uma capacidade de produção dentro da faixa de 10-30 MW são 317, portanto, $N_{all} = 317$.

Etapa 3: dentro das usinas identificadas na Etapa 2, identifique aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Perceba os números N_{diff} .



Das 317 usinas, 300 possuem uma tecnologia diferente da utilizada na atividade do projeto proposto. Portanto, $N_{diff} = 300$.

Etapa 4: Calcule o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando as usinas com tecnologia semelhante à tecnologia utilizada na atividade do projeto em todas as usinas que fornecem o mesmo resultado ou capacidade da atividade do projeto proposto.

A atividade de projeto proposta é uma “prática comum” dentro de um setor da área geográfica aplicável se as seguintes condições forem cumpridas:

- a) o fator F é maior que 0,2, e*
- b) $N_{all} - N_{diff}$ é maior que 3.*

De acordo com as últimas etapas, o cálculo do Fator F é o seguinte:

$$F = 1 - N_{diff} / N_{all}$$

Onde:

$$N_{all} = 317$$

$$N_{diff} = 300$$

Portanto, $F = 1 - (300/317)$.

Para essa atividade de projeto, o valor calculado do fator F é 0,054. Portanto, de acordo com a etapa 4, a atividade de projeto não é uma prática comum, pois o fator F é inferior a 0,2.

Subetapa 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposto.

A tabela a seguir mostra todos os parques eólicos em funcionamento (59), segundo informações publicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica. No entanto, apesar de outras atividades semelhantes estarem sendo implementadas no país anfitrião, todas essas atividades possuem o apoio do PROINFA, que oferece vários benefícios que permitem/facilitam a implementação de parques eólicos.

Unidades em funcionamento			
Fonte	Unidades	Potência (kW)	%
Hidrelétrica	354	202.138	0,17
Eólica	59	1.141.542	0,99
Pequenas centrais hidrelétricas	408	3.701,750	3,20
Solar	6	1.087	0
Hidrelétrica (2)	180	77.807.529	67,36
Térmica	1.476	30.648.040	26,53
Nuclear	2	2.007.000	1,74
Total	2.485	115.509.086	100

Tabela 10. Usinas em funcionamento em até setembro 8, 2011²⁰.

Algumas unidades de parques eólicos em funcionamento ou em construção no Brasil foram desenvolvidas no âmbito do programa PROINFA. Esse programa prevê a instalação de 220 MW de energia eólica em todos os estados, utilizando a data de emissão da Licença Ambiental Inicial como critério para a seleção dos projetos. O projeto do Usina Eólica Pelado não foi selecionado pelo PROINFA e não se beneficiou dos preços da energia elétrica e do financiamento concedidos pelo programa.

A seleção dos projetos que serão desenvolvidos pelo programa PROINFA foi concluída antes do ano de 2009. Portanto, o projeto do Usina Eólica Pelado não poderia receber os benefícios deste programa, pois até a data em que o projeto adquiriu a licença para a geração de eletricidade, não havia opção para participação no programa PROINFA.

O objetivo do programa PROINFA era apoiar o desenvolvimento de parques eólicos (até 1.379 MW de capacidade)²¹. No entanto, como foi mencionado anteriormente, o projeto do Usina Eólica Pelado não foi selecionado para obter os benefícios desse programa

Alguns principais incentivos do programa PROINFA são:

- financiamento de até 70% do investimento, com exceção de produtos importados, serviços e aquisição de terras. Os investidores devem garantir 30% do capital do projeto²².
- A depreciação é considerada de 10 anos.
- Cancelamento do pagamento de juros durante a construção do projeto²³.
- Compra de energia garantida por 20 anos²⁴.

As tabelas a seguir mostram todos os projetos de usinas eólicas incluídas no programa PROINFA:

Data	Qualif	Usina	Estado	Potência. (MW)
15/10/2003	PIA	UEE BA 3- Caetité	BA	192,10
18/06/2001	PIA	UEE Beberibe	CE	25,20
26/04/2002	PIA	UEE Praia do Morgado	CE	28,80

²⁰ Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

A Tabela 11 foi obtida a partir do banco de dados do Web site da ANEEL constantemente atualizado. As informações na tabela foram obtidas em 08 de setembro de 2011.

²¹ World Resources Institute. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Disponível em: <http://projects.wri.org/sd-pams-database/brazil/programme-incentives-alternative-electricity-sources-proinfa>

²² Organização dos Estados Iberoamericanos. Proinfa incentiva fontes alternativas de energia. Disponível em: http://www.oei.es/divulgacioncientifica/reportajes_084.htm

²³ A ferramenta do empreendedor. PROINFA –Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica do Brasil. Disponível em: http://www.entrepreneurstoolkit.org/index.php?title=PROINFA_-_Programa_de_Incentivo_%C3%A0s_Fontes_Alternativas_de_Energia_El%C3%A9trica_no_Brasil

²⁴ Governo do Brasil. Matriz Energética. Disponível em: http://www.brasil.gov.br/cop-espanol/panorama/lo-que-brasil-esta-haciendo/matriz-energetica/br_model1?set_language=es



26/04/2002	PIA	UEE Volta do Rio	CE	42,00
28/05/2002	PIA	UEE Enacel	CE	31,50
03/09/2002	PIA	UEE Praias de Parajuru	CE	28,80
27/09/2002	PIA	UEE Canoa Quebrada	CE	57,00
23/03/2003	PIA	UEE Canoa Quebrada	CE	10,50
08/10/2002	NAO PIA	UEE Formosa	CE	104,40
08/10/2002	NAO PIA	UEE Foz do Rio Choró	CE	25,20
08/10/2002	NAO PIA	UEE Paracuru	CE	23,40
18/10/2002	NAO PIA	UEE Icaraizinho	CE	54,00
13/12/2002	PIA	UEE Taíba Albatroz	CE	16,50
27/12/2002	PIA	UEE Central Geradora Eólica Bons Ventos	CE	50,00
20/03/2003	PIA	UEE Lagoa do Mato	CE	27,00
24/07/2003	PIA	UEE Taíba Águia	CE	27,00
30/07/2003	PIA	UEE Caraúbas	CE	10,50
17/09/2003	PIA	UEE Ubajara	CE	100,00
17/09/2003	PIA	UEE Paracuru	CE	100,00
13/11/2003	PIA	UEE Taíba Andorinha	CE	22,00
24/12/2003	PIA	UEE Caponga	CE	10,00
20/02/2004	PIA	UEE da Fábrica da Wobben Windpower	CE	0,60
06/11/2003	PIA	UEE Alhandra	PB	5,40
07/11/2003	PIA	UEE Vitória	PB	4,50
26/11/2003	PIA	UEE Coelho I	PB	4,50
26/11/2003	PIA	UEE Millenium	PB	10,20
23/12/2003	PIA	UEE Albatroz	PB	4,50
23/12/2003	PIA	UEE Caravela	PB	4,50
23/12/2003	PIA	UEE Mataraca	PB	4,50
30/12/2003	PIA	UEE Atlântica	PB	4,50
30/12/2003	PIA	UEE Camurim	PB	4,50
30/12/2003	PIA	UEE Coelho II	PB	4,50
30/12/2003	PIA	UEE Coelho III	PB	4,50
30/12/2003	PIA	UEE Coelho IV	PB	4,50
30/12/2003	PIA	UEE Presidente	PB	4,50
02/05/2002	PIA	UEE Pirauá	PE	4,25
14/07/2003	NAO PIA	UEE PE3- Poçao	PE	62,05
12/09/2003	NAO PIA	UEE PE2- Serra de Macambira	PE	59,50
05/12/2003	PIA	UEE Gravata Fruitrade	PE	4,25
05/12/2003	PIA	UEE Mandacaru	PE	4,25
05/12/2003	PIA	UEE Santa Maria	PE	4,25
05/12/2003	PIA	UEE Xavante	PE	4,25



09/01/2004	PIA	UEE Pedra do Sal	PI	70,55
09/01/2004	PIA	UEE Coqueiro	RJ	14,40
09/01/2004	PIA	UEE Gargaú	RJ	28,05
09/01/2004	PIA	UEE Mundéus	RJ	23,80
09/01/2004	PIA	UEE Saco Dantas	RJ	26,40
23/01/2004	NAO PIA	UEE Quintanilha Machado 1	RJ	135,00
03/02/2004	PIA	UEE Maravilha	RJ	49,60
20/11/2002	NAO PIA	UEE RN 1 – Mel	RN	89,25
20/11/2002	NAO PIA	UEE RN 11- Guamaré	RN	146,20
20/11/2002	NAO PIA	UEE RN 15- Rio do Fogo	RN	49,30
20/11/2002	PIA	UEE RN 3 – Gameleira	RN	49,30
20/11/2002	PIA	UEE RN 4- Pititinga	RN	49,30
12/03/2003	PIA	UEE Alegria I	RN	51,00
12/03/2003	PIA	UEE Alegria II	RN	100,80
21/03/2003	PIA	UEE Vale de Esperança	RN	29,70
02/10/2003	PIA	UEE Paraíso Farol	RN	102,00
17/12/2003	PIA	UEE Aralém	RN	27,00
17/12/2003	PIA	UEE Zumbi	RN	29,70
08/01/2004	PIA	UEE Fonseca	RN	97,50
20/02/2004	PIA	UEE Paraíso Azul	RN	51,00
31/03/2004	PIA	UEE Lagoas de Genipabu	RN	4,50
27/03/2003	PIA	UEE Ponta do Mel	RN	50,40
08/01/2003	NAO PIA	UEE dos Índios	RS	50,00
08/01/2003	NAO PIA	UEE Osório	RS	50,00
08/01/2003	NAO PIA	UEE Sangradouro	RS	50,00
30/05/2003	PIA	UEE Elebras Cidreira I	RS	72,00
27/06/2003	NAO PIA	UEE Serra dos Antunes	RS	98,60
24/09/2003	NAO PIA	UEE Palmares	RS	50,00
4/12/2003	PIA	UEE Fazenda Eólica de Xangri-lá	RS	26,25
30/01/2004	PIA	UEE Fazenda Eólica de Imbé	RS	35,00
10/09/2003	PIA	UEE Osório I	RS	28,50
10/09/2003	PIA	UEE Xangri-lá II	RS	6,00
23/09/2003	PIA	UEE Xangri-lá I	RS	24,00
10/12/2003	PIA	UEE Casqueiro I	RS	6,00
10/12/2003	PIA	UEE Casqueiro II	RS	45,00
22/10/2003	NAO PIA	UEE Livramento	RS	74,80
04/04/2003	PIA	UEE Água Doce	SC	9,00
08/04/2003	NAO PIA	UEE Aquibata	SC	30,00
08/04/2003	NAO PIA	UEE Bom Jardim	SC	30,00



08/04/2003	NAO PIA	UEE Cascata	SC	4,80
08/04/2003	NAO PIA	UEE Cruz Alta	SC	30,00
08/04/2003	NAO PIA	UEE Pulpito	SC	30,00
08/04/2003	NAO PIA	UEE Santo Antônio	SC	4,80
08/04/2003	NAO PIA	UEE Três Pinheiros	SC	30,00
08/04/2003	NAO PIA	UEE Salto	SC	30,00
08/04/2003	PIA	UEE Amparo	SC	30,00
08/04/2003	PIA	UEE Campo Belo	SC	9,60
08/04/2003	PIA	UEE Rio do Ouro	SC	30,00
26/11/2003	PIA	UEE Santa Marta	SC	46,53
07/05/2004	PIA	UEE do Vigia	SC	30,00

Tabela 11. Usinas de programa PROINFA ²⁵.

As tabelas a seguir mostram todas as unidades de parques eólicos em funcionamento no Brasil e sua correspondência com as tabelas anteriores:

Usina	Estado	Potência inspecionada (MW)	Desenvolvido com o Programa PROINFA	Desenvolvido como um projeto MDL
UEE Beberibe	CE	25,60	SIM	NÃO
UEE RN 15- Rio do Fogo	RN	49,30	SIM	SIM
UEE Praia do Morgado	CE	28,80	SIM	NÃO
UEE Volta do Rio	CE	42,00	SIM	NÃO
UEE Alegria I	RN	51,0	SIM	NÃO
UEE Pirauá	PE	4,95	SIM	NÃO
UEE Bom Jardim	SC	0,60	SIM	NÃO
UEE Foz do Rio Choró	CE	25,20	SIM	SIM
UEE Praia Formosa	CE	104,40	SIM	SIM
UEE Canoa Quebrada	CE	10,50	SIM	NÃO

²⁵ Eletrobras. Disponível em:

<http://www.eletrobras.gov.br/ELB/services/eletrobras/ContentManagementPlus/FileDownload.ThrSvc.asp?DocumentID={9B6832B3-F317-4BF6-A663-E466A250B8A7}&ServiceInstUID={9C2100BF-1555-4A9D-B454-2265750C76E1}&InterfaceInstUID={18F15ED9-1E73-4990-8CC6-F385CE19FF17}&InterfaceUID={72215A93-CAA7-4232-A6A1-2550B7CBEE2F}&ChannelUID={B38770E4-2FE3-41A2-9F75-DFF25AF92DED}&PageUID={ABB61D26-1076-42AC-8C5F-64EB5476030E}&BrowserType=IE&BrowserVersion=6>



UEE Lagoa do Mato	CE	3,23	SIM	SIM
UEE Icaraizinho	CE	54,60	SIM	SIM
UEE Paracuru	CE	23,40	SIM	SIM
UEE Elebrás Cidreira 1	RS	70,00	SIM	NÃO
UEE Praias de Parajuru	CE	28,804	SIM	NÃO
UEE Gargaú	RJ	28,05	SIM	SIM
UEE Pedra do Sal	PI	18,00	SIM	NÃO
UEE Enacel	CE	31,50	SIM	NÃO
UEE Canoa Quebrada	CE	57,00	SIM	NÃO
UEE Água Doce	SC	9,00	SIM	SIM
UEE Osório	RS	50,00	SIM	SIM
UEE Sangradouro	RS	50,00	SIM	SIM
UEE Palmares	RS	8,00	SIM	NÃO
UEE Taíba Albatroz	CE	16,50	SIM	NÃO
UEE dos Índios	RS	50,00	SIM	SIM
UEE Central Geradora Eólica Bons Ventos	CE	50,00	SIM	NÃO
UEE Xavante	PE	4,95	SIM	NÃO
UEE Mandacaru	PE	4,95	SIM	NÃO
UEE Santa Maria	PE	4,95	SIM	NÃO
UEE Gravatá Fruitrade	PE	4,95	SIM	NÃO
UEE Millenium	PB	10,20	SIM	NÃO
UEE Pulpito	SC	30,00	SIM	NÃO
UEE Santo Antônio	SC	3,00	SIM	SIM
UEE Rio do Ouro	SC	30,00	SIM	NÃO
UEE Vitória	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Presidente	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Camurim	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Albatroz	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Coelhos I	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Coelhos III	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Atlântica	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Caravela	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Coelhos II	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Coelhos IV	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Mataraca	PB	4,50	SIM	NÃO
UEE Alhandra	PB	6,30	SIM	NÃO
UEE Prainha	CE	10,00	NÃO	NÃO
UEE Taíba	CE	5,00	NÃO	NÃO
UEE Elétrica de Palmas	PR	2,50	NÃO	NÃO



UEE Mucuripe	CE	2,40	NÃO	NÃO
UEE do Horizonte	SC	4,80	NÃO	SIM
UEE Macau	RN	1,80	NÃO	SIM
UEE Mangue Seco 3	RN	26,00	NÃO	NÃO
UEE Fazenda Rosário 3	RS	14,00	NÃO	NÃO
UEE Fazenda Rosário	RS	8,00	NÃO	NÃO
UEE Cerro Chato II (Ex. Coxilha Negra VI)	RS	30,00	NÃO	SIM
UEE Cerro Chato III (Ex. Coxilha Negra VII)	RS	30,00	NÃO	SIM
UEE IMT	PR	2,20	NÃO	NÃO
UEE Ventos do Brejo A-6	RN	6,00	NÃO	NÃO

Tabela 12. Parques eólicos em operação até 8 de setembro, 2011²⁶.

Considerando o mesmo intervalo de saída como a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” ver. 06.0.0., existem 17 usinas de energia eólica operando no Brasil com um intervalo de 10-30 MW.

Das 17 usinas de energia eólica, cerca de 70% (12 usinas de energia) têm os benefícios do programa PROINFA. Apenas 3 usinas não têm os benefícios do PROINFA e não se aplicam para registro como projetos MDL.

As 3 plantas que não têm nenhum benefício (PROINFA, MDL) são UEE Prainha (10 MW), UEE Fazenda Rosário 3 (14 MW) e UEE Mangue Seco 3 (26 MW). As duas primeiras usinas de energia eólica têm uma capacidade mais baixa do que a atividade do projeto, o que significa um baixo investimento e custos operacionais mais baixos.

Existe apenas uma usina eólica com capacidade mais alta do que a atividade do projeto proposto que não tem incentivos do PROINFA ou do MDL, que é a Usina Eólica Mangue Seco 3, este projeto tem uma capacidade de instalação de 26 MW. A razão para este projeto continuar sem incentivos MDL é o preço alto da energia de 149,99\$/MWh²⁷ (significando um aumento de 50% comparado com o preço de venda da energia da atividade do projeto) o que torna o projeto lucrativo sem os incentivos do MDL.

²⁶ ANEEL Banco de Informações de Geração

A Tabela 12 foi obtida a partir do banco de dados do Web site da ANEEL constantemente atualizado. As informações na tabela foram obtidas em 26 de abril de 2010. A informação na coluna “Desenvolvida com o Programa PROINFA” foi completada levando em consideração a tabela 11.

ANEEL Banco de Informações de Geração

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3>

²⁷ CCEE- Sistema dos Leilões de Energia Elétrica. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/download/noticias/2009/20091215_Resultados_do_Leilao_de_Eolica_2009.pdf



Embora o preço de venda da energia seja superior, o que torna o projeto Mangue Seco 3 muito lucrativo, o projeto levou mais de dois anos para ser operacionalizado desde que o projeto ganhou o leilão 003/2009.

Essa informação demonstra que a maioria das atividades similares precisam de incentivos de um programa, por causa da grande barreira de investimento que os projetos enfrentam no Brasil.

Além disso, quatro projetos eólicos em funcionamento estão registrados como projetos de MDL:

Data de registro	Nome do projeto	MW	País anfitrião
28/08/2006	Projeto de geração de energia eólica Do Horizonte	4,8	Brasil
30/09/2006	Projeto de geração de energia eólica De Água Doce	9,0	Brasil
28/12/2006	Projeto do Parque Eólico de Osório	50,0	Brasil
09/03/2007	Projeto do Parque Eólico da Petrobras para bombeamento de petróleo em Macau, Brasil	1,8	Brasil

Tabela 13. Projetos de MDL registrados até 28 Janeiro de 2012.

Atualmente, todos os projetos de parque eólico registrados estão em funcionamento. Estas usinas também possuem RCEs emitidos, nesta ordem: Parque Eólico de Osório (292.505 RCEs), Parque Eólico do Horizonte (26.113 RCEs), Parque Eólico de Água Doce (16.067 RCEs) e Parque Eólico da Petrobras (0 RCE)

Em resumo, existem 59 usinas eólicas operando no Brasil, das quais 89% necessitam de um incentivo extra para operar (PROINFA, MDL), 10% representam as usinas eólicas que operam sem nenhum incentivo, mas com uma capacidade inferior à atividade do projeto proposta (até 14 MW) e apenas 1% representa usinas eólicas com alta capacidade (como explicado anteriormente nesta seção). De acordo com a informação anterior, pode ser concluído que a prática comum no Brasil é que as usinas eólicas em operação necessitam de algum tipo de incentivo para operar (PROINFA, MDL). O desenvolvimento do projeto pode ser mal realizado sem os incentivos do MDL, os quais, ao mesmo tempo, apóiam a adicionalidade do projeto.

Subetapa 4b. Discussão de outras opções semelhantes existentes

Não foram observadas outras atividades. Os projetos semelhantes que foram recentemente anunciados dependem de incentivos adicionais provenientes do registro como projeto de MDL, a fim de superar as barreiras existentes.

A utilização descrita acima da Ferramenta de Adicionalidade mostra que todas as etapas e subetapas forem cumpridas.

Há alternativas realistas e verossímeis em conformidade com as leis e regulamentos obrigatórios, e uma análise de índice de referência, incluindo uma análise de sensibilidade, concluem que a atividade do projeto proposto é financeiramente atraente. As principais diferenças entre a atividade do projeto e atividades semelhantes observadas são explicadas de forma razoável. Portanto, a atividade do projeto proposto é adicional.

**B.6. Reduções de emissão:****B.6.1. Justificativa das escolhas metodológicas:****Reduções de emissão**

De acordo com a metodologia ACM0002 v.12.3.0, as reduções de emissões são calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (1)$$

Onde:

ER_y	Reduções de emissões no ano y (tCO ₂ e)
BE_y	Emissões em linha de base no ano y (tCO ₂)
PE_y	Emissões do projeto no ano y (tCO ₂ e)

Emissões do Projeto

O projeto proposto não é baseado na energia hidrelétrica ou geotérmica e, portanto, não é necessário considerar as emissões de gases de efeito estufa do projeto, de acordo com as diretrizes estabelecidas pela metodologia ACM0002 versão 12.3.0, que menciona o seguinte.

As emissões do projeto são calculadas da seguinte forma

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad (2)$$

Onde:

PE_y	Emissões do projeto no ano y (tCO ₂ e)
$PE_{FF,y}$	Emissões do projeto a partir do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO ₂)
$PE_{GP,y}$	Emissões do projeto provenientes da operação de usinas geotérmicas em função da liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO ₂ e)
$PE_{HP,y}$	Emissões do projeto a partir de reservatórios das usinas hidrelétricas no ano y (tCO ₂ e)

Combustível Fóssil ($PE_{FF,y}$)

Para os projetos térmico solar e geotérmico, que também utilizam combustível fóssil para geração de eletricidade, as emissões de CO₂ a partir da combustão dos combustíveis fósseis devem ser contadas como emissões do projeto ($PE_{FF,y}$).

$PE_{FF,y}$ deve ser calculado de acordo com a última versão da “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou vazamento de CO₂ a partir da queima de combustível fóssil”.

As emissões de gases não condensáveis a partir da operação de usinas de energia geotérmicas ($PE_{GP,y}$)

Para as atividades de projeto geotérmico, os participantes do projeto devem considerar as emissões fugitivas de dióxido de carbono e metano devido à liberação de gases não condensáveis do vapor produzido. Os gases não condensáveis em reservatórios geotérmicos usualmente consistem principalmente de CO₂ e H₂S. Eles também contêm uma pequena quantidade de hidrocarbonetos, incluindo predominantemente CH₄. Em projetos de energia geotérmica, os gases não condensáveis escoam com o vapor para a usina de energia. Uma pequena proporção de CO₂ é convertida para



carbonato/bicarbonato no circuito de água de arrefecimento. Além disso, as partes dos gases não condensáveis são reinjetados dentro do reservatório geotérmico. No entanto, em uma abordagem conservativa, esta metodologia presume que todos os gases não condensáveis que entram na usina de energia são descarregados para atmosfera através da torre de arrefecimento. Dióxido de carbono fugitivo e as emissões de metano, devido a testes de poço e teste de resíduos não são considerados, pois eles são desprezíveis.

O $PE_{GP,y}$ é calculado como se segue:

$$PE_{GP,y} (W_{vapor,CO_2,y} + W_{vapor,CH_4,y} * GWP_{CH_4}) * M_{vapor,y} \quad (3)$$

Onde:

- $PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto provenientes da operação das usinas de energia geotérmica devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO₂e).
- $W_{vapor,CO_2,y}$ = Fração da massa média de dióxido de carbono no vapor produzido no ano y (tCO₂/t vapor).
- $W_{vapor,CH_4,y}$ = Fração da massa média de metano no vapor produzido no ano y (tCH₄/t vapor)
- GWP_{CH_4} = Potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso relevante (tCO₂e/tCH₄)
- $M_{vapor,y}$ = Quantidade de vapor produzido no ano y (t vapor)

Emissões e dos reservatórios de água de usinas hidroelétricas ($PE_{HP,y}$)

Para as atividades do projeto de hidroelétricas que resultem em novos reservatórios únicos ou múltiplos e atividades do projeto de hidroelétricas que resultem no aumento de reservatórios múltiplos ou únicos já existentes, os proponentes do projeto devem considerar as emissões de CH₄ e CO₂ provenientes dos reservatórios, estimadas como se segue:

(a) Se a densidade da energia de reservatórios únicos ou múltiplos (PD) for maior que 4 W/m² e menor igual a 10 W/m²:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000} \quad (4)$$

Onde:

- $PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto de reservatórios de usinas hidroelétricas no ano y (tCO₂e)
- EF_{Res} = Ausência do fator de emissão para emissões dos reservatórios de usinas de hidroelétricas (kgCO₂e/MWh)
- TEG_y = Total de eletricidade produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y (MWh)

(b) Se a densidade da energia da atividade do projeto (PD) for maior que 10 W/m²:

$$PE_{HP,y} = 0 \quad (5)$$



A densidade da energia da atividade do projeto (AP) é calculada como segue:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad (6)$$

Onde:

- PD = Densidade de energia da atividade do projeto (W/m^2)
 Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidroelétrica após a implementação da atividade do projeto (W)
 Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina de hidroelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas usinas hidroelétricas, esse valor é zero
 A_{PJ} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2)
 A_{BL} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos, medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, este valor é zero.

Esta fonte de emissão não se aplica à atividade do projeto, pois será desenvolvido um parque eólico e não uma instalação hidroelétrica, nenhum reservatório de água foi planejado na concepção deste parque eólico.

Com base na seguinte sentença tomada a partir da descrição metodologia ACM0002 / versão 12.3.0, o valor de PE foi considerado zero:

"Para a maioria das atividades de projeto de energia renovável de geração de energia, $PE_y = 0$ "

Essa atividade de projeto não está relacionada com o desenvolvimento de uma usina geotérmica ou hidrelétrica, portanto, a emissão do projeto é considerada nula ($PE_y = 0$)

Vazamento

Para o cálculo do vazamento, a metodologia ACM0002 ver. 12.3.0 afirma:

"As emissões de vazamento não são consideradas. As principais emissões que aumentam potencialmente o vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões originadas por atividades como a construção da usina e a emissão resultante da utilização de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas"

Em conclusão, as emissões de vazamento são consideradas nulas.

Emissões da linha de base

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (7)$$

Onde:

- BE_y = Emissões base anuais y (tCO_2)
 $EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e enviada para a rede como resultado da

$EF_{grid,CM,y}$ = implementação da atividade de projeto CDM no ano y (MWh)
= Margem combinada do fator de emissão de CO₂ por geração de energia conectada à rede no ano y calculada usando a última versão da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (tCO₂/MWh)

De acordo com a metodologia, como a atividade de projeto está sendo desenvolvida em um local onde nenhuma usina de energia renovável havia sido implementada antes, então:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad (8)$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e enviada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto CDM no ano y (MWh)

$EF_{facility,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada fornecida pela planta/unidade do projeto no ano y (MWh)

Para o cálculo do fator de emissão, que resultará na redução de emissões totais equivalente de CO₂ para o período total de crédito, será utilizada uma Margem Combinada (CM) ($EF_{grid,CM,y}$) de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade versão 02.2.1”.

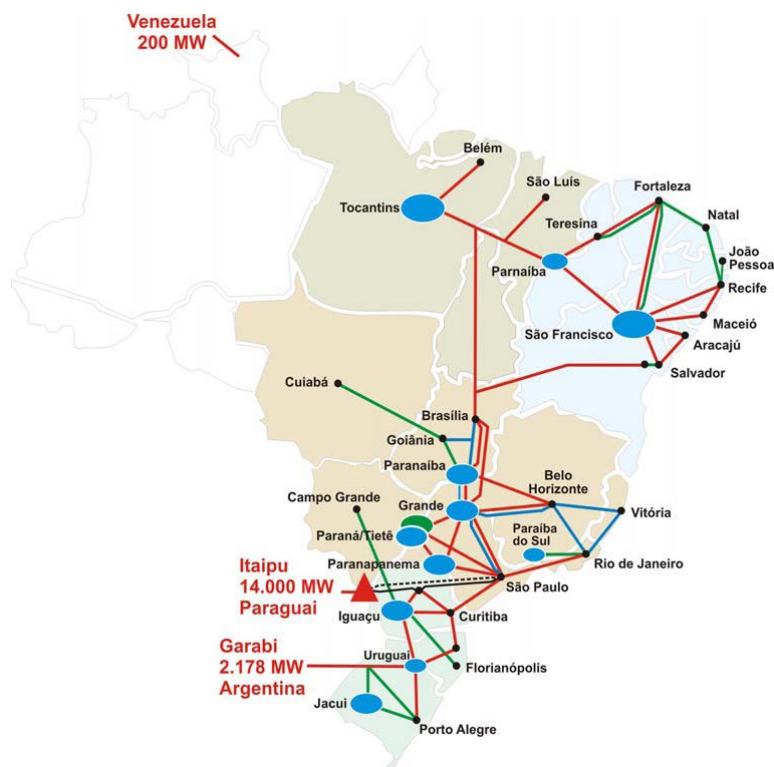
As etapas para calcular o fator de emissão são:

1. Identificar o sistema de energia elétrica de interesse.
2. Escolha se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional).
3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (OM).
4. Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.
5. Calcular o fator de emissões da margem de construção (BM).
6. Calcular o fator de emissões da margem combinada (CM).

Etapas 1. Identificar o sistema de energia elétrica de interesse.

Na sua reunião de 29 de abril de 2008, a Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC) aprovou uma decisão pela qual o Brasil foi considerado um sistema único de eletricidade (o Sistema Interligado Nacional ou SIN) para efeito de cálculo dos fatores de emissão na metodologia ACM0002 versão 12.3.0. Por isso, o SIN é o sistema de energia elétrica do projeto.

Os sistemas de energia elétrica do Uruguai e da Argentina são considerados sistemas conectados de energia elétrica, que são conectados ao SIN por meio de linhas de transmissão. O mapa abaixo ilustra a identificação do sistema de energia elétrica.

Figura 4. Sistema Elétrico Nacional²⁸

Para o sistema elétrico acima, foram adotadas as seguintes opções descritas na ferramenta:

- Na determinação do fator de emissão da margem operacional, as importações da Argentina e do Uruguai são consideradas como fontes de geração de eletricidade com um fator de emissão de 0 toneladas de CO₂ por MWh.
- As exportações de energia elétrica para o Uruguai ou para a Argentina não foram excluídas dos dados de geração dados para calcular e controlar os fatores de emissão.

Etapa 2. Escolha se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional)

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

- Opção I: São incluídas no cálculo somente as usinas da rede.
- Opção II: As usinas da rede de energia e de fora dela são incluídas no cálculo.

Gestamp Eólica Paraíso S.A. escolheu a Opção I e somente as usinas da rede são incluídas no cálculo.

Etapa 3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (OM)

²⁸ Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS).

Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_integracao_eletroenergetica.aspx

Os dados da margem de operação publicados pela comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais estão usando o método de análise de dados *de envio*, então a opção (c) foi escolhida.

Devido à margem operacional, o cálculo com o método de dados de despacho do fator de emissão é ex posto.

- Opção Ex post: Se a opção ex post for escolhida, o fator de emissão é determinado para o ano em que a atividade de projeto desloca a eletricidade da rede, exigindo que o fator de emissão seja atualizado anualmente durante o monitoramento. Se os dados necessários para calcular o fator de emissão para o ano y estiverem geralmente disponíveis apenas depois de seis meses após o fim do ano y , em alternativa, o fator de emissão do ano anterior $y-1$ pode ser usado. Se os dados estiverem geralmente disponíveis apenas 18 meses após o fim do ano y , o fator de emissão do ano anterior $y-2$ pode ser utilizado. A coleta dos mesmos dados (y , $y-1$ ou $y-2$) deve ser utilizada em todos os períodos de obtenção de créditos.

Etapas 4: Calcula-se a operação factor de emissão da margem de acordo com o método seleccionado.

O método de análise de dados De envio do fator de emissão OM ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado baseado nas unidades da rede que estão realmente enviando no limite a cada hora h em que o projeto esteja deslocando energia do sistema. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos, e, assim, requer monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

O fator de emissão é calculado da seguinte forma:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad (9)$$

Onde:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$ = Análise de dados De envio na margem operacional de do fator de emissão de CO₂ no ano y (tCO₂/MWh).
- $EG_{PJ,h}$ = A eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh).
- $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ por unidade geradora da rede no topo da ordem de envio na hora h no ano y (tCO₂/MWh).
- $EG_{PJ,y}$ = Eletricidade total deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh).
- H = Horas por ano nas quais a atividade do projeto está deslocando energia da rede.
- Y = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando energia da rede.

Se os dados do consumo horário de combustível, então o fator de emissão horário é determinado por:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (10)$$

Onde:

$EF_{EL,DD,h}$	= Fator de emissão de CO ₂ por unidades geradoras da rede no topo da lista de envio na hora h do ano y (tCO ₂ /MWh)
$FC_{i,n,h}$	= Quantidade de combustível fóssil tipo i consumido pela unidade geradora da rede n na hora h (Unidade de massa ou volume)
$NCV_{i,y}$	= Valor calorífico Líquido (conteúdo energético) do combustível fóssil tipo i no ano y (GJ/unidade de massa ou volume)
$EF_{CO_2,i,y}$	= Fator de emissão de CO ₂ do combustível fóssil tipo i no ano y (tCO ₂ /GJ)
$EG_{n,h}$	= Eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade geradora da rede n na hora h (MWh)
n	= Unidades geradoras da rede no topo da lista de envio (conforme definido abaixo).
i	= Tipos de combustível fóssil consumidos pela unidade n no ano y .
h	= Horas por ano y nas quais a atividade do projeto está deslocando energia da rede.
y	= Ano no qual a atividade do projeto está deslocando energia da rede.

Caso contrário, o fator de emissão horária é calculado com base na eficiência de energia da unidade de energia da rede e do tipo de combustível usado, como se segue:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_n EG_{n,h} \times EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (11)$$

Onde:

$EF_{EL,DD,h}$	= Fator de emissão de CO ₂ para a rede de energia no topo da ordem de despacho em horas h e anos y (tCO ₂ /MWh)
$EG_{n,h}$	= Quantidade líquida de eletricidade grata e entregue à rede pela unidade de rede elétrica n em horas h (MWh)
$EF_{EL,n,y}$	= Fator de emissão do CO ₂ da unidade de rede de energia n no ano y (tCO ₂ /MWh).
N	= Unidades de rede de energia no topo do despacho (conforme descrito abaixo:)
H	= Horas por ano y na qual a atividade do projeto deslocou eletricidade da rede

O fator de emissão CO₂ das unidades geradoras da rede n ($EF_{EL,n,y}$) devem ser determinadas por meio do OM simples, usando as opções A1, A2 ou A3.

Para determinar o conjunto de unidades geradoras da rede n que estão no topo da lista de envio, obtenha de um centro de envio nacional:

- A ordem de operação do sistema de envio da rede para cada unidade geradora do sistema incluindo unidades geradoras das quais a eletricidade é importada.
- A quantidade de energia (MWh) que é enviada de todas as unidades geradoras no sistema durante cada hora h que a atividade do projeto esteja deslocando eletricidade.

A cada hora h , adicione cada unidade geradora da rede usando a ordem de mérito. O grupo de unidades geradoras n no limite de envio incluem as unidades nos primeiros $x\%$ da eletricidade total enviada na hora h , onde $x\%$ é igual ou maior que:

(a) 10%.

(b) A quantidade de eletricidade deslocada pela atividade do projeto durante a hora h dividida pela eletricidade total gerada pelas usinas geradoras durante a hora h .

A Margem de Operação se refere ao mistura real de geração de energia instalado no Brasil. O consumo total de combustível para geração é dividido pelos diferentes tipos de usinas geradoras, para determinar a média ponderada das emissões reais de CO₂ no Brasil.

No Brasil a Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial sobre Mudanças Globais Climáticas – CIMGC) publicou em seu site os dados do fator de emissão na margem operacional para cada mês²⁹.

Na versão 02.2.1 da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" é afirmado o seguinte:

"Para os dados de despacho análise OM, use o ano em que a atividade de projeto desloca a eletricidade da rede e atualize fator de emissão anualmente durante o monitoramento."

Portanto, devido ao fato do DNA brasileiro usar o método OM para o envio de dados, o Fator de Emissão da Margem Operacional é ex-posto.

Etapas 5: Calcular o fator de emissões da margem de construção (BM).

A margem de construção do fator de emissão é a geração ponderada do fator de emissão médio (tCO₂/MWh) de todas as m unidades de energia durante o ano y mais recente para o qual os dados de geração de energia estejam disponíveis, para este projeto é calculada ex-post e, como segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (12)-$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh).
$EG_{m,y}$	Quantidade energia elétrica gerada e entregue à rede pela unidade de energia m no ano y (MWh).
$EF_{EL,m,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da unidade de energia m no ano y (tCO ₂ /MWh).
m	Unidades de energia incluídas na margem de construção.
y	Ano histórico mais recente cujos dados da geração de energia estão disponíveis.

Em resumo, o $EF_{grid,BM,y}$ foi calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico", versão 02.2.1. O grupo de amostra das unidades de energia m , usado para calcular a margem de construção deve ser determinado conforme o procedimento a seguir, de acordo com a época da coleta dos dados selecionados acima:

- Identificar um conjunto de cinco unidades de energia, excluindo as unidades de energia registradas como atividades do projeto MDL, que passaram a fornecer eletricidade para a rede,

²⁹ "Ministério da Ciência e Tecnologia". Disponível em:
<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>



- mais recentemente, ($SET_{5-units}$) e determinar a sua geração anual de eletricidade ($AEG_{SET-5-units}$, in MWh).
- b) Determinar a geração anual de eletricidade do projeto do sistema elétrico, excluindo as unidades de energia registradas como atividades de projeto MDL (AEG_{total} , em MWh). Identificar o conjunto de unidades de energia, excluindo as unidades de energia registradas como atividades do projeto MDL, que passaram a fornecer eletricidade para a rede, mais recentemente, e que compreendem 20% do AEG_{total} (se 20% recair sobre parte da geração de uma unidade, a geração desta unidade está totalmente inclusa no cálculo) ($SET \geq 20\%$) e determinar a sua geração anual de eletricidade ($AEG_{SET \geq 20\%}$, em MWh) -
 - c) Do $SET_{5-units}$ e do $SET_{\geq 20\%}$ selecione o conjunto de unidades de energia que abranjam a maior geração anual de eletricidade (SET_{sample}).

Para o cálculo da margem de construção de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", há duas opções para calcular a margem de construção:

Opção 1: Para o primeiro período de crédito, calcule a margem de construção de emissões ex-ante com base na informação mais recente disponível em unidades já construídas para a amostra do grupo m no período de submissão do MDL-DCP ao DOE para validação. Para o segundo período de crédito, fator de emissão de CO₂ da margem de construção deve ser atualizado com base na informação mais recente disponível em unidades já construídas no momento da apresentação do pedido de renovação do período de crédito para o DOE. Para o terceiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção calculada para o segundo período de crédito deve ser usado. Esta opção não requer o monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, *ex post*, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade do projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não está disponível, incluindo aquelas unidades construídas até o último ano com informações disponíveis. Para o segundo período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado *ex ante*, tal como descrito na Opção 1 acima. Para o terceiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de crédito deve ser usado.

A opção escolhida para a margem é a opção 2. A margem de construção será atualizada a cada ano para o primeiro período de crédito.

O valor publicado no Web site da AND³⁰ para o BM para o ano de 2010 é de 0,1404

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

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

- (a) Média CM ponderada; ou
- (b) CM Simplificada.

O método da média CM ponderada (opção A) deveria ser usado como opção preferida.

³⁰ O Ministério da Ciência e Tecnologia. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

O método da CM simplificada (opção B) só pode ser usado se:

- A atividade do projeto estiver localizada em um País Menos Desenvolvido (PMD) ou em um país com menos de 10 projetos de MDL registrados na data de início da validação e
- O requerimento de dados para a aplicação do passo 5 acima não puderem ser atendidos.

Como o Brasil possui mais de 10 projetos de MDL registrados, a opção (a) foi escolhida a fim de calcular a margem combinada.

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

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM} \quad (13)$$

Onde:

$EF_{grid,OM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem operacional no ano y (tCO ₂ /MWh).
$EF_{grid,BM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh).
w_{OM}	Ponderação do fator de emissões da margem operacional (%).
w_{BM}	Ponderação do fator de emissões da margem de construção (%).

Para os projetos de energia eólica e solar, os pesos-padrão são os seguintes: $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (devido à sua natureza intermitente e não despachável).

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Não há dados ou parâmetros que se manterão fixos durante o período de obtenção de créditos. A eletricidade gerada pela atividade do projeto e o fator de emissão do Sistema Interligado Nacional será monitorado. Portanto, toda esta informação pode ser encontrada na secção B.7.1

B.6.3 Cálculo antecipado da redução de emissões:

Emissões do projeto

O projeto proposto não é baseado na energia hidrelétrica ou geotérmica e, portanto, não é necessário considerar as emissões de gases de efeito estufa do projeto, de acordo com as diretrizes estabelecidas pela metodologia ACM0002 ver.12.3.0:

"Para a maioria das atividades de projeto de energia renovável de geração de energia, $PE_y = 0$ "

As emissões do projeto são calculadas como segue:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad (14)$$

Onde:

PE_y	Emissões do projeto no ano y (tCO ₂ e)
$PE_{FF,y}$	Emissões do projeto provenientes do consumo de combustíveis fósseis no ano y (tCO ₂)
$PE_{GP,y}$	Emissões do projeto provenientes da exploração de centrais geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO ₂ e)



$PE_{HP,y}$ Emissões do projeto provenientes de reservatórios de água de usinas hidroelétricas no ano y (tCO₂e)

Combustão de combustível fóssil ($PE_{FF,y}$)

Para projetos térmicos geotérmicos e solares, que também utilizam combustíveis fósseis para geração de eletricidade, as emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis devem ser contabilizadas como emissões do projeto ($PE_{FF,y}$).

$PE_{FF,y}$ será calculado de acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o projeto ou vazamento de emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis".

As emissões de gases não condensáveis provenientes da exploração de centrais geotérmicas ($PE_{GP,y}$)

Para as atividades do projeto geotérmico, os participantes do projeto devem contabilizar as emissões difusas de dióxido de carbono e metano devido à liberação de gases não condensáveis a partir do vapor produzido. Gases não condensáveis em reservatórios geotérmicos geralmente consistem principalmente de CO₂ e H₂S. Eles também contêm uma pequena quantidade de hidrocarbonetos, incluindo predominantemente CH₄. Em projetos de energia geotérmica, o fluxo de gases não condensáveis flui com o vapor para a usina de energia. Uma pequena proporção do CO₂ é convertida em carbonato / bicarbonato no circuito de água de arrefecimento. Além disso, partes dos gases não condensáveis são reinjetados no reservatório geotérmico. No entanto, em uma abordagem conservativa, esta metodologia assume que todos os gases não condensáveis que entram na usina de energia são descarregados para a atmosfera através da torre de arrefecimento. Dióxido de carbono fugitivo e as emissões de metano, devido a testes de poço e teste de resíduos não são considerados, pois eles são desprezíveis.

$PE_{GP,y}$ é calculado como segue:

$$PE_{GP,y} (W_{vapor,CO_2,y} + W_{vapor,CH_4,y} * GWP_{CH_4}) * M_{vapor,y} \quad (15)$$

Onde:

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto provenientes da exploração de usinas de energia geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO₂e).

$W_{vapor,CO_2,y}$ = Fração de massa média de dióxido de carbono no vapor produzido no ano y (tCO₂/t vapor).

$W_{vapor,CH_4,y}$ = Fração de massa média de metano no vapor produzido no ano y (tCH₄/t vapor)

GWP_{CH_4} = Potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso relevante (tCO₂e/tCH₄)

$M_{vapor,y}$ = Quantidade de vapor produzido no ano y (t vapor)

Emissões dos reservatórios de água de usinas hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)



Para as atividades de projeto de hidroelétricas, que resultem em novos reservatórios únicos ou múltiplos e atividades do projeto de hidroelétricas que resultem no aumento de reservatórios múltiplos ou únicos já existentes, os proponentes do projeto devem considerar as emissões de CH₄ e de CO₂ provenientes dos reservatórios, estimado como segue:

(a) Se a densidade da energia para reservatórios múltiplos ou únicos (PD) for maior que 4 W/m² e maior ou igual a 10 W/m²

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000} \quad (16)$$

Onde:

- PE_{HP,y} = Emissões do projeto de reservatórios de usinas hidroelétricas no ano y (tCO₂e)
 EF_{Res} = Ausência do fator de emissão para emissões dos reservatórios de usinas de hidroelétricas (kgCO₂e/MWh)
 TEG_y = Total de eletricidade produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y (MWh)

(b) Se a densidade de energia da atividade do projeto for maior que 10 W/m²:

$$PE_{HP,y} = 0 \quad (17)$$

A densidade de energia da atividade do projeto (PD) é calculada como segue:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad (18)$$

Onde:

- PD = Densidade da energia da atividade do projeto (W/m²)
 Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidroelétrica após a implementação da atividade do projeto (W)
 Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina hidroelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas usinas hidroelétricas, esse valor é zero
 A_{PJ} = Área dos reservatórios único ou múltiplos, medida na superfície da água, após a aplicação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m²)
 A_{BL} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos, medidas na superfície da água, antes da aplicação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m²). Para novos reservatórios, esse valor é zero

Esta fonte de emissão não se aplica à atividade do projeto, pois será desenvolvido um parque eólico e não uma instalação hidroelétrica. Nenhum reservatório de água foi planejado na concepção deste parque eólico.

Com base na seguinte sentença tomada a partir da descrição metodologia ACM0002 / versão 12.3.0, o valor de PE_y foi considerado zero.

Essa atividade de projeto não está relacionada com o desenvolvimento de uma usina geotérmica ou hidrelétrica, portanto, a emissão do projeto é considerada nula ($PE_y = 0$)

Vazamento

A metodologia ACM0002 ver. 12.3.0 afirma o seguinte:

"As emissões de vazamento não são consideradas. As principais emissões que aumentam potencialmente o vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões originadas por atividades como a construção da usina e a emissão resultante da utilização de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas"

Em conclusão, as emissões de vazamento são consideradas nulas.

Emissões da linha de base

Para calcular as emissões da linha de base é necessário obter o fator de emissão da rede, que é composto de duas partes: Margem Operacional (MO) e Margem de Construção (CM), e é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 2.2.1). A seguinte equação é utilizada para calcular as emissões de linha de base (essa equação foi apresentada anteriormente na seção B.6.1)

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (19)$$

Onde:

BE_y = Emissões base anuais y (tCO_2)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e enviada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto CDM no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ = Margem combinada do fator de emissão de CO_2 por geração de energia conectada à rede no ano y calculada usando a última versão da Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (tCO_2/MWh)

A data da operação e a margem de construção calculados é obtida a partir das informações pelo Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC).

O cálculo do fator de emissão da Margem Operacional para 2010 é de 0,4787 tCO_2/MWh (ver detalhes no anexo 3).

A Margem de Construção é obtida a partir das informações anuais apresentadas pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Para o ano de 2010, a Margem de Construção é 0,1404 tCO_2/MWh

O fator de emissão da linha de base é calculado como a média ponderada do fator de emissão da Margem Operacional e do fator de emissão da Margem de Construção. Para os projetos de energia eólica e solar, os pesos-padrão são os seguintes: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ (devido à sua natureza intermitente e não despachável).



Assim, o fator de emissão da linha de base *ex post* será: $0,75 \times 0,4787 + 0,25 \times 0,1404 = \mathbf{0,3941}$ tCO₂/MWh

Fator de emissão da linha de base = **0,3941** tCO₂/MWh
Geração anual = 78.420 MWh
Emissões da linha de base = 30.905 tCO₂

Redução de emissões:

A redução de emissões pela atividade do projeto é a diferença entre as emissões da linha de base, as emissões do projeto e as emissões resultantes de perda. Considerando que não há emissão do projeto e nenhuma emissão devido à perda, as reduções de emissão serão a emissão da linha de base. Esta emissão da linha de base é o fator de emissão da linha de base multiplicado pela geração de energia.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = Redução de emissões no ano y (t CO₂e)
 BE_y = Linha de base de emissões no ano y (t CO₂)
 PE_y = Emissões do projeto no ano y (t CO₂e)

Fator de emissão da linha de base = 30.905 tCO₂e
Emissões do projeto = 0 tCO₂
Redução de emissões = 30.905 tCO₂e

Para o primeiro período de crédito de 7 anos a redução da emissão será de:

Período de crédito do tCO₂ = 30.905 tCO₂e*7anos

Período de crédito do tCO₂ = 216.334 tCO₂e

B.6.4 Resumo da estimativa antecipada de redução de emissões:

Ano	Estimativa das emissões de atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de vazamento (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões globais (toneladas de CO ₂ e)
2014	0	15.452	0	15.452
2015	0	30.905	0	30.905
2016	0	30.905	0	30.905
2017	0	30.905	0	30.905
2018	0	30.905	0	30.905
2019	0	30.905	0	30.905
2020	0	30.905	0	30.905
2021	0	15.453	0	15.453
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	216.335	0	216.335

Tabela 14. Estimativa de reduções de emissão

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

Dados / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto para a rede no ano y
Fonte dos dados utilizados:	Medidores de energia instalados na subestação
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	O projeto não foi implementado, portanto, foram utilizadas as estimativas disponíveis (78.420 GWh, estabelecida pelo documento de “Certificação de geração anual de energia” elaborado pela Barlovento Recursos Naturales) ³¹ .
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	A atividade do projeto compartilha a linha de transmissão com outros projetos. Portanto, para obter-se a eletricidade líquida que é gerada pela atividade do projeto são necessárias as seguintes informações: • A energia líquida no ponto de entrega de energia (haverá um medidor principal e um de apoio que medirão a eletricidade na subestação ICG). • A energia bruta de cada parque eólico que compartilha a linha de transmissão (haverá um medidor principal e um de apoio na saída de cada parque eólico para medir a energia bruta de cada parque eólico). A descrição do cálculo $EG_{facility,y}$ é explicado na seção B.7.2 e no Anexo 4 deste documento. Informação adicional dos medidores: • Número de medidores: 2 medidores fora do parque eólico (1 principal, 1 de apoio), e 2 na subestação para energia líquida de toda a linha de transmissão (1 principal, 1 de apoio). • Tipo: bidirecional • Classe de precisão: Erro máximo de 0,2% (Medidor Classe 0,2)³² • Frequência de calibração: 2 anos • Medição: Medição contínua (5 minutos)³³ e registro mensal.
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (QA/QC) a serem utilizados:	Estes dados serão usados diretamente no cálculo das reduções de emissões de CO₂. O equipamento de medição será calibrado e verificado periodicamente com rigor quanto à precisão. A verificação será feita com a energia medida e o relatório da energia produzida publicado pelo CCEE (Câmara de Comercialização de Energia).

³¹ Estudo do Recurso Eólico. “Certificação das Medições Anemométricas e Certificação da Produção Anual de Energia. Usina Eólica Pelado” Tabela 16, página 31.

³² Operador do Sistema Elétrico Nacional. Submódulo 12.2. “Instalação do sistema de medição para faturamento” Seção 1.2.1.1 Características Elétricas, página 16.

³³ Operador do Sistema Elétrico Nacional. Submódulo 12.4. “Coleta de dados de medição para faturamento” Seção 5.1 Coleta de dados de medição, página 5.



Comentários:	Os dados serão arquivados de forma eletrônica. Os dados arquivados serão mantidos durante o período de crédito e dois anos depois.
Dados / Parâmetro:	EF_{grid, CM,y}
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	O fator de emissão de CO ₂ de margem combinado para geração de energia conectada à rede no ano y calculado usando a última versão da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte dos dados utilizados:	Número estimado baseado em 75% do valor de OM e 25% do valor de BM
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	0,3941 CO₂/MWh. Este valor irá mudar porque o fator de emissão está ex-post e precisa ser atualizado anualmente, com os dados de OM e BM mais recentes.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	Ele é calculado pelo DNA usando a ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1) com dados de 1 ano e opção de cálculo ex-posto baseado em 75% do valor de OM e 25% do valor de BM.
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (QA/QC) a serem utilizados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.
Comentários:	N/A

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:**1. Introdução**

O Plano de Monitoramento define o processo de coleta de dados necessários para:

- A elaboração de um relatório periódico sobre o monitoramento da redução nas emissões de CO₂ atribuíveis ao Usina Eólica Pelado, que será verificado para a apresentação periódica das RCEs.(Veja o anexo 4).

O Plano de Monitoramento possui as seguintes tarefas:

- Coleta de dados e os cálculos para determinar as reduções de emissões e as contribuições ao desenvolvimento sustentável.
- Controle de qualidade e das políticas de segurança.
- Responsabilidades.

2. Duração

O Plano de Monitoramento será implementado ao longo dos períodos de crédito de 7 anos de atividade do projeto. Todos os dados e evidências coletadas como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por, pelo menos, dois anos após o fim do último período de créditos.

3. Elaboração de um relatório periódico sobre o monitoramento das reduções de emissão**3.1. Fator de emissão da rede:**

Fator de emissão da margem operacional

A margem de operação é considerada ex-posto. O web site DNA contém o valor da margem operacional de um período mensal. Então a media ponderada do fator de emissão da margem operacional é calculada.³⁴

Fator de emissão da margem de construção

A margem de construção é considerada ex-posto. Neste caso, o valor mais recente disponível será usado na verificação periódica.³⁵

3.2. Controle e garantia da qualidade dos dados

A qualidade dos dados utilizados na estimativa das reduções de emissões de CO₂ é controlada e/ou garantida por meio de:

Uso de controles internos:

- A medição da energia fornecida pelo parque eólico será realizada de acordo com os procedimentos do ONS.
- Os medidores de energia e medidores de energia de segurança devem cumprir os requisitos técnicos e serem calibrados.
- Deve ser realizada a manutenção preventiva e corretiva do sistema de medição.

Realização das validações dos dados:

- A verificação dos dados da energia fornecida pelo parque eólico para a rede nacional e dados publicados no relatório CCEE de energia produzida.
- No caso de mau funcionamento do medidor principal, ele irá usar as leituras do medidor de apoio. Quando o medidor principal for reparado, serão utilizadas as medições do medidor principal.
- No caso que eram ambos metros quebrado a informação da energia gerada será obtida a partir do relatório CCEE.
- As medições da energia entregue pela atividade do projeto para a rede nacional serão registradas e comparadas mensalmente com os dados publicados pelo relatório CCEE de energia produzida. Caso diferenças de mais de 0,2 % sejam identificadas, o sistema de medição de geração de energia deve ser revisado. O menor valor será usado para estimar a redução de emissões.

3.3. Responsabilidades

- O gerente de operação do parque eólico assumirá todas as responsabilidades relativas ao monitoramento das reduções de emissão e será treinado pela matriz para a utilização do plano de monitoramento e o respectivo sistema de monitoramento de dados.
- A manutenção do sistema de medição de acordo com os procedimentos do ONS será realizada pelo gerente de manutenção. A formação de pessoal da manutenção será realizada pelo fornecedor de turbinas eólicas.

³⁴ O Ministério da Ciência e Tecnologia. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

³⁵ O Ministério da Ciência e Tecnologia. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

- Para este tipo de projeto, as situações em que as emergências podem causar emissões significativas não intencionais não são prováveis de ocorrer. Portanto, esta questão não é considerada no plano de monitoramento.

A figura seguinte descreve a estrutura operacional e de gerenciamento que controlará as reduções de emissões

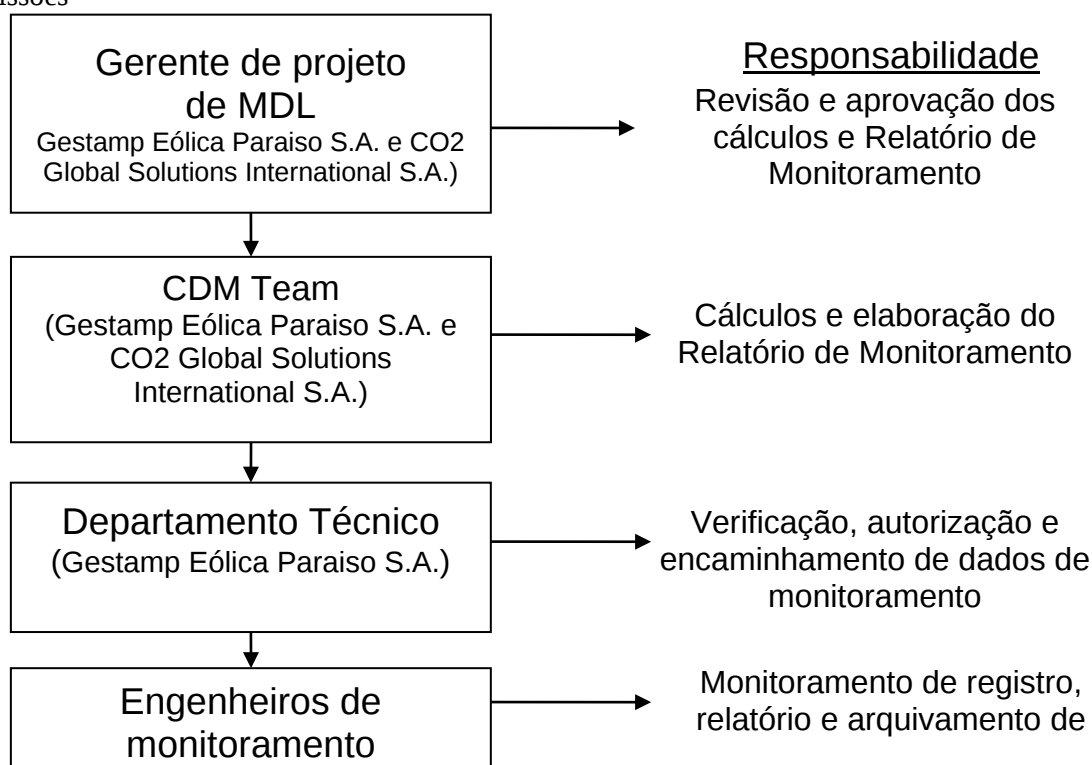


Figura 5. Diagrama do fluxo das emissões monitoradas

Monitoramento da Emissão e Procedimento de Cálculo	
Fonte e coleta de dados	Os dados foram obtidos junto ao Departamento Técnico para o parque eólico.
	A maioria dos dados está disponível e registrada de acordo com o sistema de gerenciamento.
	A frequência dos dados é baseada no sistema de gerenciamento de dados.
	Os dados são monitorados pelos engenheiros de monitoramento do parque eólico. Todos os dados são revisados pelo Departamento Técnico.

Compilação dos dados	Os dados são transmitidos para a Equipe de MDL
Cálculo da emissão e Relatório de Monitoramento	Os cálculos da emissão são feitos em uma base anual com dados que são coletados diária, mensal ou anualmente, dependendo da natureza dos dados.
	Todos os dados são calculados pela Equipe do MDL, utilizando uma planilha Excel. O Relatório de Monitoramento será elaborado pela Equipe do MDL.
Revisão e aprovação dos dados de emissão	O Relatório de Cálculo e Monitoramento é revisado e aprovado pelo gerente de projeto de MDL.
Manutenção de registros	Todos os dados serão registrados eletronicamente. Os engenheiros de monitoramento são responsáveis pela manutenção dos registros.

Tabela 15. Monitoramento de emissão e procedimentos de cálculos

Devido ao fato de que outra usina de energia também estará conectada a mesma linha de transmissão da atividade do projeto, antes que essa linha de transmissão chegue à subestação onde a energia produzida por essa atividade do projeto seja entregue ao SIN (isto é “subestação IGC) onde o projeto $EG_{facility,y}$ será medido. O Operador Nacional do Sistema Elétrico estabelece um procedimento para o cálculo da energia líquida de cada usina de energia que compartilha a linha de transmissão com o seguinte:³⁶

Para calcular a energia líquida do projeto é necessário calcular a contribuição de cada usina de energia que compartilha a linha de transmissão $U\%$, esse fator é calculado com a seguinte equação:

$$U_{\%} \Big|_{y=1 \rightarrow n} = \frac{U_y}{\sum_{i=1}^n U_i} \times 100 \quad (20)$$

Onde:

$$\begin{aligned} U_{\%} \Big|_{y=1 \rightarrow n} &= \text{Contribuição da usina de energia “y” no ponto de entrega} \\ U_y &= \text{Energia bruta da usina de energia “y” medida na saída do parque eólico (MWh)} \\ \sum_{i=1}^n U_i &= \text{Soma da geração de todas as usinas de energia na saída de cada parque eólico (MWh).} \end{aligned}$$

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

$$EG_{facility,y} = \frac{U_{\%,y}}{100} * EG_{DP} \quad (21)$$

Onde:

³⁶ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 12.6. Configuração para medição da faturação. Páginas 9 e 10. Disponível em:

http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.6_Rev_1.1.pdf

$EG_{facility,y}$ = Quantidade gerada de energia líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y (MWh)
 $U_{%,y}$ = Contribuição da usina de energia “ y ” no ponto de entrega (calculado na equação 20).
 EG_{DP} = Energia líquida medida no ponto de entrega da energia.

Conforme foi mencionado, esse método foi estabelecido pelo Organismo Nacional do Brasil para o cálculo da energia líquida gerada por cada usina de energia que compartilha a mesma linha de transmissão. O valor $EG_{facility,y}$ calculado será comparado ao relatório da CCEE.

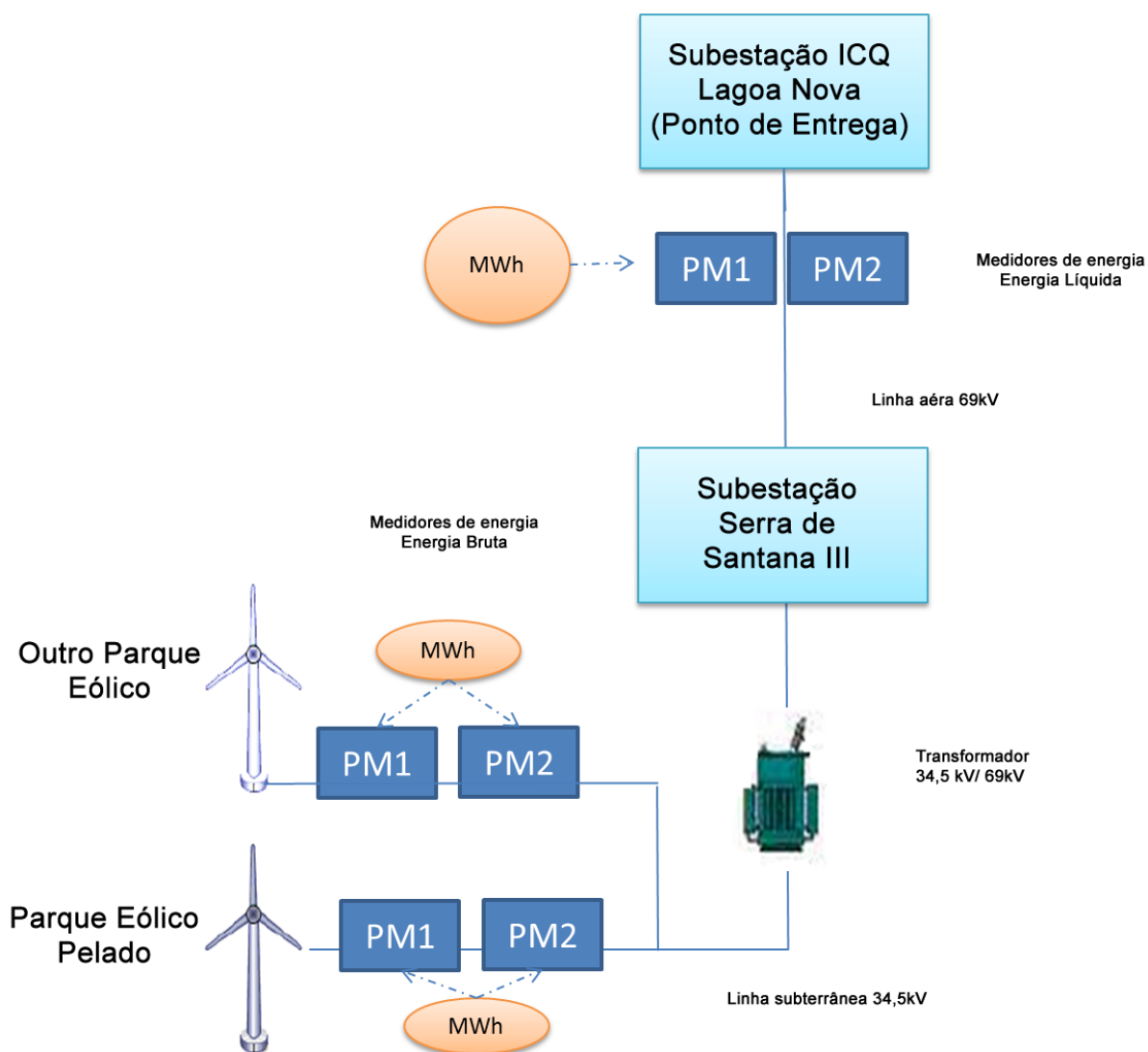


Figura 6. Diagrama simplificada

Como visto na Figura 6, a atividade do projeto compartilhará a linha de transmissão com outro parque eólico. Portanto, para calcular a energia gerada pela atividade do projeto haverá dois medidores no começo da subestação e dois medidores adicionais na saída de cada de cada parque eólico.



O procedimento completo de medição de energia foi estabelecido no Anexo 4. Entretanto, esse procedimento de monitoramento está de acordo com os Regulamentos Nacionais Brasileiros.³⁷

B.8 Dados de conclusão da aplicação da metodologia do estudo de base de linha e de monitoramento e o nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(is)

Data da conclusão: 03/10/2011

Alfonso Lanseros Valdés

Sócio consultor

infocdm@co2-solutions.com

CO₂ Global Solutions International S.A. (participante do projeto)

Claudio Coello 76 Bajo C

Madrid 28001, Espanha

Tel: +34 917814148

Fax: +34 917814149

www.co2-solutions.com

SECTION C. Duração da atividade do projeto / período de crédito**C.1 Duração da atividade do projeto:****C.1.1. Data inicial da atividade do projeto:**

05/12/2011

Nesta data o proprietário do projeto realizou o primeiro grande compromisso financeiro. A Gestamp Eólica Paraíso S.A. realizou o depósito da Garantia de Fiel Cumprimento, correspondente a 5% do valor total do investimento do projeto. Este pagamento foi solicitado pelo governo como pré requisito para garantir a autorização oficial para a implementação do projeto de acordo com as regras do edital do leilão de energia, no qual seu lance para o preço da energia foi o vencedor.

C.1.2. Expectativa de vida útil operacional da atividade do projeto:

Espera-se que a atividade do projeto tenha uma duração mínima de 20 anos e 0 mês³⁸.

C.2 Escolha do período de crédito e das respectivas informações:

A atividade do projeto usará um período de crédito renovável.

C.2.1. Período de crédito renovável

O período de crédito será de 7 anos e 0 meses e pode ser renovado no máximo duas vezes.

³⁷ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 12.6. Configuração para medição da faturação. Páginas 9 e 10. Disponível em:

http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.6_Rev_1.1.pdf

³⁸ A durabilidade da atividade do projeto depende diretamente da durabilidade da turbina eólica. De acordo com informação da Vestas, a durabilidade das turbinas eólicas Vestas é de 20 anos. Isso é apoiado pelo seguinte: Vestas. Serviço. Disponível em: <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/operation-and-service/service.aspx#/vestas-univers>

**C.2.1.1. Data inicial do primeiro período de crédito:**

01/07/2014

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

Gestamp Eólica Paraíso S.A. escolherá um período de crédito renovável dois vezes de 7 anos e 0 mês.

C.2.2. Período de crédito fixado:

N/A

C.2.2.1. Data inicial:

N/A

C.2.2.2. Duração:

N/A

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

Gestamp Eólica Paraíso S.A.. elaborou o RAS (Relatório Ambiental Simplificado) do projeto para refletir o impacto ambiental da implementação do parque eólico; este estudo foi uma exigência para obtenção da licença ambiental (Processo No. 2010-036705/TEC/LP-0057) pela IDEMA. Neste documento pode-se ver os impactos físico, social, biológico e cultural na região onde o projeto será realizado.

Como foi mencionado anteriormente, o Relatório Ambiental Simplificado foi um requisito para a obtenção da licença prévia (ambiental). Isso foi estipulado na Resolução n ° 279, que menciona que o RAS é o principal requisito que o desenvolvimento do projeto tem de dar para a obtenção da Licença Prévia. A resolução foi elaborada pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente.

Gestamp Eólica Paraíso S.A. gerará energia por meio de fontes renováveis, principalmente o vento. A atividade do projeto será localizada em Bodó, Rio Grande do Norte.

Para estudar o impacto ambiental foi utilizado o método “Revisão de lista”, que consiste em listar as atividades do projeto que podem causar alguma consequência sobre o ambiente onde o projeto é desenvolvido. Alguns atributos foram usados para caracterizar o benefício ou os efeitos adversos das atividades do projeto, quais sejam: Característica, magnitude, tamanho, duração, condição ou reversibilidade, ordem, temporalidade e escala.

Geralmente, um gerador de energia eólica é uma atividade que produz energia elétrica e é mais compatível com o ambiente. Isto possui um aspecto favorável ambiental devido às características operacionais das turbinas eólicas e, além disso, é um exemplo de energia limpa que não descarta resíduos no ambiente.

Em conclusão, os impactos na vegetação e nos habitats durante o processo de preparação e construção no local não serão significativos. Durante a fase de funcionamento da atividade do projeto, a regeneração da



vegetação ocorrerá naturalmente. Além disso, as vantagens que serão obtidas pela atividade do projeto ultrapassarão os possíveis impactos ambientais negativos.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação de uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

Após a revisão jurídica correspondente, o projeto do Usina Eólica Pelado foi aprovado pelo IDEMA “Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte” (Processo N°. 2010-036705/TEC/LP-0057)

Gestamp Eólica Paraíso SA solicitou uma nova prorrogação da Licença Prévia em 3 de julho de 2012, actualmente esta licença está em processo com IDEMA e deverá ser emitido até o final do ano.

A conclusão final do Relatório Ambiental Simplificado é que o projeto não apresenta impacto ambiental significativo.

No contrato, com os termos e as condições da resolução, as seguintes medidas de mitigação serão tomadas para diminuir os principais impactos ambientais e para beneficiar mais a sociedade. Estas ações foram realizadas de acordo com as atividades solicitadas pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA).

Algumas das medidas de mitigação são as seguintes:

Preparação de Acesso

- Estudo para encontrar a melhor maneira de acessar a área desejada. Encontrar o caminho que possua menos declives ou encostas, ou um lugar onde há menos vegetação ou vegetação seca. Isso é feito com a finalidade de reduzir os danos à vegetação da região.

Preparação da área

- Instale uma sinalização que aponte as áreas de trabalho perigosas para evitar acidentes. Essa sinalização deve conter avisos ou informações que auxiliem o trabalhador.
- Prepare um local apropriado para armazenamento de materiais, o que deve ser feito somente dentro da área do projeto.

Aquisição de materiais

- Se possível, sempre compre produtos industriais de empresas que operam no estado, assim promovendo o crescimento económico.
- É recomendado que os alimentos para abastecer as obras fossem comprados na área de influência funcional da empresa.

Trabalho de limpeza

- Materiais de resíduos e produtos utilizados durante a construção devem ser reciclados.
- Os trabalhadores envolvidos na operação devem receber orientação sobre o descarte de materiais.
- Remover todos os dispositivos de sinais utilizados.

Fase de Operação.



- Recomenda-se que os insumos utilizados no projeto sejam obtidos na área de influência.
- Deve ser implementado um sistema de segurança que atenda as necessidades da empresa. As instalações devem cumprir normas sanitárias rigorosas para garantir o padrão de qualidade.
- Faça uma revisão periódica e manutenção de sistema de incêndio.
- Manter as estradas de acesso marcadas.

SEÇÃO E. Comentários das partes envolvidas**E.1. Breve descrição do processo do convite e da forma de compilação dos comentários das partes envolvidas:**

Os comentários das partes envolvidas foram recebidos por meio do envio de cartas-convite, seguindo as recomendações definidas pela Comissão Interministerial sobre Mudança do Clima. Foram convidadas as seguintes partes envolvidas:

- Prefeitura Municipal de Bodó
- Câmara Municipal de Bodó
- Departamento de Meio Ambiente e Recursos Hídricos- Governo do Rio Grande do Norte
- Conselho Nacional de Meio Ambiente
- FBOMS: Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento
- Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA)
- Ministério Público do Estado do Rio Grande do Norte.
- Ministério Público Federal

A consulta com as partes envolvidas envolveu todos os membros locais e nacionais relacionados ao projeto de acordo com os requerimentos do DNA Brasileiro³⁹. Esta consulta foi preparada do modo mais eficiente para envolver mais a população relacionada ao projeto.

As cartas convite foram enviadas em 17 de setembro de 2001, o DOE pode confirmar o recebimento dos documentos com a confirmação de recebimento do correio nacional “Correios do Brasil”. O DNA do Brasil requisitou que o documento MDL esteja disponível em um website; neste caso em 01 de Outubro de 2011, no website da CO₂ Solutions, o MDL do Usina Eólica Pelado foi publicado em uma versão em português.

A consulta com as partes envolvidas foi definida para começar em 03 de outubro de 2011. Essa data foi estabelecida pois nessa data as cartas convites já haviam sido enviadas há 15 dias e o MDL publicado em português no website da CO₂ Solutions. Com isso, os participantes do projeto seguiram todos os requerimentos estabelecidos pelo DNA Brasileiro.

O website onde o MDL foi publicado é o seguinte:

³⁹ A informação da consulta das partes envolvidas está de acordo com os requerimentos do DNA brasileiro. A referência é a seguinte:

Resolução de nº 7, de 05 de março de 2008. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf



<http://www.co2-solutions.com/#/brgstmp01/4546777851>

Os convites podem ser recebidos durante um período de 15 dias, de acordo com as recomendações, e cópias dos convites com seus respectivos ARs (confirmação de recebimento) serão entregues ao DNA Brasileiro (Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas).

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Karen Regina Suassuna do Ministério do Meio ambiente elogiou o fomentador do projeto e mostrou sua total aprovação e satisfação ao projeto que ajudará a promover um aumento na energia renovável da rede brasileira.

Entretanto, ela disse que não era possível fazer comentários mais específicos sobre o projeto, pois o Ministério do Meio Ambiente faz parte do DNA brasileiro.

E.3. Relatório de como os comentários recebidos foram considerados:

Este comentário recebido foi uma aprovação do projeto. Por isso não ser uma solicitação, não foi necessário nenhuma atividade extra.

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

Empresa	Gestamp Eólica Paraíso S.A.
Endereço:	Av. Engenheiro Roberto Freire 1850
Edifício:	Shopping Sea Way, 30
Cidade:	Natal
Estado:	Rio Grande do Norte
CEP:	59.078-600
País:	Brasil
Telefone:	+55 84 3082 7538
FAX:	
E-mail:	
Web site:	
Representada por:	Marcelo Arruda Câmara
Título:	Presidente
Tratamento:	
Sobrenome:	Arruda
Nome do meio:	
Primeiro nome:	Marcelo
Departamento:	
Tel. Celular:	
Fax direto:	+34 91 539 05 21
Tel. direto:	+34 91 636 19 94
E-mail pessoal:	egmolina@gestampren.com



Empresa	CO ₂ Global Solutions International S.A.
Endereço:	C/ Claudio Coello
Edifício:	76, Bajo C
Cidade:	Madrid
Estado:	Madrid
CEP:	28001
País:	Espanha
Telefone:	(+34) 91 7814148
FAX:	(+34) 91 7814149
E-mail:	infocdm@co2-solutions.com
Web site:	www.co2-solutions.com
Representada por:	Alfonso Lanseros Valdés
Título:	Sócio consultor
Tratamento:	Sr
Sobrenome:	Lanseros
Nome do meio:	
Primeiro nome:	Alfonso
Departamento:	CDM Desenvolvimento
Tel. Celular:	
Fax direto:	(+34) 91 781 41 49
Tel. direto:	(+34) 91 781 41 48
E-mail pessoal:	infocdm@co2-solutions.com

Anexo 2**INFORMAÇÕES SOBRE O FINANCIAMENTO PÚBLICO****Anexo 3****INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE**

O fator de emissão da Rede Brasileira foi calculado pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (DNA brasileiro), essa informação foi publicada em seu website.

Fator de emissão da margem operacional (tCO_2/MWh)⁴⁰:

Mês	$\text{EF}_{\text{grid,OM,2010}} (\text{tCO}_2/\text{MWh})$
Jan	0,2111
Fev	0,2798
Mar	0,2428
Abr	0,2379
Mai	0,3405
Jun	0,4809
Jul	0,4347
Ago	0,6848
Set	0,7306
Out	0,7320
Nov	0,7341
Dez	0,6348

Tabela 16. Margem Operacional Mensal do Fator de Emissão no ano de 2010.

Cálculos da linha de base:

- Margem Operacional:

Todos os cálculos necessários para obter a margem de operação estão disponíveis na planilha Excel do projeto. O cálculo do $\text{EF}_{\text{grid,OM,2010}}$ usou a média de cada mês do mesmo ano.

$$\text{EF}_{\text{grid,OM,2010}} = 0,4787 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

- Margem de construção:

Conforme foi mencionado anteriormente, o valor do $\text{EF}_{\text{grid,BM,2010}}$ foi obtido do website do DNA Brasileiro⁴¹.

⁴⁰ O Ministério da Ciência e Tecnologia, Disponível em

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>

⁴¹ O Ministério da Ciência e Tecnologia, Disponível em

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>



$$EF_{\text{grid,BM,2010}} = 0,1404 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$\text{Fator de emissão ex-posto} = 0,75 \cdot \text{OM} + 0,25 \cdot \text{BM} = 0,3941 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Anexo 4**MONITORAMENTO DE INFORMAÇÕES****A. Cálculo das reduções de emissão**

Reduções de emissão do Usina Eólica Pelado		
Ano:		
A	B	C
Geração periódico validada (MWh)	Fator de emissão <i>ex post</i> (tCO ₂ /MWh)	Reduções de emissão (tCO ₂)
A	B	A*B
A	0,3941	A* 0,3941

O valor de 0,3941 (tCO₂/MWh) será atualizado anualmente, uma vez que o fator de emissão é ex-posto.

B. Procedimentos de controle de Qualidade (CQ) e de garantia da qualidade (QA).**1. Equipamento de monitoramento**

- 1.1. O equipamento de monitoramento deve ser configurado de acordo com os regulamentos do CCEE.
- 1.2. O equipamento de monitoramento deve ser autorizado por meio de um processo formal certificado.
- 1.3. Depois dos ajustes, o equipamento de monitoramento deve ser calibrado e verificado periodicamente quanto à sua precisão.

2. Monitoramento do montante de energia.

- 2.1. O montante de energia transmitida para a rede deve ser medido automaticamente pelo equipamento instalado. As variáveis medidas são simultaneamente transferidas para o sistema de controle central.
- 2.2. Os dados do montante medido de energia elétrica devem ser coletados diária, semanal e mensalmente e devem ser arquivados de forma eletrônica.
- 2.3. As variáveis coletadas no item 2.2. devem ser verificadas com a energia coletada pela CCEE.

3. Ações corretivas e preventivas:

- 3.1. Se as duas variáveis comparadas no item 2.3. forem diferentes, as condições operacionais dos medidores de energia e os outros equipamentos devem ser verificados. Se as medições não forem realizadas adequadamente pelo equipamento de monitoramento, devem ser realizados procedimentos de correção e uma investigação interna.
- 3.2. As ações corretivas e preventivas devem ser devidamente documentadas.