



**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

**Sessão A. Descrição geral da atividade do projeto****A.1 Nome da atividade do projeto:**

Nome: Parque Eólico Serra de Santana I.

Versão: 4.1

Data: 12/12/2012

A.2. Descrição da atividade de projeto:

O objetivo do projeto do Parque Eólico Serra de Santana I é gerar eletricidade usando uma fonte de energia limpa e renovável, o vento. A capacidade instalada é de 19,8 MW.

Antes do início da execução da atividade do projeto, não havia outras instalações na área onde o parque eólico será instalado. Nestas terras a atividade que ocorre é a agricultura, no entanto, porque a atividade de projeto requer apenas pequenas áreas (Área das turbinas), a agricultura continuará a ser a principal atividade da região.

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) como resultado da diminuição da geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis utilizando fontes renováveis para tal fornecida ao Sistema Interligado Nacional.

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 Lagoa Nova será beneficiado com o projeto e contribuirá para o desenvolvimento sustentável da seguinte forma:

Sustentabilidade ambiental:

¹ Neste caso, a rede é o Sistema Interligado Nacional.



- 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), contribuindo para a redução das emissões de dióxido de carbono (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 emprego e melhoria dos rendimentos na área; 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 tCO₂/MWh.

Desenvolvimento tecnológico

- A atividade do projeto instalará turbinas que irá contribuir para o uso de turbinas a menos para a mesma potência total, além disso, a instalação e operação dessas turbinas trarão para a região novos conhecimentos e experiências em benefício dos trabalhadores locais.

O principal benefício econômico advindo da implementação do projeto será um considerável crescimento econômico na região de Lagoa Nova. Isso ocorrerá porque haverá uma geração de novos postos de trabalho (Gestamp Eólica Serra de Santana S.A. contratará alguns pessoas da região de Lagoa Nova) 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 serão disponibilizados para todos os setores de trabalhadores, empreiteiros, 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 Serra de Santana S.A. (Empresa privada)	Não
Reino Unido	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/ Província etc.:

Rio Grande do Norte

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

Lagoa Nova

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto (máximo uma página):

O parque eólico se localizará na cidade de Lagoa Nova nas seguintes coordenadas:

- 6°04'26,9"S, 36°34'43,5"O (6,074139 S, 36,57875 W)- UTM (9328000, 768000) ².

A área onde as turbinas serão instaladas é limitada pelos vértices³:

- 6°04'43,45"S 36°35'48,45"O (6,078736 S, 36,596792 W) - UTM (9327500,766000)
- 6°04'43,01"S 36°34'10,94"O (6,078614 S, 36,569706 W) - UTM (9327500,769000)
- 6°02'33,30"S 36°35'49,03"O (6,042583 S, 36,596953 W) - UTM (9331500,766000)
- 6°02'32,86"S 36°34'11,52"O (6,042461 S, 36,569867 W) - UTM (9331500,769000)

² As coordenadas do projeto foram estabelecidas de acordo com o Diário Oficial Da União. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Decis%C3%A3o_Diretoria_Colegiada_RPO16.08.2011.pdf

³ Esta área representa o polígono imaginário onde as turbinas eólicas serão instaladas. Os valores das coordenadas são baseados do Estudo de Recursos de vento. Na página 22, são mencionadas as coordenadas UTM do polígono do projeto.



Figura 1. Localização do Projeto

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

Escopo setorial 1. Indústrias 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 GEE são as usinas do combustível, essas plantas consomem diferentes tipos de combustíveis fósseis para produção de energia, 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 GEE é necessário desenvolver novos projetos que gerem energia sem gerar emissões de GEE, como os projetos de energia que envolvem 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), em vez de 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.

O projeto terá 19,8 MW de capacidade instalada de geração total de energia, com expectativa de produção anual de 84.931 MWh. O fator de carga médio da usina é 48,97% (4.247 horas equivalentes)⁴ com uma vida útil mínima de 20 anos^{5 6}.

O fator de carga da usina foi determinado por um terceiro contratado pelo participante do projeto, o nome do terceiro é Barlovento Recursos Naturales. 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 84.931 MWh.

O fator de carga da usina foi calculado considerando a relação entre a energia produzida a partir do parque eólico de acordo com o estudo dos recursos eólicos da Barlovento Recursos Naturales (84.931 MWh), e com o total de energia do parque eólico, com uma eficiência de 100% (173.440 MWh), o resultado é de 48,97%.

O Projeto receberá turbinas V90 IEC classe II-A fabricadas pela Vestas. A escolha dessas turbinas se baseou em estudos de compatibilidade para as condições específicas de vento 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 1.800 kW.

Potência Total	19,8	MW
Turbina	IEC class II-A	
Potência nominal por turbina	1,8	MW
Velocidade de partida e velocidade máxima do vento	4 -25	m/s
Quantidade de turbinas	11	-
Horas equivalentes anuais de funcionamento	4.247	Horas
Produção anual	84.931	MWh

⁴ Estudo Recurso do Vento “Certificação das Medições Anemométricas e Certificação da Produção Anual de Energia. Parque Eólico Serra de Santana I (Brasil)” calculadas por um terceiro Barlovento Recursos Naturales. Página 25.

⁵ O tempo de vida está estabelecido no contrato de venda de energia que é elaborada pela ANEEL, durante o leilão nacional. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052010_Edital_LER_23-07-10_.pdf

⁶ A estimativa é baseada em informações afirmado por Vestas no folheto técnico V90-1,8MW. página 12



Fator de carga do plano	48,97	%
Comprimento da linha de transmissão	6	Km
Tensão da linha de transmissão	69	kV
Diâmetro	90	m
Área varrida	6.362	m ²
Altura do cubo	80	m

Tabela 2. Características da usina

Para a implementação do projeto, foi selecionado um sistema composto de 11 (onze) turbinas Vestas V90 IEC Classe II-A, uma com capacidade de 1,8 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 chamada instalação Compartilhada Geração (ICG) Lagoa Nova. O comprimento da linha de transmissão é 6 km⁷, e tensão é 34,5 kV para a linha subterrânea e 69 kV para linha aérea.

Uma vez que a atividade de projeto compartilha a linha de transmissão com outros parques eólicos, o arranjo da atividade de projeto consiste nas seguintes etapas:

1. A energia gerada pela atividade de projeto e os outros parques eólicos irão para uma subestação intermediária chamada Subestação Serra de Santana I- II.
2. Esta subestação é criada porque o projeto Parque Eólico Serra de Santana I compartilha a linha de transmissão com outros projetos⁸.
3. Após a Subestação Serra de Santana I -II da energia gerada vai para o ponto de entrega da energia que é a instalação Compartilhada Geração ICG.

A explicação detalhada de como medir a energia líquida gerada pela atividade do projeto serão explicados na seção B.7.2 e Anexo 4.

A figura seguinte mostra o arranjo proposto:

⁷ Relatório Técnico. “Estudos para a licitação da expansão da transmissão” pela EPE (Empresa Pesquisa Energética). Página 56.

⁸ A informação oficial do arranjo de linha de transmissão é indicada no relatório técnico da EPE "Empresa de Pesquisa Energética", N ° EPE-DEE-RE-005/2011-r0 com data de 25 de janeiro de 2011.

A página 56 mostra o esquema da subestação ICG e da disposição de Serra de Santana I.

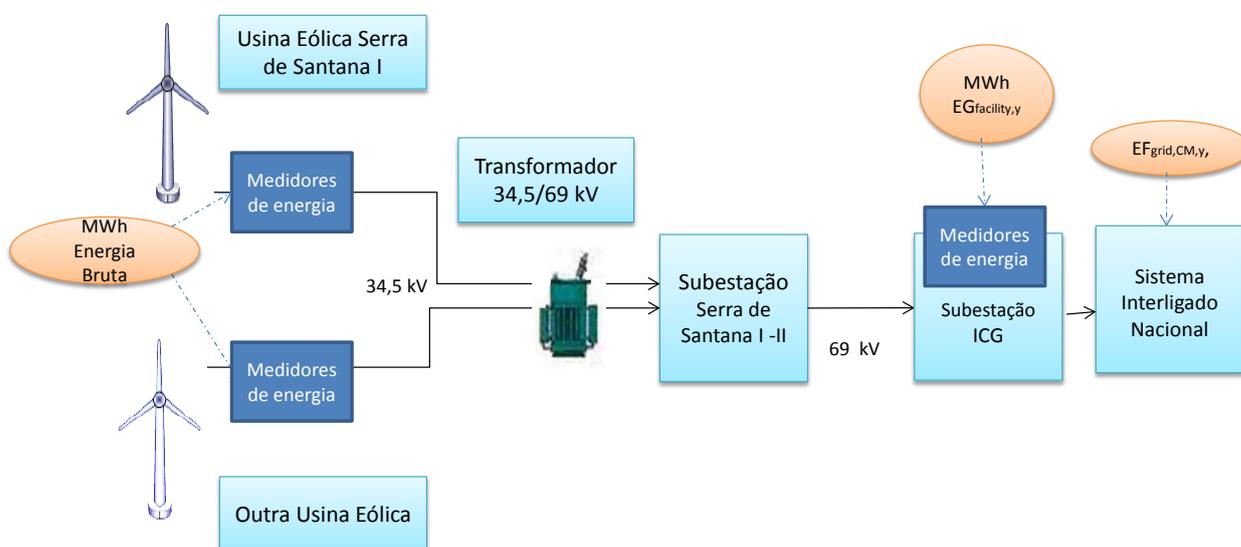


Figura 2. Arranjo da atividade de projeto

As turbinas para o projeto da Usina Eólica Serra Santana I serão importadas pela Vestas. Entretanto, as torres de aço e montagem dos elementos da nacelle serão realizadas no Brasil. Além dos benefícios devido ao crescimento do emprego, haverá uma maior oferta de eletricidade na região, resultando em um aumento na economia da região, devido à venda de eletricidade e os trabalhos gerados devido ao desenvolvimento do projeto. Além disso, uma nova infraestrutura elétrica será construída, o que melhorará a rede energética da região e os empregos gerados devido ao desenvolvimento do projeto. Com estes pontos pode-se ver que a contribuição do projeto para a região de Lagoa Nova será positivo devido ao conhecimento e experiência da 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 234.296 toneladas de CO₂.

Ano	Estimativa anual de redução de emissões em toneladas de CO ₂ e
2014 (6 meses)	16.735
2015	33.471
2016	33.471
2017	33.471
2018	33.471
2019	33.471
2020	33.471
2021 (6 meses)	16.735
Total da estimativa de redução (toneladas de CO₂e)	234.296
Número total de anos de crédito	7 Anos
Média anual das estimativas de redução durante o período de crédito (toneladas de CO₂e)	33.471

Tabela 3. Redução de emissão

**A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:**

Não será utilizado nenhum financiamento público neste projeto.

SEÇÃO B. Utilização de metodologia da 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 04.0.0);
- 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 casos⁹:

“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)”

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

“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 de uma usina de energia eólica, portanto, a atividade de projeto está em conformidade com a condição de aplicabilidade.

⁹ CQNUMC-MDL. 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/C505BVV9P8VSNNV3LTK1BP3OR24Y5L>



“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 único ou diverso existente, sem alteração do volume do reservatório, ou:*
 - *A atividade do projeto é implementada em um reservatório único ou diverso 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 únicos o diversos 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.*
- *Todos os reservatórios e usinas hidrelétricas devem ser localizados 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 do reservatório é inferior a 4 W/m²".

A atividade de projeto consiste na instalação de uma usina que utiliza o vento para gerar eletricidade; com isso, está demonstrado que a atividade de projeto não envolve o uso de combustíveis fósseis, nem é uma usina termelétrica de biomassa ou 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 02.2.1¹⁰:

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

Esta atividade do projeto não será conduzida em um país do Anexo I, portanto, esta ferramenta não se aplica no sistema de eletricidade brasileiro¹¹.

Por fim, a "Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou vazamento pela queima de combustíveis fósseis", versão 02, declara o seguinte¹²:

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.

¹⁰ CQNUMC-MDL. 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>

¹¹ Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Sistema Elétrico Nacional

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

¹² CQNUMC-MDL. 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>



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

Como indicado na metodologia ACM0002 Versão 12.3.0, o limite do projeto inclui a usina de projeto e todas as usinas conectadas físicas para o sistema de eletricidade que a usina de projeto de MDL está conectada, no caso do Brasil o sistema elétrico é Sistema Interligado Nacional-SIN.

	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 (Sistema Interligado Nacional- SIN) 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 geração de eletricidade em usinas termo-solares e usinas de energia geotérmica.	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.
	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:

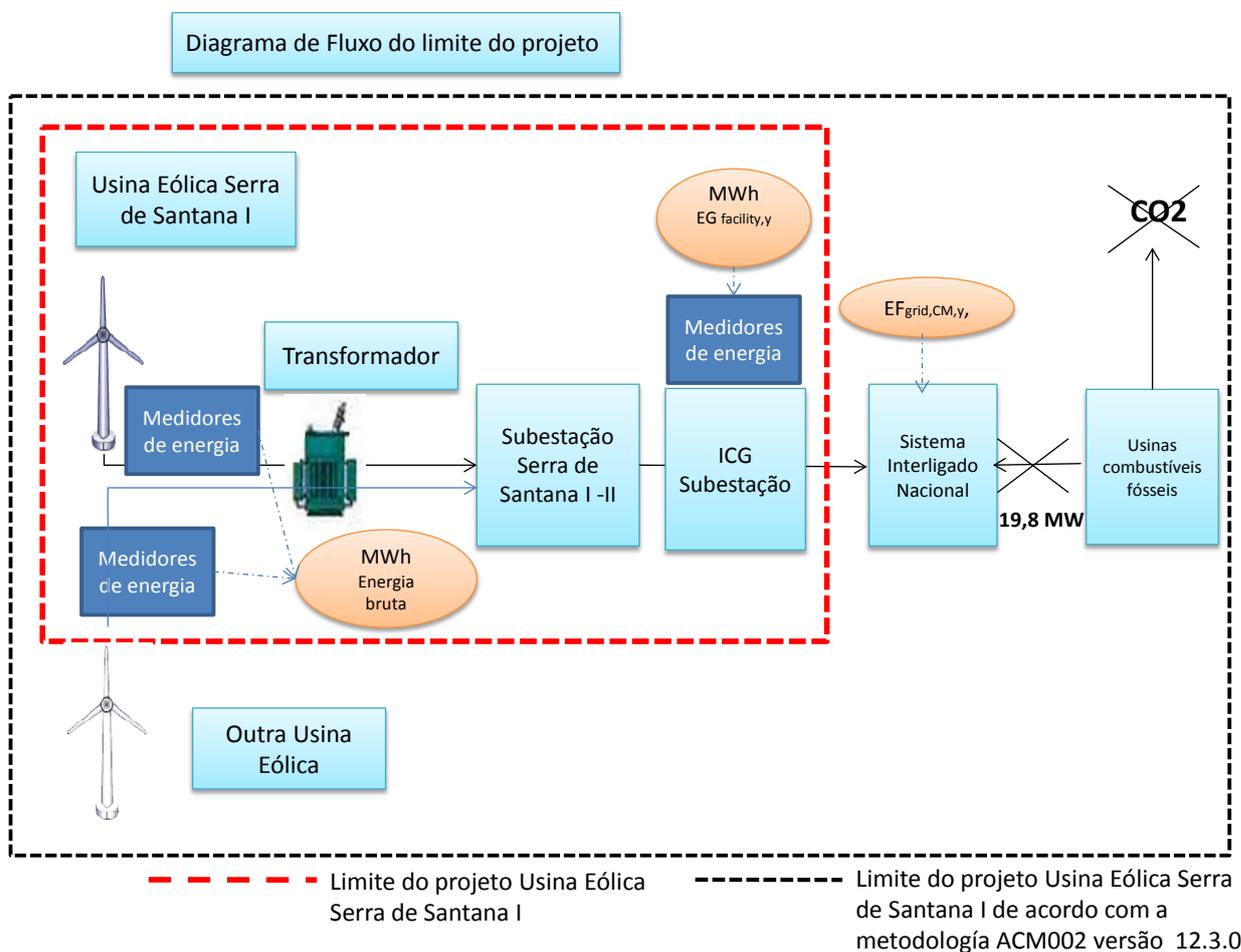


Figura 3. Esquema do fluxo do projeto

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 pelo 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 ACM002 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 (MC) 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 Interligado Nacional (SIN).



Em termos de acréscimo de novas energias ao sistema, o último Balanço Energético Nacional ¹³ demonstra que a geração de eletricidade 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 térmicas¹⁴. O fornecimento de energia térmica 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.

A atividade do 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 234.296 emissões de tCO₂ no período de crédito de 7 anos, de acordo com descrição adicional neste documento.

A tabela a seguir mostra a previsão oficial do setor elétrico brasileiro.¹⁵

Potência (MW)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidrelétrica	83.169	85.483	86.295	88.499	89.681	94.656	100.476	104.151	108.598	116.699
PCH	4.043	4.116	4.116	4.516	5.066	5.566	5.816	6.066	6.416	6.966
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Óleo Combustível	3.380	4.820	5.246	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864
Gás natural	8.860	9.356	9.856	11.327	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533
Óleo diesel	1.728	1.903	1.703	1.356	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
Mineral de carbono	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Biomassa	5.380	6.083	6.321	6.671	7.071	7.421	7.621	7.771	8.121	8.521
Gás processado	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
Eólica	1.436	1.436	3.241	3.641	4.041	4.041	4.041	4.041	4.041	4.041
Total	112.455	118.375	122.676	130.774	133.305	140.935	147.605	152.080	157.628	167.078

Tabela 5. Capacidade energética por fonte no período de 2010 a 2019.

As usinas de energia eólica serão 2,41% da potência total instalada no Sistema Interligado Nacional em 2019 e 3,03% em 2014, ano da primeira fase de funcionamento (não incluindo a capacidade energética da atividade do projeto proposto), de acordo com estimativas de planejamento a longo prazo. Dessa forma, a energia produzida a partir deste projeto terá impacto nulo sobre os cálculos da linha de base. O Sistema Interligado Nacional será baseado principalmente em usinas hidro e termelétricas. A estimativa percentual de energia hidrelétrica atingirá 69,8% em 2019.

¹³ Balanço Energético Nacional, 2010. Gráfico 1.1.1, página 12. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>

¹⁴ O valor de 12,2% inclui as energias produzidas por: (Gás natural 2,6%, óleos 2,9%, carvão 1,3% e biomassa 5,4%) publicados no Balanço Energético Nacional 2010, gráfico 1.1.1, página 12. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>

¹⁵ EPE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Tabela 54, página 80. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>



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):

Cronograma de eventos do projeto

Data	Evento	Suporte/Referência
19/09/2009	Data em que o projeto obteve a Licença Prévia Ambiental	Cópia da Licença emitida pelo IDEMA (Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte).
26/08/2010	O Projeto Parque Eólico Serra de Santana I venceu o Leilão Nacional no 05/2010 conduzido pela ANEEL (Decisão Gerencial)	http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052010%20Resultado__2013.pdf
21/09/2010	Constituição Oficial do Gestamp Eólica Serra de Santana S.A.	Estatuto Social da empresa, certificada pela entidade de comercialização do Estado do Rio Grande do Norte.
25/10/2010	A CO ₂ Solutions enviou a Consideração Prévia do MDL do projeto Parque Eólico Serra de Santana I para a CQNUMC (Convenção - Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima) e para o AND Brasileiro (Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais)	Cópias dos e-mails nos quais a CO ₂ Solutions enviou a Consideração Prévia para a CQNUMC e para a Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais.
26/10/2010	A Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais confirmou o recebimento da Consideração Prévia da MDL	Cópia do e-mail no qual a Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais confirma o recebimento da Consideração Prévia do MDL para a CO ₂ Solutions.
15/11/2010	A CQNUMC confirmou o recebimento da Consideração Prévia do MDL.	Cópia do e-mail no qual a CQNUMC confirma o recebimento da Consideração Prévia do DML para a CO ₂ Solutions.
06/12/2010	Momento da decisão de investimento, a Gestamp Eólica Serra de Santana 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.



Como se pode ver na linha do tempo da atividade do projeto, a consideração do MDL foi levada em conta desde o início do desenvolvimento da atividade do projeto, a consideração prévia do MDL foi enviada antes da data de início das atividades do projeto. Gestamp Eólica Serra de Santana S.A. sempre considerados os incentivos do MDL devido às barreiras econômicas que o projeto enfrenta (isto será demonstrado na análise de investimento).

Análise da adicionalidade do projeto

Os incentivos da MDL seriam um complemento perfeito para a energia eólica no Brasil. Esta afirmação baseia-se no fato que projetos de parques eólicos recentes estão sendo desenvolvidos no Brasil como projetos MDL. Então se pode concluir que a energia eólica não é uma proposta particularmente atraente no cenário “negócios como de costume”.

Para demonstrar a sua adicionalidade, tem sido utilizada a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade versão 06.0.0” aprovada, seguindo todas as etapas. Essas etapas demonstrarão que a atividade do projeto não é o cenário de linha base.

Etapa 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 o Sistema Interligado Nacional. 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 19,8 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 Interligado 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 Serra de Santana S.A. não implementa o projeto; e seus clientes continuarão comprando a energia da Sistema Interligado 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. Esta alternativa é considerada como o cenário de referência.
3. A mesma geração de energia pela mini-hídrelétrica. Esse cenário alternativo consiste na instalação de uma fonte renovável diferente no SIN (Sistema Interligado Nacional). A unidade de energia renovável é uma nova mini-hídrelétrica, com a mesma configuração da atividade de projeto proposta.
4. A mesma geração de energia pelas usinas de energia a partir de combustíveis fósseis.



Esse cenário alternativo consiste na instalação de uma fonte de combustível fóssil no SIN (Sistema Interligado Nacional).

A Gestamp Eólica Serra de Santana S.A. é uma empresa cuja principal atividade é o desenvolvimento de projetos de energias renováveis, de acordo com o ato constitutivo em que é estabelecido o propósito da empresa. Tal finalidade é o desenvolvimento das atividades necessárias para o início, a operação e a manutenção de um parque eólico localizado no Brasil.

A geração por meio de usinas de energia a partir de combustíveis fósseis não é possível porque a Gestamp Eólica Serra de Santana S.A. não está interessada na geração de energia a partir de fontes exclusivas de carbono, pois essa alternativa foi eliminada. As alternativas são analisadas nas etapas seguintes.

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

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela nomeação dos produtores independentes de energia elétrica. Portanto, em 19 de Agosto de 2010 o projeto Serra de Santana I recebeu aprovação para a produção e comercialização de eletricidade proveniente de geradores eólicos (Processo no. 48500.000881/2010-34). Esta autorização deve ser utilizada até 1 de Setembro de 2013.

A ANEEL também realiza leilões do direito de construção de usinas hidrelétricas. No entanto, a Gestamp Eólica Serra de Santana 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 Serra de Santana 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 Serra de Santana I, 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 Serra de Santana 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 prévia que permite instalar o projeto Parque Eólico Serra de Santana I com uma capacidade de potência de 100,8 (como foi mencionado o projeto terá a capacidade instalada de 19,8 MW), (Processo nº 2009-029244/TEC/LP-0069), com autorização válida até 19 de setembro de 2011.

Como foi mencionada a licença de instalação foi solicitada em 16 de setembro de 2011, com o processo 2011-048172/TEC/LI-0065; até hoje a licença de instalação continuará em processo, e espera-se que será emitida no final do ano de 2012. A última informação do processo de licença de instalação é que, em 6 de fevereiro de 2012 a informação foi entregue ao Departamento Técnico da IDEMA.

Em resumo, o desenvolvimento do projeto Parque Eólico Serra de Santana I está em conformidade com todos os regulamentos nacionais. A Gestamp Eólica Serra de Santana S.A. possui as autorizações necessárias (ANEEL, IDEMA) para construir e operar o parque eólico.



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

- A atividade de projeto não realizado como uma atividade de projeto do MDL.
- A continuação da situação atual: Gestamp Eólica Serra de Santana S.A. não implementar o projeto (cenário de referência).

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, que serão analisadas na análise de investimentos.

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 patrimônio líquido (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 taxa de referência (opção III) foi selecionada para esta atividade do projeto.

Subetapa 2b. Opção III. Utilizar análise de taxa de referência (benchmark).

Para a análise de índice de taxa de referência (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 referência (benchmark) utilizada para a análise de taxa de referência (benchmark).

- (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, é usado o bônus BRL-2028. Esse bônus foi emitido várias vezes em diversos anos:
 - Global BRL 2028: Quarta emissão de títulos BRL 2028, este título foi emitida em junho de 2007 com um prazo de 21 anos e um rendimento de 8,626%¹⁶.
- Prêmio de risco: Obtida a partir do último documento emitido disponível em fevereiro de 2010. O valor patrimonial prêmio de risco para o Brasil é de 6,44%.¹⁷
- 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 taxa de referência.

Do exposto acima, o valor de referência deve ser de 15,066%.

No entanto, a fim de ser conservador duas suposições foram feitas na análise de investimento:

- O valor de taxa de referência (benchmark) que é usado na análise de investimentos é o valor publicado no "Orientações para a avaliação de análise de investimentos" versão 05, devido a atividade de projeto é considerado como Indústrias de Energia-Grupo 1, o valor de taxa de referência é de 11,75%.
- Essa taxa de referência (benchmark) é indicado como pós-impostos, no entanto, para ser conservador na análise de investimento foi feito antes de impostos.

Com estas duas premissas, pode-se demonstrar que a atividade de projeto é adicional.

Subetapa 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

A decisão de investimento da atividade do projeto foi no mês de agosto de 2010, esta é a data que Gestamp Eólica Serra de Santana S.A. ganhou o Leilão Nacional e decidiu que a capacidade final e tecnologia a ser empregada para a atividade de projeto.

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 Serra de Santana S.A. venderá a energia gerada a um preço de R\$ 124,75/MWh¹⁸.
- Taxa média de câmbio do Euro: 1,29029 USD/€
- Taxa média de câmbio do Euro: 2,27052 R\$/€
- Taxa média de câmbio do Real: 1,75977 R\$/USD
- Gastos de capital: 91.787.509,16 R\$. Este custo é a parte do vários custos, tais como:
 - Implementação de fundações: R \$ 8.788.255,87. Obtidos a partir de proposta da Arruda Projetos Ltda. datado de 25/03/2010.

¹⁶ Tesouro Nacional Divida Mobiliaria Externa. Disponível em:

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

¹⁷ Aswath Damodaran, Stern School of Business. Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2010 Edition. Página 50 e 51. Disponível em: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1556382

¹⁸ De acordo com os resultados do Leilão Nacional (n° 05/2010). Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052010%20Resultado_2013.pdf



- Implementação de estradas: R \$ 4.390.254,69. Obtido a partir da proposta da Arruda Projetos Ltda. datado de 25/03/2010
- Infraestrutura elétrica composta de: implantação da Subestação (R \$ 3.809.025,62), implementação de rede (R \$ 1.620.918,29), Electric grade interna (R \$ 3.368.818,28) Capacitor Banco 1MVAR (R \$ 435.719,03) e Capacitor Banco 2MVAR (R \$ 418.116,37), obtido a partir da propostado Trafo datada de 30/04/2010.
- Custo turbinas eólicas (R \$ 67.420.144,34), composto de: Turbians Vestas V90 (2.345.915 €turbina), sistema SCADA (315.441 €), Pintura (26.000 €turbina), Desumidificador (15.000 €turbina), chave de desconexão (27.000 €turbina), sistema CSM (17.000 €turbina) e impostos de turbinas (R \$ 5.972.076,86 representam a 9,25% do custo). Todos estes custos são registrados na cotação Vestas datado 24/09/2009.
- Gestão da Construção: 806.500 €, obtido a partir da proposta da Gestamp Eólica S.L. datada de 01/06/2010.
- Torre da Medição: R\$ 150.000, obtido a partir Arruda Projetos Ltda. proposta de 22/04/2010.
- Custos de operações e de manutenção de custos (O&M): 2% do investimento total (anos 1-6) e 5% do investimento total (anos 7 a20)¹⁹.
- Custo de transmissão: 5,155 R\$/kW-mês (Este custo pode variar a cada ano, segundo declaração da ANEEL)²⁰.
- Custo do aluguel da terra: 7.500 R\$/MW²¹
- Inflação: A inflação é baseada na média fornecida pelo Banco Central do Brasil de 4,5%²²

De acordo com "Orientações para a avaliação da análise de investimentos" versão 05 menciona que, devido à taxa de referência (benchmark) é baseada em parâmetros que são padrão no mercado, uma estrutura de financiamento dívida / patrimônio líquido deve ser usado. É demonstrada a estrutura de financiamento para o projeto típico parques eólicos é o crédito de 69%²³ obtidos pelos Bancos Brasileiros Nacionais, esta informação foi usada na análise de investimentos.

¹⁹ Energia eólica- os fatos. Custos e preços.

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

²⁰ ANEEL. “Resolução Homologatória Nº 1.031”, de 22 de julho de 2010. Página 17. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052010_Resolu%C3%A7%C3%A3o_%20Homologat%C3%B3ria_Edital%2005-2010_.pdf

²¹ Esse valor foi estabelecido no contrato de aluguel da terra entre Gestamp Eólica Brasil S.A. (acionista do PP) e os proprietários de terras, a prova foi entregue ao EOD.

²² Banco Central do Brasil. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/?SISMETAS>

²³ Informação de financiamento de projetos de parques eólicos, o valor de 69% foi à média de todas as informações obtidas:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2008/20080129_not011_08.html

<http://www.boletimecologico.jex.com.br/noticias/bndes+vai+financiar+parque+eolico>

<http://www.powerengineeringint.com/articles/potencia-archives/print/volume-15/issue-2/proyectos/proyectos.html>

http://www.evwind.es/noticias.php?id_not=2849



A informação da taxa de juros foi de obtida a partir de uma estrutura de banco padrão: 12 anos e juros de 10,4% (6,0% de taxa de juro longo prazo²⁴, remuneração básica de 0,9%, taxa de intermediação% 0,5, Del Credere de 3%), com uma taxa de juros total de 10,4%²⁵. Esta informação é corroborada outras informações con publicado antes da decisão de gestão que mostra que a taxa de juros em maio de 2010 é 10,97%²⁶, no entanto o valor de 10,4% foi utilizado a fim de ser conservador.

O fluxo de caixa do Parque Eólico Serra de Santana I mostra que a TIR para o desenvolvimento da atividade do projeto sem a consideração das receitas de RCE foram os seguintes:

Cenário	TIR do Patrimônio líquido
Sem as receitas de RCE	6,12 %

Tabela 7. TIR do Patrimônio líquido do projeto

Os cálculos da TIR do patrimônio líquido mostram claramente que a TIR da atividade do projeto (6,12%) está abaixo da taxa de referência financeiro escolhido (11,75%), demonstrando que o lucro líquido das vendas de energia elétrica não é suficiente para justificar e superar os investimentos necessários.

O resultado da análise mostra que o TIR do patrimônio líquido é menor do que a taxa de referência do Brasil, 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.

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

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%.

Na “Orientações para a avaliação de análise de investimentos” versão 05, parágrafo 20 menciona o seguinte:

²⁴ Taxa de Longo Prazo a partir dos meses de abril-junho de 2010, mostra que o valor é de 6,0%.

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

²⁵ Banco do Nordeste. Disponível em:

http://www.bnb.gov.br/content/aplicacao/produtos_e_servicos/programas_bndes/gerados/bndes_e_finem.asp

²⁶ Documento Financeiro “Instituciones Financieras de Desarrollo, Financiamiento Medioambiental y Fondos de Carbono”, Tabela N.13, página 29.

http://www.alide.org.pe/download/AsambleaAnt/Alide40/Download/AS40_10_04_MEDIO_Documento_Comite.pdf



Somente 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	8,72	7,37	4,95	3,84
Preços da energia elétrica	-10%	-5%	5%	10%
TIR do patrimônio líquido	3,37	4,77	7,42	8,68
O&M	-10%	-5%	5%	10%
TIR do patrimônio líquido	6,88	6,50	5,73	5,33
Custo de transmissão	-10%	-5%	5%	10%
TIR do patrimônio líquido	6,30	6,21	6,03	5,93

Tabela 8. Parâmetros Financeiros.

Além disso, a informação relacionada com a taxa de inflação do Brasil mostra que o valor médio é de 4,5% no entanto, não há uma variação deste valor +/- 2%. Portanto, outra análise de sensibilidade foi feita e os resultados são os seguintes:

Valor de inflação	2,5%	6,5%
TIR do patrimônio líquido	0,95%	10,74%

Tabela 9. Parâmetros financeiros com a variação da inflação.

Em conclusão, 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 (6,12%) é inferior ao taxa de referência (benchmark) (11,75%).
- Na análise de sensibilidade as variáveis de maior impacto no TIR do patrimônio líquido são o preço da eletricidade e o investimento. Entretanto, fica claramente demonstrado que no cenário mais otimista, quando o investimento decresce em 10%, o TIR do patrimônio líquido aumenta



para 8,72%, que é inferior ao valor de taxa de referência (benchmark), por esta razão, fica demonstrada a adicionalidade do projeto.

- No cenário, quando a inflação aumenta para 6,5%, ele demonstrou que a TIR do patrimônio líquido não vai ultrapassar o valor de taxa de referência (benchmark).

Em conclusão, o desenvolvimento da atividade de projeto sem o incentivo RCEs (alternativa 1, Sub-etapa 1a) não representam uma alternativa de investimento atraente. Além da menção acima, com base na análise de investimentos (Etapa 2), a adicionalidade da atividade de projeto, resultar evidente

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 19,8 MW. Portanto, o intervalo de saída aplicável é 9,90-29,70 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 MDL registradas e atividades do projeto em fase de validação não devem ser incluídas nesta etapa.

As usinas de energia do SIN que possuem uma capacidade de produção dentro da faixa de 9,90-29,70 MW são 292, portanto, $N_{all} = 292$.

A fonte das informações das usinas é página web da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL²⁷.

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 N_{all} usinas, 278 possuem uma tecnologia diferente²⁸ da utilizada na atividade do projeto proposto. Portanto, $N_{diff} = 278$.

²⁷ Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Capacidade de Geração do Brasil. Verificado em Outubro 17, 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

A informação da página é atualizada a cada dia, portanto o número de plantas não corresponder às informações apresentadas neste documento. Uma cópia de uma tela de impressão foi entregue ao EOD, a fim de demonstrar as informações do passado 17 de outubro de 2011.



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:

$$N_{all} = 292$$

$$N_{diff} = 278$$

Portanto, $F = 1 - (278/292)$.

De acordo com a ferramenta de "Demonstração e Avaliação das adicionalidade" versão 06.0.0. se o valor do factor de F é mais do que 0,2 ea diferença entre N_{all} e N_{diff} é mais do que 3, a actividade de projeto é uma prática comum.

Para essa atividade de projeto, o valor calculado do fator F é 0,048. Portanto, de acordo com a etapa 4, a atividade de projeto não é uma prática comum.

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:

$$ER_y = BE_y - PE_y \tag{1}$$

Onde:

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

²⁸ A tecnologia de atividade do projeto é o uso do vento para gerar eletricidade. O valor das usinas N_{diff} está se referindo aos seguintes usinas: térmica, hídrica, mini-hídrica, nuclear, solar.



As 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 afirmam 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 térmicos solares e geotérmicos, 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 produzido²⁹. 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:

$$PE_{GP,y} (W_{\text{steam,CO}_2,y} + W_{\text{steam,CH}_4,y} * GWP_{\text{CH}_4}) * M_{\text{steam},y} \quad (3)$$

²⁹ No caso de projetos retroajuste ou substituição de centrais geotérmicas, esta metodologia não conta para as emissões de linha de base de lançamento de gases não condensáveis de vapor produzido ou queima de combustíveis fósseis. Os proponentes do projeto são bem-vindos para propor a revisão de metodologia para contabilizar estas emissões da linha de base.



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).
- $W_{steam,CO_2,y}$ = Fração da massa média de dióxido de carbono no vapor produzido no ano y (tCO₂/t vapor).
- $W_{steam,CH_4,y}$ = 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)
- $M_{steam,y}$ = 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 diversos e atividades do projeto de hidroelétricas que resultem no aumento de reservatórios únicos o diversos 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 diversos (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} = Fator de emissão predefinido 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/m²)
- 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 diversos 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 diversos, 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 desenvolvida uma usina eólica e não uma instalação hidroelétrica, nenhum reservatório de água foi planejado na concepção desta usina eólica.

Com base na seguinte sentença tomada a partir da descrição metodologia ACM0002 / versão 12.3.0, o valor de PE_y 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 nem envolve o consumo de combustível fóssil, 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 da linha de base no ano y. (tCO_2 /ano)

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade que é produzida e transmitida pela rede, como resultado da execução da atividade de projeto MDL no ano y (MWh).

$EF_{grid,CM,y}$ = 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)

De acordo com a metodologia, como a atividade de projeto está sendo desenvolvido em um local onde nenhuma usina de energia de fonte renovável foi operada antes da implementação, então:

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

Onde:



- $EG_{PJ,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade que é produzida e transmitida pela rede, como resultado da execução da atividade de projeto MDL no ano y (MWh).
- $EG_{facility,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto para a rede no ano y (MWh)

Para o cálculo do fator de emissão, que resultará na redução de emissões totais equivalente de CO_2 para o período total de crédito, será utilizada uma Margem Combinada (MC) de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade ver. 02.2.1”.

As etapas para calcular o fator de emissão são:

1. Identificar o sistema elétrico relevante.
2. Escolher se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional)
3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (MO).
4. Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.
5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (MCo).
6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (MC).

Etapa 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 ver 12.3.0. Por isso, o SIN é o **sistema de energia elétrica do projeto**.

Os sistemas de energia elétrica do Paraguai 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.

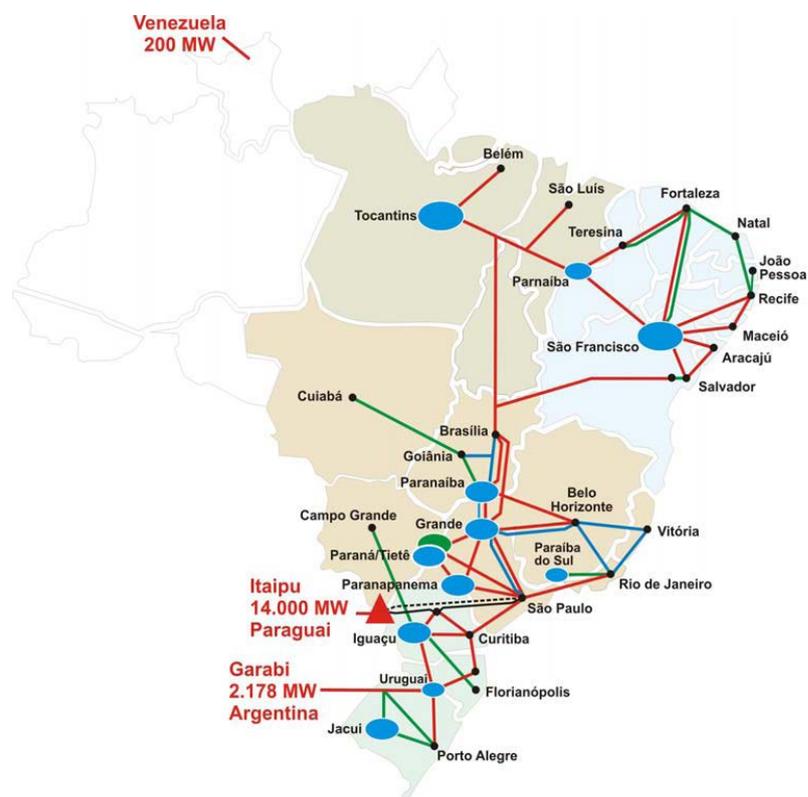


Figura 4. Sistema Interligado Nacional ³⁰

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 Paraguai 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 Paraguai 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 os fatores de emissão de margem de operação e margem de construção:

- 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.

A Gestamp Eólica Serra de Santana S.A. escolheu a Opção I e somente as usinas da rede são incluídas no cálculo. A Opção I corresponde ao processo de cálculo contido nas versões anteriores da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

³⁰ Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Sistema Interligado Nacional. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_integracao_eletoenergetica.aspx

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

Os dados da margem de operação publicados pela comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais estão usando o método de análise de dados de despacho, 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 post.

- 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.

Etapa 4: Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.

O fator de emissão de análise de dados de despacho MO ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado baseado nas unidades da rede que estão 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:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de análise de dados de despacho de margem operacional 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 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.

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

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (10)$$

Onde:

- $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ por unidades geradoras da rede no topo da lista de envio na hora h do ano y (tCO₂/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 neto (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 CO₂ do combustível fóssil tipo i no ano y (tCO₂/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 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 CO₂ para a rede de energia no topo da ordem de despacho em horas h e ano y (tCO₂/MWh)
- $EG_{n,h}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade de rede elétrica n em horas h (MWh)
- $EF_{EL,n,y}$ = Fator de emissão do CO₂ da unidade de rede de energia n no ano y (tCO₂/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 das unidades geradoras da rede n ($EF_{EL,n,y}$) devem ser determinadas por meio do MO simple, 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 no topo $x\%$ da eletricidade total enviada na hora h , onde $x\%$ é igual ou maior de qualquer:

(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 atual 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.

A Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial sobre Mudanças Globais Climáticas – CIMGC) publicou em Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação site os dados do fator de emissão na margem operacional para cada mês ³¹.

Etapa 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção (MCo).

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 ante 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 líquida de eletricidade 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 inclusas 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:

³¹ Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Disponível em:
<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>



- a) 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, mais recentemente, ($SET_{5-units}$) e determinar a sua geração anual de eletricidade ($AEG_{SET-5-units}$, em 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 abrangem 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 EOD para validação. Para o segundo período de crédito, fator de emissão de CO_2 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 EOD. 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 de construção é a opção 1. A margem de construção será ex ante durante o primeiro período de crédito.

O valor publicado na Web site da AND³² para o MCo para o ano de 2010 é de 0,1404

Etapa 6: Calcular o fator de emissão da margem combinada (MC).

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

³² O Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

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

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

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

O método da MC 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 *ex ante* das reduções 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:

$$PE_y = PE_{FFy} + PE_{GPY} + PE_{HPY} \quad (14)$$



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 (tCO ₂ e)

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 produzido³³. 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:

$$PE_{GP,y} (W_{\text{steam,CO}_2,y} + W_{\text{steam,CH}_4,y} * GWP_{\text{CH}_4}) * M_{\text{steam},y} \quad (15)$$

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 (tCO ₂ e).
$W_{\text{steam,CO}_2,y}$	= Fração de massa média de dióxido de carbono no vapor produzido no ano y (tCO ₂ /t vapor).
$W_{\text{steam,CH}_4,y}$	= Fração de massa média de metano no vapor produzido no ano y (tCH ₄ /t vapor)
GWP_{CH_4}	= Potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso relevante (tCO ₂ e/tCH ₄)
$M_{\text{steam},y}$	= Quantidade de vapor produzido no ano y (t vapor)

³³ No caso de projetos retroajuste ou substituição de centrais geotérmicas, esta metodologia não conta para as emissões de linha de base de lançamento de gases não condensáveis de vapor produzido ou queima de combustíveis fósseis. Os proponentes do projeto são bem-vindos para propor a revisão de metodologia para contabilizar estas emissões da linha de base.

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 diversos e atividades do projeto de hidroelétricas que resultem no aumento de reservatórios únicos ou diversos já existentes, os proponentes do projeto devem considerar as emissões de CH_4 e de CO_2 provenientes dos reservatórios, estimado como segue:

(a) Se a densidade da energia para reservatórios únicos ou diversos (PD) for maior que $4 W/m^2$ e maior ou igual a $10 W/m^2$

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

Onde:

- $PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto de reservatórios de usinas hidroelétricas no ano y (tCO_2e)
 EF_{Res} = Fator de emissão predefinido para emissões dos reservatórios de usinas de hidroelétricas ($kgCO_2e/MWh$)
 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 $10 W/m^2$:

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

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/m^2)
 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 diversos, medida na superfície da água, após a aplicação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2).
 A_{BL} = Área dos reservatórios únicos ou diversos, medidas na superfície da água, antes da aplicação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). 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 nem envolve um consumo de combustível fóssil, 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 (MCo), e é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 02.2.1). 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 da linha de base no ano y (tCO_2)
 $EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada e enviada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh)
 $EF_{grid,CM,y}$ = Margem combinada do fator de emissão de CO_2 por geração de energia conectada à rede no ano y e calculada usando a última versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (tCO_2/MWh)

De acordo com a metodologia, como a atividade de projeto está sendo desenvolvido em um local onde nenhuma usina de energia de fonte renovável foi operada antes da implementação, então:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad (20)$$

Onde:

- $EG_{PJ,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade que é produzida e transmitida pela rede, como resultado da execução da atividade de projeto MDL no ano y (MWh).
 $EG_{facility,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto para a rede no ano y (MWh)



Os dados da operação e margem de construção calculada foram obtidos usando informações da Autoridade Nacional Designada do Brasil (Comissão Interministerial de Mudanças Globais Climáticas – CIMGC).

O valor do fator de emissão da Margem Operacional para 2010 é 0,4787 tCO₂/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 2010 a margem de construção é de 0,1404 tCO₂/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: $0,75 * 0,4787 + 0,25 * 0,1404 = \mathbf{0,3941}$ tCO₂/MWh

Fator de emissão da linha de base: = **0,3941** tCO₂/MWh
 Geração anual = 84.931 MWh
 Emissões da linha de base: = 33.471 tCO₂/ano

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 vazamento. Considerando que não há emissão do projeto e nenhuma emissão devido a vazamento, 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)

Emissões da linha de base: = 33.471 tCO₂
 Emissões do projeto = 0 tCO₂
 Reduções de emissões = 33.471 tCO₂

B.6.4 Resumo da estimativa ex-ante de redução de emissões:

Ano	Estimativa das emissões de atividade do projeto	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)



	(toneladas de CO ₂ e)			
2014	0	16.735	0	16.735
2015	0	33.471	0	33.471
2016	0	33.471	0	33.471
2017	0	33.471	0	33.471
2018	0	33.471	0	33.471
2019	0	33.471	0	33.471
2020	0	33.471	0	33.471
2021		16.735	0	16.735
Total (toneladas de CO₂e)	0	234.296	0	234.296

Tabela 10. Estimativa das 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 pelo projeto para a rede no ano y
Fonte dos dados utilizados:	Medidores de energia instalados no parque eólico e 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 (84.931 MWh, estabelecida pelo Estudo Recurso de Vento elaborado pela Barlovento Recursos Naturales).
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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). <p>A descrição do cálculo $EG_{facility,y}$ é explicado na seção B.7.2 e no Anexo 4 deste documento.</p> <p>Informação adicional dos medidores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Número de medidores: 2 medidores na saída do parque eólico (1 principal, 1 apoio), e 2 e dois na subestação para medir a energia líquida e toda a linha de transmissão (1 principal, apoio). • Tipo: bidirecional



	<ul style="list-style-type: none"> • Classe de precisão: Erro máximo 0,2 % (Medidor Classe 0,2)³⁴ • Frequência de calibração: 2 anos • Medições: medição continuamente (5 minutos)³⁵ e registo mensal.
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (GQ/CQ) a serem utilizados:	Estes dados serão usados diretamente no cálculo das reduções de emissões de CO ₂ . 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 Elétrica).
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,v}
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 ultima 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 MO e 25% do valor de MCo
Valor dos dados utilizados para fins de cálculo das expectativas de reduções de emissão na seção B.5	0,3941 tCO₂/MWh. Este valor irá mudar porque o fator de emissão está ex post e precisa ser atualizado anualmente, com os dados de MO e como foi indicado a MCo será fixado durante o primeiro período de crédito.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	Ele é calculado pelo AND usando a ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 02.2.1) com dados de um ano e opção de cálculo ex post baseado em 75% do valor de MO e 25% do valor de MCo (valor fixado).
Procedimentos de Garantia e Controle de Qualidade (GQ/CQ) a serem utilizados:	N/A
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 à Parque Eólico Serra de Santana I, que será verificado para a apresentação periódica das RCEs. (Veja o anexo 4).

³⁴ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sub modulo 12.2. Instalação do sistema de medição para faturamento. Seção 1.2.1.1, Características elétricas, página 16.

³⁵ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sub modulo 12.4. Coleta de dados de medição para faturamento Seção 5.1 Coleta de dados dos medidores, página 5.



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 provisões de garantia.
- 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 post. A web site contém o valor da margem operacional de um período mensal. Então a media ponderada do fator de emissão da margem operacional é calculada.³⁶

Fator de emissão da margem de construção

A margem de construção é considerada ex ante o que significa que o valor de 0,1404 será mantido fixo durante o primeiro período de crédito.³⁷

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 o Sistema Interligado 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 em que ambos os medidores estão avariados, a informação da energia gerada será obtida a partir do relatório da CCEE.

³⁶O Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

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

³⁷O Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

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

- 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.
- 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 geradas pela atividade do projeto.

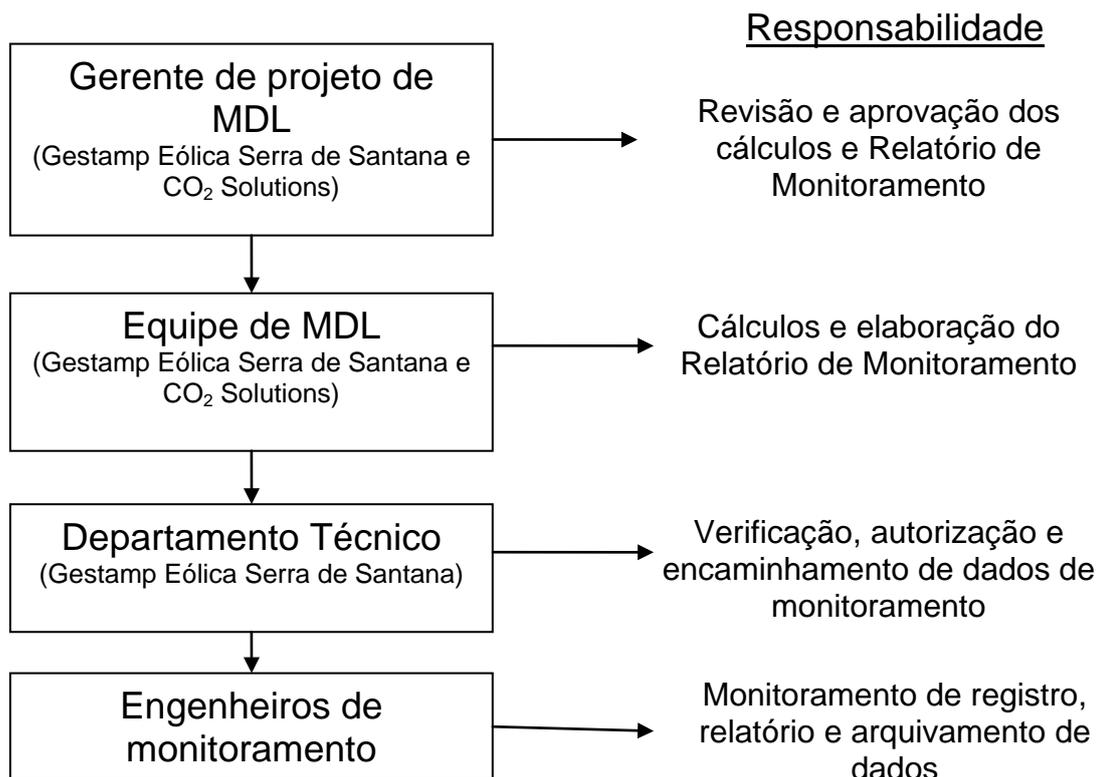


Figura 5. Diagrama do fluxo das emissões monitoradas



Monitoramento de emissão e procedimentos de cálculos	
Fonte e coleta de dados	Os dados foram obtidos junto ao Departamento Técnico para a usina eólica.
	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 11. 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:³⁸

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:

$$U_{\%} \Big|_{y=1 \rightarrow n} = \frac{U_y}{\sum_{i=1}^n U_i} \times 100 \quad (21)$$

Onde:

³⁸ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 12.6. Configuração para medição da faturação. Páginas 9 e 10. Disponível em:

[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/\\$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openelement)



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

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:

$$EG_{facility, y} = \frac{U_{\%, y}}{100} * EG_{DP} \quad (22)$$

Onde:

- $EG_{facility, y}$ = 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 21).
- EG_{DP} = Energia líquida medida no ponto de entrega da energia.

Conforme foi mencionado, esse método foi estabelecido pelo ONS 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.

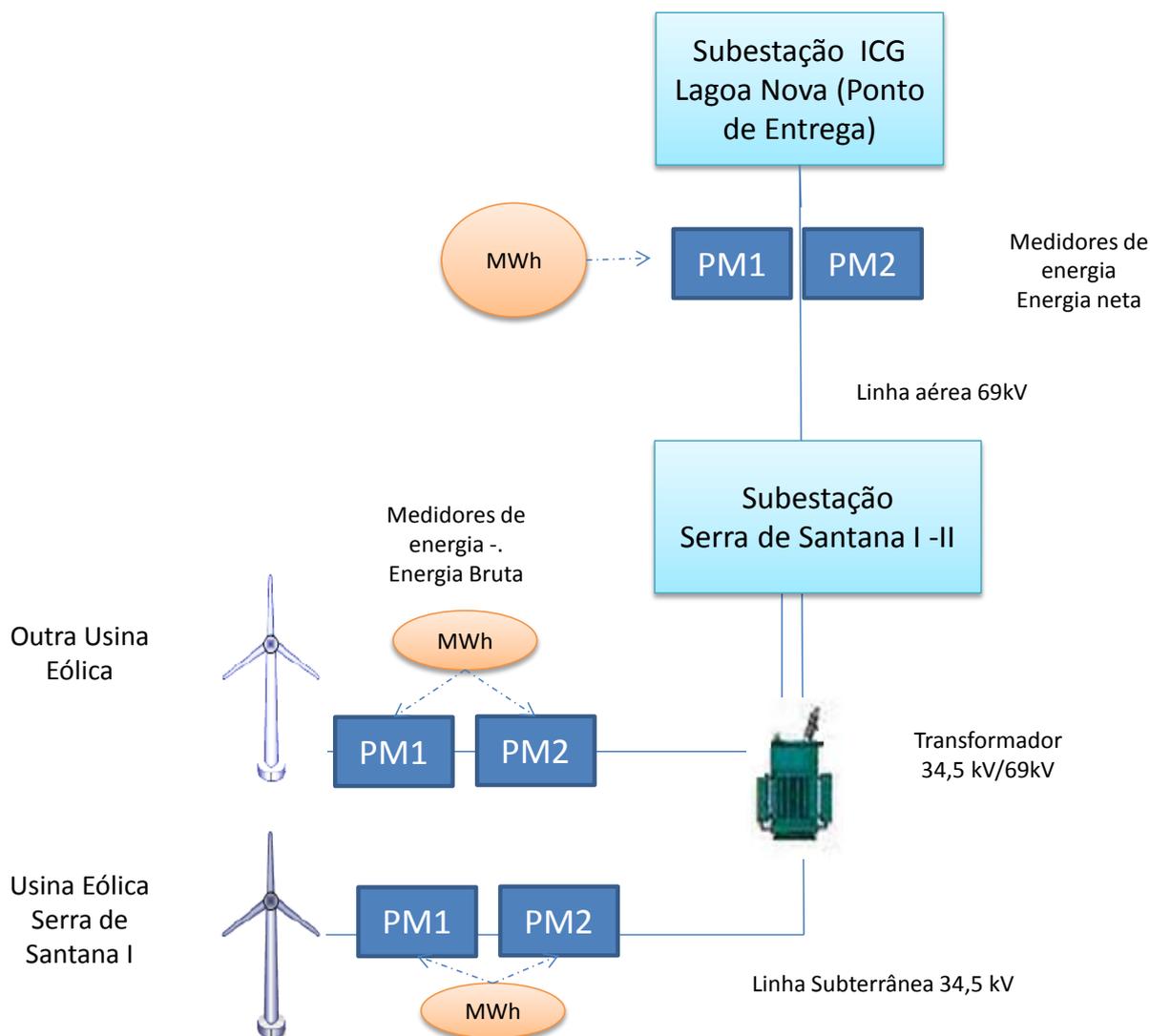


Figura 6. Diagrama simplificado

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.

A informação adicional do processo de medição de energia é estabelecido no Anexo 4. Entretanto, esse procedimento de monitoramento está de acordo com os Regulamentos Nacionais Brasileiros.³⁹

³⁹ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 12.6. Configuração para medição da faturação. Páginas 9 e10. Disponível em:

[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/\\$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/D7007E1C0D7D8E6C83257945005B2280/$file/Submodulo%2012.6_Rev_2.0.pdf?openement)

**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: 18/11/2011

Alfonso Lanseros Valdés

Sócio consultor

infoedm@co2-solutions.com**CO₂ Global Solutions International S.A. (Participante do projeto)**

Claudio Coello 76 Bajo C

Madri 28001, Espanha

Tel: +34 917814148

Fax: +34 917814149

www.co2-solutions.com**SEÇÃO 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:**

06/12/2010

Nesta data o proprietário do projeto realizou o primeiro grande compromisso financeiro. A Gestamp Eólica Serra de Santana 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 de 20 anos^{40 41}.**C.2 Escolha do período de crédito e das respectivas informações:**

A atividade de projeto irá utilizar um período de crédito renovável.

C.2.1. Período de crédito renovável

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

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 Serra de Santana S.A. escolherá um período de crédito renovável de 7 anos e 0 mês.

⁴⁰ O tempo de vida está estabelecido no contrato de venda de energia que é elaborada pela ANEEL, durante o leilão nacional. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052010_Edital_LER_23-07-10_.pdf

⁴¹ A estimativa é baseada em informações afirmado por Vestas no folheto técnico V90-1,8MW. Página 12.

**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:**

A Gestamp Eólica Serra de Santana 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 2009-029244/TEC/LP-0069) por IDEMA esta licença ambiental foi concedida para uma capacidade total de 100,8 MW, no entanto, a atividade de projeto consiste apenas em 19,8 MW. No Relatório Ambiental Simplificado pode ser ver as características físicas, sociais, impactos biológicos e culturais da zona onde o projeto será realizado. Além disso, essa licença prévia foi emitida a Gestamp Eólica Brasil S.A., que é acionista da Gestamp Eólica Serra de Santana S.A. (Isto pode ser confirmado no contrato social da Gestamp Eólica Serra de Santana S.A.)

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 Serra de Santana S.A. gerará energia por meio de fontes renováveis, principalmente o vento. A atividade do projeto será localizada em Lagoa Nova, Rio Grande do Norte

Para estudar o impacto ambiental foi utilizado o método “Lista de Verificação”, 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: Caráter, 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.

Por causa disso, 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 respectiva revisão legal, o projeto do Parque Eólico Serra de Santana I foi aprovado pela IDEMA “Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte” (Processo No. 2009-029244/TEC/LP-0069).

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

Como foi mencionada a licença de instalação foi solicitada em 16 de setembro de 2011, com o processo de 2011-048172/TEC/LI-0065, a última informação do processo de licença de instalação é a de que em 06 de fevereiro de 2012, as informações foram entregues ao Departamento Técnico da IDEMA; esta licença está prevista para ser emitida no final do ano de 2012.

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 Lagoa Nova
- Câmara Municipal de Lagoa Nova
- Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte.
- Conselho Nacional de Meio Ambiente
- Departamento do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – Governo do Estado do Rio Grande do Norte
- FBOMS: Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento
- Prefeitura Municipal de Santana do Matos
- Câmara Municipal de Santana do Matos
- Procuradoria Geral do Rio Grande do Norte
- Promotor de Justiça de Santana do Matos
- Ministério Público do Estado do Rio Grande do Norte.
- Ministério Público Federal



A consulta às partes interessadas envolve todos os membros nacionais e locais relacionadas com o projeto de acordo com exigências de AND brasileiro⁴². Esta consulta foi elaborada da forma mais eficiente, a fim de envolver mais da população relacionadas com o projecto. É importante mencionar que não há cartas-convite foram enviadas para qualquer associação comunitária ou de uma entidade ambiental em nível municipal, o motivo é que o município de Lagoa Nova é muito pequeno e este município em particular não tem qualquer associação ou entidade ambiental, para este motivo, não foi possível enviar os convites.

Convites foram enviados no dia 21 de outubro e 25 de outubro de 2011. O AND do Brasil solicitou que o documento DPC esteja disponível em uma web site. Assim, em 03 de Junho de 2011 o DPC do Parque Eólico Serra de Santana I foi publicado em português na web site da CO₂ Solutions.

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

Os convites foram 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 AND Brasileiro (Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas).

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário recebido.

E.3. Relatório sobre as respostas dadas aos comentários recebidos:

Nenhum comentário recebido.

⁴² A informação da consulta às partes interessadas está de acordo com os requisitos da AND brasileira, a referência é o seguinte:

Resolução N ° 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

**Anexo 1****INFORMAÇÕES PARA CONTATO COM OS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO****PRINCIPAL PATROCINADOR DO PROJETO**

Empresa	Gestamp Eólica Serra de Santana S.A.
Endereço:	Av. Engenheiro Roberto Freire 1850
Edifício:	Shopping Sea Way, sala 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:	Madri
Estado:	Madri
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:	Consultor parceiro
Tratamento:	Sr
Sobrenome:	Lanseros
Nome do meio:	
Primeiro nome:	Alfonso
Departamento:	Desenvolvimento MDL
Tel. Celular:	(+34) 652 79 59 10
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

N/A

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 (AND brasileiro), essa informação foi publicada em seu website.

Fator de emissão da margem operacional (tCO₂/MWh)⁴³:

Mês	EF _{grid,OM,2010} (tCO ₂ /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 12. 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.

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

O cálculo do EF_{grid,OM,2010} usou a media de cada mês do mesmo ano.

- Margem de construção:

Conforme foi mencionado anteriormente, o valor do EF_{grid,BM,2010} foi obtido do website do AND Brasileiro⁴⁴.

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

$$\text{Fator de emissão ex post} = 0,75 * MO + 0,25 * MCo = 0,3941 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

⁴³ O Ministério da Ciência e Tecnologia, Disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>

⁴⁴ O Ministério da Ciência e Tecnologia, Disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>



Anexo 4

MONITORAMENTO DE INFORMAÇÕES

A. Cálculo das reduções de emissão

Reduções de emissão do Parque Eólico Serra de Santana I		
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 post*. O MO será atualizado eo MCo será fixado durante o período de crédito.

B. Procedimentos de Controle de Qualidade (CQ) e de garantia da qualidade (GQ).

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.

