



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETOS MDL (F-MDL-DCP)
Versão 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Parques Eólicos El Modelo
Número da versão do DCP	4
Data de conclusão do DCP	21/11/2012
Participante(s) do projeto	Enel Brasil Participações Ltda (Entidade privada) Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. (Entidade privada) Enel Green Power Modelo II Eólica S.A. (Entidade privada)
Parte(s) anfitriã(s)	Brasil
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	(1): Indústrias Energéticas (fontes renováveis) ACM0002 “ <i>Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis</i> ” (versão 13.0.0).
Quantidade estimada de reduções médias anuais de emissões de GEE	105.702 tCO ₂

SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

A.1. Objetivo e descrição geral da atividade de projeto

O Projeto “Parques Eólicos El Modelo” (doravante chamado “atividade de projeto” ou apenas “projeto”) é constituído por duas unidades de geração de eletricidade, que ficarão localizadas nas áreas rurais do município de João Câmara, no Estado do Rio Grande do Norte, Brasil. As duas usinas eólicas participaram do 12º Leilão de Energia Nova promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e foram aprovadas para celebrar um contrato de venda de energia junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os projetos ficarão sob propriedade e gestão de subsidiárias individuais do grupo Enel Brasil Participações Ltda (doravante designado “Proponente do Projeto”):

- Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.
- Enel Green Power Modelo II Eólica S.A

Será instalado um conjunto de turbinas horizontais para geração de eletricidade. As fazendas eólicas terão capacidade instalada de 30,55 MW (Modelo I) e 25,85 MW (Modelo II), sendo a capacidade total deste projeto de MDL de 56,4 MW. O projeto é conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN¹) por uma subestação através de uma linha de transmissão de 230 kV. Estima-se uma geração de eletricidade da ordem de 268.245 megawatts-hora (MWh) por ano.

Os projetos serão desenvolvidos em áreas com presença de atividades agrícolas e vegetação nativa constituída predominantemente de arbustos. As turbinas eólicas ficarão situadas em terrenos alugados pelo proponente do projeto a diferentes proprietários.

A eletricidade renovável gerada pelo projeto será fornecida ao SIN. Antes da implementação da atividade de projeto, não havia nenhuma usina instalada no local. A energia que seria gerada pelo projeto é atualmente despachada por outras usinas conectadas à rede nacional, o que inclui usinas a combustíveis fósseis. Dessa forma, o cenário da linha de base e o cenário anterior à implementação do projeto são os mesmos. O projeto ajudará o sistema a diminuir o peso da geração de energia por fontes termelétricas, dessa forma contribuindo com o desenvolvimento sustentável ao aumentar a participação da energia renovável. A expectativa de redução das emissões anual é de 105.702 tCO₂ durante o período renovável de créditos de 7 anos. Mais especificamente, a energia eólica possui um impacto (“pegada”) ambiental bastante baixo se comparado a outras alternativas.

O projeto contribuirá com o desenvolvimento sustentável da região da seguinte forma:

- O projeto reduzirá as emissões de óxidos de enxofre (SO_x), óxidos de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono e material particulado, entre outros poluentes, e também de dióxido de carbono associado à queima de combustíveis fósseis.
- O projeto diminuirá a utilização de água associada à geração de eletricidade por usinas que utilizam ciclo a vapor.
- O projeto reduzirá a dependência por combustíveis fósseis, uma fonte não-renovável e de oferta limitada.
- Durante a construção, o projeto empregará cerca de 200 trabalhadores, dando-se prioridade aos moradores locais no preenchimento das vagas, até onde possível. Durante a operação, o projeto

¹ Sistema Interligado Nacional



criará aproximadamente 15 cargos de período integral nas áreas de operação e manutenção.²

O projeto se constituirá em uma fonte de renda adicional para os proprietários das terras sobre as quais as turbinas eólicas serão instaladas, e uma fonte significativa de arrecadação tributária para os municípios locais, dando assim suporte à economia rural.

A.2. Local da atividade de projeto

A.2.1. Parte(s) anfitriã(s)

Brasil

A.2.2. Região/Estado/Província, etc.

Estado do Rio Grande do Norte

A.2.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.

O projeto está localizado no município de João Câmara.

A.2.4. Localização física/geográfica

O projeto está localizado sob as coordenadas³:

Parque eólico	UTM: N(m), E(m) (Zone 25, Hemisfério S)	Geográficas (graus, decimal)
Modelo I:	9398631, 180466	-13,9185, -42,6205
Modelo II:	9400763, 178585	-13,9290, -42,6384

² Estimativa baseada na experiência da Enel para uma usina eólica típica. Em condições reais, os números podem variar e dependem de diversos fatores. Esta estimativa prévia é fornecida para dar ao leitor uma ideia da magnitude.

³ Como referência, são utilizadas as coordenadas das folhas de dados enviadas à EPE para o leilão de energia. Embora estas se refiram à primeira turbina eólica baseada no layout inicial e possam haver pequenas diferenças no layout final, são exibidas claramente as coordenadas de um ponto dentro da área do projeto. Essa é a única fonte de coordenadas atualmente disponível e que permite identificar com clareza o local do projeto. Ver “Eolica_Completa Modelo I A3 2011.pdf” e “Eolica_Completa Modelo II A3 2011.pdf”. Conversão de UTM para coordenadas geográficas realizada em: <http://home.hiwaay.net/~taylorc/toolbox/geography/geoutm.html>

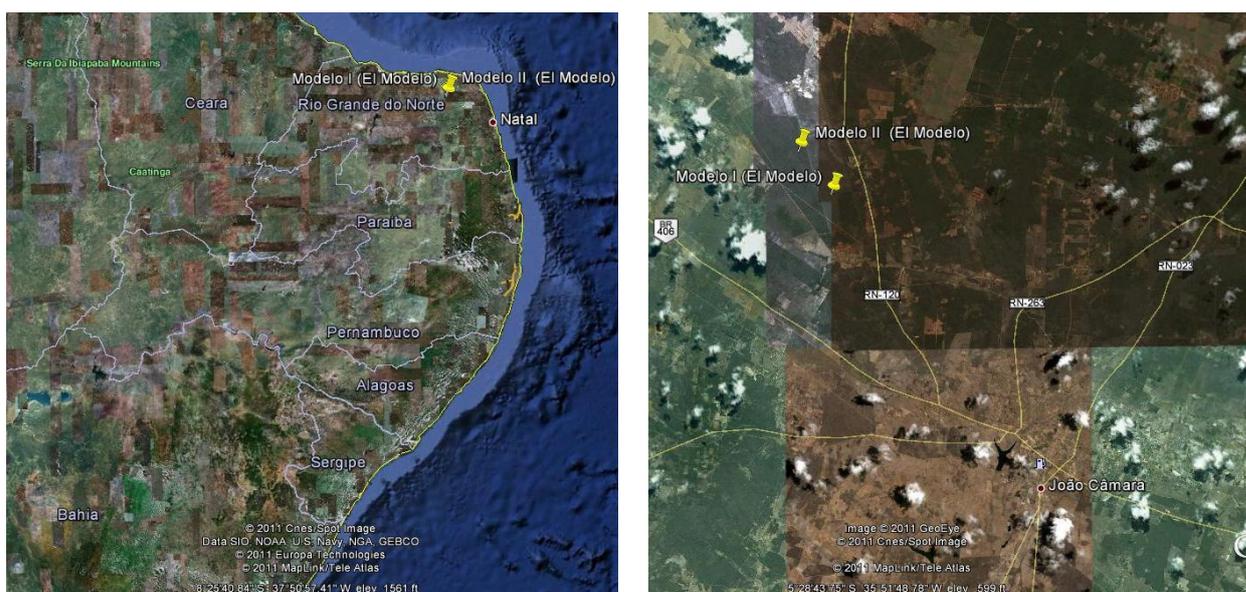


Figura 1: Mapas do local do projeto Parques Eólicos El Modelo (fonte: Google Earth).

A.3. Tecnologias e/ou medidas

O objetivo da atividade do projeto proposto é gerar eletricidade por meio da energia eólica, uma fonte renovável. A eletricidade gerada pelo projeto será fornecida ao SIN, reduzindo a geração de energia por usinas termelétricas no Sistema Interligado Nacional, dado o fornecimento de energia renovável para a rede elétrica.

Cenário antes do projeto

O cenário anterior à implementação da atividade do projeto aponta a ausência de usinas energéticas instaladas no local do projeto. A energia a ser gerada pelo projeto é, atualmente, despachada por outras usinas conectadas à rede nacional, o que inclui usinas movidas a combustíveis fósseis. Portanto, a fazenda eólica contribuirá com a redução de emissões por essas usinas. As emissões reduzidas são determinadas de acordo com o fator de emissão de CO₂ de margem combinada, baseado na *Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2.2.1)* (ver seção B.6.).

Escopo de atividades que estão sendo implementadas na atividade do projeto

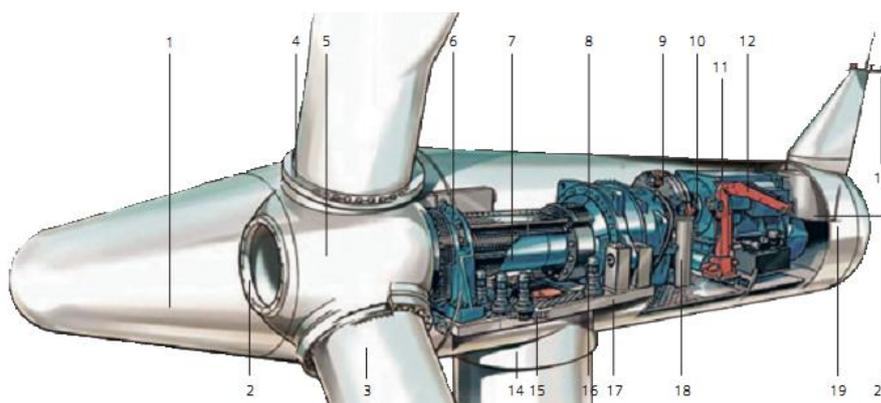
Um conjunto de turbinas eólicas horizontais será utilizado para gerar eletricidade a partir da energia cinética dos ventos. A atividade de projeto incluirá 24 turbinas eólicas, com capacidade total de 56,4 MW para todo o projeto de MDL: 13 turbinas em Modelo I (30,55 MW) e 11 turbinas em Modelo II (25,85 MW).

A Tabela 1 mostra as especificações das turbinas utilizadas na atividade do projeto.

Tabela 1. Especificações das turbinas SWT-2.35-108.

Rotor	
Diâmetro	108 m
Área de varredura	9.144 m ²
Velocidade do rotor	6-16 rpm
Regulagem de potência	Regulagem de passo com velocidade variável
Comprimento da pá	52,6 m
Gerador	

Tipo	Assíncrono
Potência nominal	2.350 kW
Tensão	690 V
Torre	
Tipo	Cilíndrica e/ou tubular cônica
Altura do núcleo	80 m ou de acordo com o local
Dados de operação	
Velocidade do vento de conexão	3-4 m/s
Potência nominal a	11-12 m/s
Velocidade do vento de desconexão	25 m/s



- | | | | |
|-----------------------|-----------------------|------------------------|---------------------------------|
| 1. Cone da hélice | • Rolamento principal | 11. Gerador | 16. Rolamento de orientação |
| 2. Suporte do cone | • Eixo principal | 12. Grua de serviço | 17. Placa de assento da gôndola |
| 3. Pá | • Transmissão | 13. Sensores meteorol. | 18. Filtro de óleo |
| 4. Rolamento de passo | • Disco de freio | 14. Torre | 19. Dossel |
| 5. Cubo do rotor | • Acoplamento | 15. Anel de orientação | 20. Ventilador do gerador |

Figura 2. Organização das turbinas SWT-2.35-108.

As turbinas eólicas possuem tensão de geração de 690 V, intensificada até 34,5 kV através de um transformador situado na base de cada turbina. O projeto será conectado ao SIN⁴ por uma subestação, através de uma linha de transmissão de 230 kV.

Considerando que o setor de energia eólica é bastante recente, os fornecedores de turbinas não divulgam especificações exatas. Presume-se um tempo de vida útil de 20 anos para qualquer turbina eólica, valor este amplamente utilizado pelo setor e que corresponde ao tempo do contrato de compra de energia do projeto.

No total, existem três estudos de geração energética disponíveis⁵:

⁴ Sistema Interligado Nacional

⁵ As explicações detalhadas e todas as referências estão informadas na planilha “Geração” da análise financeira (status: 13/07/2012);

Estudo	Comentários	Geração (no ponto de interligação ⁶) (MWh/ano)
Primeiro estudo de terceiros, Inova Energy	Este estudo foi apresentado à EPE para o leilão de energia e estava disponível no momento da tomada da decisão do investimento. O layout do projeto é ligeiramente diferente do layout final neste DCP (capacidade similar, mas tipo de turbina diferente).	247.282,0
Avaliação do recurso energia eólica pelo Centro de Excelência em Energia Eólica da Enel (Enel Green Power SpA)	Usado para avaliação interna (disponível no momento da tomada da decisão de investimento). A análise é baseada no layout final do projeto conforme este DCP.	223.374,4
Segundo estudo de terceiros, Inova Energy	Baseado no layout final do projeto conforme este DCP (o estudo foi elaborado após a tomada da decisão de investimento)	268.245,0

É utilizado o valor mais alto com o objetivo de manter o conservadorismo da análise financeira, que neste caso é o valor fornecido pelo estudo de terceiro (Inova Energy). O uso deste estudo também é apropriado para as reduções de emissões, por ser um estudo de terceiro e o mais preciso para o layout final do projeto conforme este DCP. Assim, se prevê que o projeto como um todo irá gerar aproximadamente 268.245,0 MWh de energia limpa renovável anualmente. A geração prevista de cada usina do projeto é mostrada em Tabela 2. A planilha “Geração” da análise financeira traz uma análise detalhada e todas as referências.

Tabela 2: Geração de energia no ponto de interligação (garantia física)

Usina	Geração (MWh/ano)
Modelo I	147.848,0
Modelo II	120.397,0
TOTAL	268.245,0

O projeto contribui com a transferência de tecnologia e de know-how para a parte anfitriã da seguinte maneira:

- As turbinas eólicas são compradas da Siemens, empresa multinacional sediada em Munique, na Alemanha. O uso da tecnologia deste fornecedor gera a transferência de tecnologia e de know-how que ajuda a promover e a cooperar com o desenvolvimento, a aplicação e a difusão de tecnologias de mitigação de GEE, mais especificamente, geração de energia eólica.
- Para desenvolver o projeto, a Enel Brasil Participações Ltda recebe suporte de outras empresas afiliadas ao grupo (por exemplo, a sede da Enel S.p.A. na Itália ou a Enel Green Power da Espanha). Por exemplo, o Centro de Excelência foi contratado pelas entidades locais para prestar consultoria com o objetivo de estabelecer pressupostos financeiros razoáveis (ex: custos de O&M), desenvolver estudos de energia eólica para a tomada da decisão de investimento e para

⁶ A análise financeira também descreve as perdas entre o ponto de interligação e o “centro de gravidade”, considerando-se que tais perdas devem ser assumidas pelos geradores. A CCEE define o centro de gravidade como o ponto virtual no sistema onde as perdas entre geradores e consumidores se equivalem. Entretanto, para as reduções de emissões, a energia entregue no ponto de interligação é considerada relevante. Ver “Módulo 2 - Determinação da Geração e Consumo de Energia.pdf” (página 14) e explicações na planilha “Geração” da análise financeira

prover suporte ao material local; dessa forma, contribui para a transferência de know-how e de capacitação local e ajuda a superar os obstáculos à implementação.

A.4. Partes e participantes do projeto

<u>Nome da Parte envolvida (host) indica uma Parte anfitriã)</u>	<u>Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se houver)</u>	<u>Indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante no projeto (Sim/Não)</u>
Brasil (host)	Enel Brasil Participações Ltda (Entidade privada)	Não
Brasil (host)	Enel Green Power Modelo I Eólica S.A. (Entidade privada)	Não
Brasil (host)	Enel Green Power Modelo II Eólica S.A. (Entidade privada)	Não

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

Nenhum financiamento público está envolvido no projeto.

SEÇÃO B. Aplicação da metodologia selecionada aprovada de linha de base e de monitoramento

B.1. Referência da metodologia

A atividade do projeto está sendo desenvolvida de acordo com a metodologia consolidada aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, “*Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*” (versão 13.0.0).

Segundo a metodologia, a identificação do cenário da linha de base e a demonstração de adicionalidade devem ser avaliadas aplicando-se as versões mais recentes da:

“*Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade*” (versão 6.0.0).

O fator de emissão da rede elétrica em questão é determinado com base nos procedimentos da

“*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*” (versão 2.2.1).

B.2. Aplicabilidade da metodologia

A metodologia aprovada ACM0002, “*Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*” (versão 13.0.0) se aplica a atividades de projetos de geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis que:

- Instalem uma nova usina em um local onde nenhuma usina de fonte renovável tenha sido operada antes da implementação da atividade do projeto (usina tipo “greenfield”);
- Envolvam aumento de capacidade;
- Envolvam modernização (retrofit) de uma ou mais usinas já existentes; ou
- Envolvam substituição de usina(s) já existente(s).

Para este projeto, é aplicável a opção (a), dado que será instalada uma nova usina de energia eólica em um local onde nenhuma usina de fonte renovável havia sido operada anteriormente.

A seguir, explica-se como foi atendido cada um dos critérios de aplicabilidade da metodologia ACM0002 (versão 13.0.0):

- *A atividade do projeto é a instalação, acréscimo de capacidade, modernização ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: unidade/usina hidrelétrica (com reservatório a fio de água ou de acumulação), usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade solar, ou usina/unidade de marés e ondas;*

A atividade do projeto proposto consiste na instalação e operação de duas unidades de geração de energia eólica ligadas à rede, com capacidade instalada de 30,55 MW (Modelo I) e 25,85 MW (Modelo II), totalizando 56,4 MW.

- *Em caso de acréscimos de capacidade, modernização ou substituições (exceto para projetos de acréscimo de capacidade envolvendo energia eólica, solar ou de marés e ondas, usar a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PI,y}$): a usina existente iniciou suas operações comerciais anteriormente ao início de um período histórico de referência de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção emissões da linha de base, e nenhuma expansão de capacidade ou modernização da usina foi realizada entre o início deste período histórico de referência e a implementação da atividade do projeto;*

Esta condição não é relevante, já que o projeto não envolve quaisquer acréscimos de capacidade, modernização ou substituições, mas consiste na instalação de uma usina inteiramente nova.

- *No caso de usinas hidrelétricas, deve-se aplicar uma das seguintes condições:*
 - *A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, sem aumento do volume do reservatório; ou*
 - *A atividade do projeto é implementada em um reservatório existente, onde o volume do reservatório é aumentado e a densidade energética da atividade do projeto, segundo as definições fornecidas pela seção Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m^2 ; ou*
 - *A atividade do projeto resulta em novos reservatórios e a densidade energética da usina, segundo as definições fornecidas pela seção Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m^2 .*

Esta condição não é relevante para o projeto, por ser uma usina de energia eólica.

A metodologia não se aplica para:

- *Atividades de projetos que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis no local da atividade do projeto, dado que neste caso a linha de base viria a ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;*

A atividade do projeto proposto não envolve a substituição de combustíveis fósseis por energia renovável no local da atividade do projeto.

- *Usinas geradoras a partir de biomassa;*

A atividade do projeto proposto não envolve usinas geradoras a partir de biomassa.

- *Usinas hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes, onde a densidade energética da usina é inferior a 4 W/m^2 .*

O projeto não é uma usina hidrelétrica.

- *Em caso de modernização, substituição ou acréscimos de capacidade, esta metodologia é aplicável somente se o cenário de linha de base mais plausível como resultado da identificação do cenário da linha de base, for a “continuação da situação atual, isto é, utilizar o equipamento de geração de energia que já estava em uso antes da implementação da atividade do projeto e realizar a manutenção normal”.*

Esta condição não é relevante, dado que a atividade do projeto não envolve quaisquer acréscimos de capacidade, modernização ou substituições, mas consiste na instalação de uma usina inteiramente nova.

Desta forma, a metodologia é aplicável à atividade do projeto proposto.

A “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1) se aplica para calcular as emissões da linha de base para uma atividade de projeto que substitua a eletricidade originária da rede. Através desta ferramenta, o fator de emissão para o projeto de sistema elétrico pode ser calculado para as usinas da rede ou, como opção, incluir usinas fora da rede. Neste último caso, existem condições específicas que devem ser cumpridas. Dado que o sistema elétrico afetado pela atividade do projeto proposto inclui somente usinas ligadas à rede, não é preciso avaliar condições específicas. A ferramenta não se aplica se o sistema de eletricidade estiver localizado, total ou parcialmente, em um país Anexo I, o que não é o caso da atividade do projeto proposto.

A “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 6.0.0) não informa especificamente as condições sob as quais pode ser aplicada, dado que é uma ferramenta genérica aplicável a qualquer atividade de projeto MDL.

B.3. Limite do projeto

O limite do projeto abrange a extensão espacial das duas fazendas eólicas, a saber: Modelo I e Modelo II, e de todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a usina do projeto MDL está conectada; neste caso, o Sistema Interligado Nacional (SIN).

A Figura 3 mostra um esquema da atividade do projeto em questão:

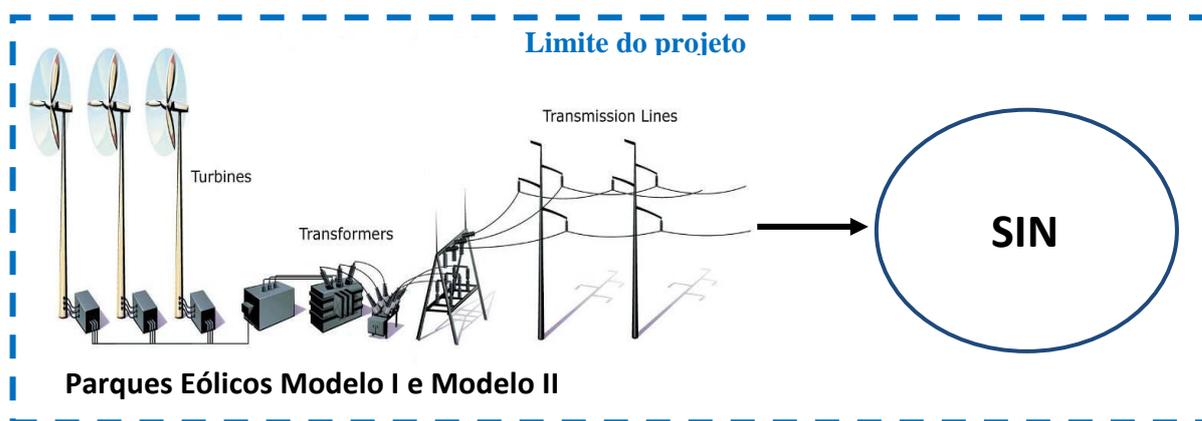


Figura 3: Diagrama da atividade do projeto

O limite geográfico do Sistema Interligado Nacional (SIN) é apresentado na Figura 4, com informações relevantes sobre as características e a operação do sistema.

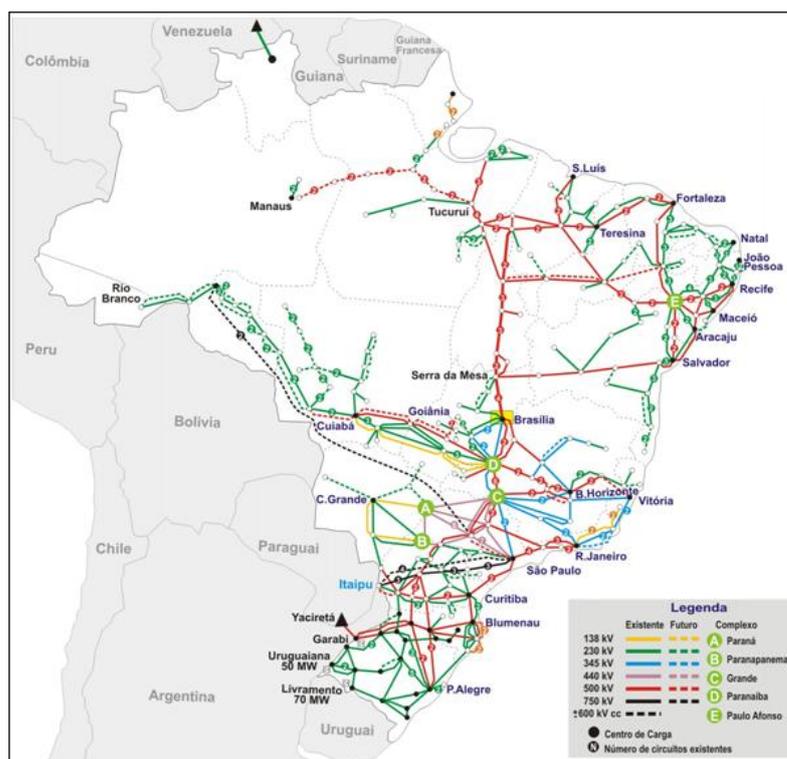


Figura 4: Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os gases de efeito estufa e as fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3: Fontes de emissões incluídas no limite do projeto

	Fonte	GEEs	Incluída?	Justificativa/Explicação
Cenário da linha de base	Emissões de CO ₂ pela geração de eletricidade em usinas movidas a combustível fóssil substituídas pela atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissões da linha de base.
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária. Isto é conservador.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária. Isto é conservador.
Cenário de projeto	Emissões pela geração de eletricidade	CO ₂	Não	Parques eólicos não possuem emissões associadas à operação. Segundo a metodologia ACM0002, versão 13.0.0, não serão incluídas emissões de projeto para usinas eólicas.
		CH ₄	Não	
		N ₂ O	Não	

B.4. Estabelecimento e descrição do cenário da linha de base

Conforme destacado na metodologia aprovada ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 13.0.0: Se a atividade de projeto for a instalação de uma nova usina/unidade conectada à rede a partir de fonte renovável, o cenário da linha de base é o seguinte:

A eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto teria sido gerada de outra forma pela operação de usinas conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1).

Portanto, o cenário da linha de base consiste na eletricidade que teria sido gerada e entregue à rede, na ausência da atividade do projeto proposto, por:

- a) Outras usinas atualmente ligadas ao SIN; e
- b) Novos acréscimos de capacidade ao SIN.

Por isso, o cenário identificado para a linha de base é a continuação da prática comum de geração de energia, ou seja, grandes usinas hidrelétricas com reservatórios e estações termelétricas emissoras de grandes quantidades de dióxido de carbono (CO₂) para a atmosfera. A Tabela 4 apresenta a composição atual das capacidades instaladas de cada tipo de geração de eletricidade no Brasil.

Tabela 4. Capacidade instalada no SIN por tipo. (fonte: ANEEL⁷)

Tipo		Capacidade instalada [kW]	%
Hidro		82.129.913	66,07
Gás natural	Natural	11.424.053	9,19
	Processado	1.789.183	1,44
Óleo combustível	Óleo diesel	3.829.618	3,08
	Óleo comb. residual	3.132.207	2,52
Biomassa	Bagaço	6.907.415	5,56
	Licor negro	1.245.198	1,00
	Madeira	385.327	0,31
	Biogás	70.822	0,06
	Casca de arroz	20.108	0,02
Nuclear		2.007.000	1,62
Carvão		1.944.054	1,56
Eólica		1.249.742	1,00
Importações	Paraguai	5.650.000	5,46
	Argentina	2.250.000	2,17
	Venezuela	200.000	0,19
	Uruguai	70.000	0,07
Total		124.310.878	100,00

É possível observar que aproximadamente 66% da capacidade instalada são constituídos de geração de energia hidrelétrica. Outras fontes importantes são as usinas termelétricas (a gás natural, óleo combustível, biomassa e carvão), que juntas apresentam uma capacidade disponível em torno de 25%. Por outro lado, a energia eólica é a fonte de geração com a menor capacidade instalada, apenas 1,00%, apontando que a energia eólica ainda é uma fonte marginal de energia no Brasil.

Portanto, a atividade do projeto tem potencial para reduzir as emissões de gases do efeito estufa ao reduzir a necessidade de energia térmica com base em combustíveis fósseis.

B.5. Demonstração da adicionalidade

⁷<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp> (último acesso: 08/11/2011)

Consideração prévia do MDL

O cronograma da implementação do projeto é resumido da seguinte forma:

Tabela 5. Visão geral dos principais eventos no desenvolvimento do projeto proposto

Data	Principal evento
Até 08/2011	Estudos preliminares (estudos eólicos pela Enel e por terceiros); avaliação financeira; elaboração do EIA
21/06/2011	Emissão da Licença Prévia pelo IDEMA (ver detalhes na seção D.)
17/08/2011	Participação dos dois parques eólicos, Modelo I e Modelo II, no 12º Leilão de Energia Nova e aprovação para assinatura de contrato de venda de energia junto à CCEE. Este é o momento em que o PP decide implementar a atividade de projeto e toma a decisão final do investimento. O resultado do leilão de energia está apresentado no resumo publicado pela CCEE (Resultado_12LEN_A3.pdf, disponível em http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/2_Resultado_Completo_12LEN_A3_vendedor_.pdf , acessado: 18/11/2011). Por isso, esta é considerada a data da decisão do investimento . É também a data em que o PP se compromete com a implementação do projeto e com os gastos a ele relacionados (ver detalhes abaixo); dessa forma, é também a data de início da atividade de projeto .
20/12/2011	As notificações de consideração prévia do MDL foram recebidas pela AND do Brasil ⁸ e pela secretaria da UNFCCC ⁹ .
Junho-novembro 2012 (previsto)	Negociações e conclusão prevista da compra das turbinas eólicas e dos contratos de construção.
Novembro 2012 (previsto)	Emissão da Licença de Instalação pelo IDEMA
Dezembro 2012	Início da construção
Dezembro 2013 (previsto)	Emissão da Licença de Operação pelo IDEMA
01/01/2014 (previsto)	Início das operações da atividade de projeto

A data de início da atividade do projeto, isto é, o momento em que a ação teve seu real início, é a data do 12º Leilão de Energia Nova, 17/08/2011¹⁰, quando o projeto foi aprovado para assinatura de um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

As empresas que apresentam projetos no leilão de energia e recebem a aprovação de um PPA comprometem-se a implementar o projeto e não podem cancelá-lo sem que haja um impacto significativo. Nesse sentido, a participação no leilão de energia e no PPA não representa apenas uma oportunidade de negócio, mas primeiramente um compromisso firme com a implementação do projeto, o que é dado nos termos do leilão¹¹. O Artigo 17 descreve as penalidades que podem ser aplicadas caso o PP não implemente o projeto de acordo com os requisitos, sendo as duas principais:

1. **Multa** de 0,001% a 10% dos custos do investimento nas folhas de dados apresentadas à EPE. A faixa menor se aplica a desvios menores da implementação do projeto (por exemplo, desvio insignificante do cronograma proposto), ao passo que o cancelamento do projeto proposto acarretaria multa de 10% sobre o investimento!
2. **Suspensão temporária** do direito da empresa de contratar e participar das licitações da ANEEL por até dois anos (ou seja, o PP ficaria excluído de participação no caso do cancelamento de um projeto), o que implicaria em um forte impacto contra qualquer empresa ativa no mercado.

⁸ ver “Mail confirmation DNA Brazil (20Dec2011).pdf”

⁹ ver <http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html>

¹⁰ Summary of energy auction results published by the CCEE, ver “Resultado_12LEN_A3.pdf”

¹¹ ver “Edital de Leilão”, disponível em

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052010_Edital_LER_23-07-10_.pdf

Portanto, está claro que o leilão de energia representa um compromisso com a implementação do projeto e com os gastos a ele associados; sendo assim a data de início conforme a definição.

As notificações para consideração prévia do MDL foram recebidas pela AND brasileira¹² e pelo Secretariado da UNFCCC¹³ em 20/12/2011, no período de seis meses a partir do início da atividade do projeto. Portanto, o projeto cumpre com os requerimentos de consideração prévia do MDL estabelecidos na “*Orientação sobre a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL*”, Versão 04.

Adicionalidade

A adicionalidade da atividade do projeto é demonstrada aplicando-se a “*Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade*” (versão 6.0.0), conforme a metodologia ACM0002 versão 13.0.0.

A ferramenta utiliza uma abordagem passo-a-passo para demonstração e avaliação da adicionalidade:

- Passo 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto;
- Passo 2. Análise de investimentos para determinar se a atividade do projeto proposto: (1) não é a mais atrativa do ponto de vista econômico ou financeiro, ou (2) não é econômica ou financeiramente viável;
- Passo 3. Análise de barreiras; e
- Passo 4. Análise de práticas comuns.

Passo 1: Identificação de alternativas à atividade do projeto consistentes com as leis e regulamentações aplicáveis

Segundo a Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, atividades de projetos que venham a aplicar esta ferramenta no contexto da metodologia consolidada aprovada ACM0002 necessitam apenas identificar se existe pelo menos uma alternativa crível e viável com maior atratividade do que a atividade do projeto proposto.

Sub-passo 1a: Definir alternativas à atividade do projeto

Para o proponente do projeto, as alternativas possíveis ao projeto proposto incluem:

Alternativa 1: Realização da atividade do projeto proposto sem ser registrada como uma atividade de projeto MDL.

Alternativa 2: Continuação da situação atual: neste caso, a atividade do projeto não será desenvolvida e a eletricidade será fornecida unicamente pela operação de usinas elétricas conectadas ao SIN e pelo acréscimo de novas usinas.

Sub-passo 1b: Cumprimento das leis e regulamentações aplicáveis

A reforma do setor energético brasileiro teve início em 1993 com a entrada em vigor da Lei 8.631, que extinguiu a equalização das tarifas em vigor até então e estabeleceu contratos de fornecimento entre geradores e distribuidores. Posteriormente, a legislação foi complementada pela vigência da Lei 9.074 de 1995, que criou os conceitos de Produtor Independente de Energia Elétrica e Consumidor Não-regulado.

¹² ver “Mail confirmation DNA Brazil (20Dec2011).pdf”

¹³ ver <http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html>

Em 1996, um projeto de pesquisa de reestruturação foi executado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), concluindo-se daí que a integração vertical das empresas de energia elétrica deveria ser dividida em segmentos, a saber: geração, transmissão e distribuição, com o objetivo de incentivar a concorrência dentro dos segmentos de geração e comercialização e manter a distribuição e a transmissão sob regulamentação, considerando-se os monopólios naturais exercidos pelo Estado. Além disto, outras necessidades foram identificadas:

1. Criação de uma agência reguladora (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL)
2. Criação de uma entidade operacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS)
3. Estabelecimento de um marco para realização de transações de compra e venda de energia (Mercado Atacadista de Energia – MAE).

Depois da grave crise energética de 2001, alterações significativas foram realizadas entre 2003 e 2004, levando à estrutura e ao marco atuais. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma instituição que se tornaria responsável pelo planejamento do setor energético no longo prazo (Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição destinada a avaliar continuamente a segurança do fornecimento de energia elétrica (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE), e uma instituição que proovesse continuidade ao mercado atacadista no tocante à comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).

As principais normas para geração e comercialização de energia foram estabelecidas pela Lei 10.848/2004 e pelos Decretos 5.163/2004 e 5.177/2004¹⁴:

- **Lei 10.848/04:** A lei divide o mercado atacadista em dois segmentos no tocante a compra e venda de energia: contratos livres e contratos regulados. No primeiro segmento, todos os agentes, exceto os distribuidores, podem negociar livremente (isto é, geradores, corretores, agentes importadores e exportadores e consumidores livres). No mercado regulado, os distribuidores são obrigados a adquirir toda a eletricidade exigida para atender à demanda dos consumidores finais através de leilões de energia, promovidos pelo MME e pela ANEEL.
- **Decreto 5.163/04:** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia.
- **Decreto 5.177/04:** Regulamenta os artigos 4 e 5 da lei 10.848/04 e dispõe sobre a organização, atribuições e funções da CCEE.

As relações comerciais entre os agentes da CCEE são reguladas preferencialmente por contratos de compra e venda de energia elétrica, determinadas por dois marcos para execução de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para geração e distribuição; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) para geração, comercialização, agentes importadores e exportadores e consumidores livres. Todos os acordos bilaterais executados entre os agentes dentro do contexto do SIN devem ser registrados na CCEE.

Os Agentes Geradores do mercado atacadista podem ser¹⁴:

- *Concessionários de Serviço Público de Geração:* Agente titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995.

¹⁴ <http://www.ccee.org.br/cceerinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=96d7a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD> (acessado em: 18/11/2011)

- *Produtores Independentes de Energia Elétrica*: são Agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco.
- *Autoprodutores*: são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

A atividade de geração de energia elétrica apresenta um caráter competitivo, sendo que todos os agentes geradores podem vender energia elétrica tanto no ambiente regulado como no não-regulado (respectivamente, ACR e ACL), além de possuir livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Ambas as alternativas, isto é, a atividade do projeto proposto realizada sem registro como projeto MDL e a continuação da situação atual, condizem com todas as leis e regulamentações aplicáveis.

Os passos seguintes mostram que o projeto proposto não é viável sem os incentivos do MDL, e que, portanto, o projeto é adicional.

Passo 2: Análise de investimentos

Os sub-passos abaixo foram utilizados para realizar a análise de investimentos:

Sub-passo 2a: Determinar o método de análise apropriado

Segundo a “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade” (*versão 6.0.0*), três opções se aplicam para a análise de investimentos: análise de custos simples, análise de comparação de investimentos, e análise de benchmark.

A atividade do projeto gera outros benefícios econômicos e financeiros além da receita das RCEs, portanto a análise de custos simples (Opção I) não é aplicável. Das duas opções restantes, as “Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos” (versão 5), determinam que *“se a alternativa à atividade do projeto é o fornecimento de eletricidade de uma rede, isto não será considerado um investimento e, (assim), a abordagem de benchmark é considerada apropriada”*. Portanto, a Opção II (análise de comparação de investimentos) também não se aplica, restando a análise de benchmark (Opção III) como a escolhida para demonstrar a adicionalidade.

Sub-passo 2b – Opção III: Aplicar a análise de benchmark

A ferramenta de adicionalidade exige a identificação do indicador financeiro mais apropriado. Para o caso de uma usina que irá fornecer energia à rede, o indicador mais apropriado é a Taxa Interna de Retorno (TIR), pois esta caracteriza a taxa de retorno sobre o capital investido. Nesta análise, calcula-se uma TIR sobre o capital de acordo com a ferramenta de adicionalidade e as diretrizes correspondentes conforme indicado acima. A tributação está inclusa como gasto no cálculo da TIR, isto é, a TIR é calculada como um indicador pós-taxas.

De acordo com as “Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimentos” (versão 5), utiliza-se para o benchmark um valor padrão para o retorno esperado sobre o capital investido. O benchmark relevante para os projetos energéticos do Brasil (Grupo 1 com nota Baa3 segundo a agência de risco de crédito Moody’s, como informado nas diretrizes) é de 11,75% em termos reais. Segundo as diretrizes, dado que a análise de investimentos é realizada em termos nominais, os valores em termos reais fornecidos podem ser convertidos para nominais acrescentando-se o índice de inflação. O Banco Central do Brasil não dispõe de previsões ou metas de inflação de longo prazo para a duração do período de obtenção de créditos, por isso será utilizado o índice de inflação médio de 4,57%, previsto para os cinco anos iniciais

após o início da atividade do projeto, publicado pelo World Economic Outlook do FMI (Fundo Monetário Internacional) com base nas previsões de 2010 para o período de 2012 a 2016).

O benchmark, isto é, o Retorno Nominal sobre o Capital Investido, é portanto de 16,32%.

Sub-passo 2c: Cálculo e comparação de indicadores financeiros

Para a análise financeira, as principais saídas de caixa são dadas pelo investimento, pelos custos contínuos de operação e manutenção (O&M), e por outras despesas tais como tarifas e impostos. As entradas de caixa são geradas pelas receitas da venda de eletricidade, o que depende dos preços da geração de energia e dos preços da eletricidade.

Valores de entrada para a análise de investimentos

A venda de eletricidade será feita tanto no mercado regulado como no mercado não regulado. A estrutura de vendas é apresentada na planilha Excel da análise financeira¹⁵. Basicamente, a estrutura é a seguinte:

- **PPA do mercado regulado:** um montante fixo é definido no leilão de energia.
- **PPA do mercado não-regulado:** No momento da decisão do investimento, o PP tinha uma proposta da ENDESA para venda de energia no formato de um PPA no mercado não-regulado. Com base na proposta, o PP pode vender uma média de 40 MW (40 MW x 8760 horas/ano= 350.400 MWh/ano) nos termos do PPA dos três projetos do leilão de energia realizado em agosto de 2011 (Curva dos Ventos, Fontes dos Ventos e El Modelo, todos desenvolvidos sob o MDL). O arquivo Excel file “Sales Analysis Wind Power Projects Brazil” traz uma análise do montante de energia de cada projeto vendido nos termos do PPA.
- **Mercado não-regulado SPOT:** O excesso de energia não atribuído aos PPAs acima descritos pode ser vendido no mercado SPOT, onde geralmente a volatilidade e os riscos são maiores.

As previsões dos preços no mercado spot são obtidas através da agência governamental Cepel (Eletrobras)¹⁶, que desenvolve diferentes cenários para o setor de eletricidade no Brasil, com base nas projeções de demanda e oferta, e nas condições hidrológicas, que são um direcionador principal dos preços da eletricidade devido à grande dependência da energia hidrelétrica no SIN. As previsões de preços médios anuais são feitas para estimar a renda gerada pela venda de energia no mercado spot (conforme planilhas financeiras na planilha “Spot”).

A estrutura financeira é aplicada conforme sugerido pelas diretrizes para a análise de investimentos (versão 5). Para a estrutura de capital/débito, utiliza-se uma razão de 50% de capital e 50% de débito, por padrão. Os termos usuais de débito podem ser obtidos no website do BNDES¹⁷. A tabela abaixo traz um resumo dos termos de débito usados para a análise de investimentos.

Tabela 6: Termos da estrutura de débito¹⁸.

Parâmetro	Valor	Fonte
% Débito	50%	Diretrizes sobre análise de investimentos (versão 5).
Prazo (anos)	14	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)
Custo Financeiro	6,00%	Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP
Remuneração Básica do BNDES	0,90%	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

¹⁵ Ver arquivo Excel “Equity IRR El Modelo Wind Farms”

¹⁶ <http://www.cepel.br/>, ver planilha “Spot” no arquivo Excel “Equity IRR El Modelo Wind Farms”

¹⁷ Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, www.bndes.gov.br

¹⁸ Para detalhes e fontes específicas, ver planilha “DebtStructure” da Análise de Investimentos no arquivo Excel “Equity IRR El Modelo Wind Farms”



Prêmio de Risco de Crédito	3,57%	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)
Taxa de juros total (anual)	10,47%	As taxas típicas do BNDES consistem de: Taxa de juros = Custo financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Prêmio de Risco de Crédito
Taxa de juros mensal	0,87%	Taxa de juros anual dividida por 12 meses

A Tabela 7 relaciona todos os parâmetros e valores utilizados para a realização da análise de investimentos. Todos os valores de entrada estavam disponíveis na data da decisão do investimento, 17/08/2011 (ver o início da seção B.5.), exceto dos de geração de energia, obtidos de um estudo mais recente. O valor da geração de energia apresentado neste estudo é superior ao dos estudos disponíveis quando da decisão do investimento; portanto, é conservador (ver detalhes e explicações na seção A.3). As fontes e outros detalhes estão informados nas planilhas da Análise de Investimento¹⁵.

Tabela 7. Valores de entrada usados na Análise de Investimentos disponíveis no momento da tomada de decisão (todas as fontes e cálculos estão disponíveis nas planilhas de Análise de Investimentos¹⁵).

DESCRIÇÃO GERAL		
<i>Parâmetros básicos</i>		
Vida útil operacional	20	anos
Data de início operacional prevista	1-Jan-14	
Taxa de câmbio R\$/US\$	1,585	BRL/USD
<i>Geração de eletricidade</i>		
Geração no ponto de interligação (garantia física)	268.245,0	MWh / ano
Perdas (até o Centro de Gravidade)	2,09%	%
Total da geração líquida de energia para venda	262.638,7	MWh / ano
Quantidade de turbinas eólicas	24	turbinas
Capacidade da turbina eólica	2,35	MW/turbina
Capacidade instalada	56,40	MW
RECEITA		
<i>Tarifas de eletricidade (termos reais)</i>		
Tarifa no mercado regulado	62,16	USD/MWh
Tarifa no mercado não-regulado PPA	86,31	USD/MWh
Tarifa no mercado não-regulado SPOT	-	
INVESTIMENTO		
<i>Total de custos de capital</i>		
Total investido	\$136.208.677	USD
% débito	50%	%
% capital	50%	%
Valor residual (% do total investido no 21º ano)	20%	%
CUSTOS E GASTOS OPERACIONAIS		
<i>Hedge de energia</i>		
Custo médio do hedge de energia	\$11,36	USD/MWh
Montante do hedge de energia	25%	%
<i>Custos operacionais</i>		
Operação e manutenção	\$1.127.409	USD / ano
Manutenção da infraestrutura	\$64.051	USD / ano
Gerais e administrativos (G&A) / outros serviços	\$762.616	USD / ano
Aluguel do terreno / royalties	\$195.712	USD / ano
Seguro	\$238.413	USD / ano
TOTAL DE O&M FIXO	\$2.388.201	USD / ano
<i>Taxas</i>		
TUST	\$972.085	USD / ano
TSFEE	\$68.629	USD / ano
TOTAL DE TAXAS	\$1.040.714	USD / ano

<i>Impostos</i>		
PIS COFINS	3,65%	%
Imposto de Renda (IR)	2,00%	%
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)	1,08%	%
PARÂMETROS FINANCEIROS		
<i>Índice de Preços ao Consumidor</i>		
Índice de inflação	4,57%	%
<i>Benchmark</i>		
Retorno sobre o Capital Investido (termos reais)	11,75%	%
Correção da inflação	4,57%	%
BENCHMARK: Retorno Nominal sobre o Capital Investido	16,32%	%

Resultado da análise de investimentos

Com base nos parâmetros acima, a Taxa Interna de Retorno (TIR sobre o capital) é calculada em 13,17%, valor significativamente abaixo da taxa do benchmark, 16,32%.

Sub-passo 2d: Análise de sensibilidade

Realiza-se uma análise de sensibilidade através da variação dos seguintes parâmetros básicos, para analisar o impacto sobre a TIR sobre o capital:

- Geração de Energia (MWh): no caso de aumento da geração média da energia, as quantidades vendidas sob os PPAs permanecerá a mesma e o excesso da energia seria vendido no mercado spot.
- Custo de investimento (USD): o custo total de investimento é variado.
- Custo de O&M (USD/ano): o custo total de O&M é variado.
- Preço da energia no mercado não-regulado (USD/MWh): A tarifa de energia proveniente da venda sob o PPA do mercado regulado (informada pelo leilão de energia) não é variada, pois o preço é fixo por meio de acordos. Os preços do PPA e do SPOT no mercado não-regulado são variados, dado que são variáveis ao longo do período de obtenção de créditos (spot) ou não foram fixados no momento da decisão do investimento (proposta do PPA).

A análise da Tabela 8 mostra que variações de $\pm 10\%$ não resultam em qualquer alteração significativa da TIR e que, em qualquer cenário, a TIR permanece claramente abaixo do benchmark. Além disso, a variação dos parâmetros requeridos para obter o benchmark com a TIR é analisada. A explicação do porque da improbabilidade de ocorrência de tais cenários é explicada abaixo.

Tabela 8. Para a análise de sensibilidade, cada parâmetro sofre variação de até 10% e também até que a TIR alcance o benchmark.

Varição da geração de eletricidade	+10,00%	14,90%
TIR	15,31%	16,32%
Varição dos custos de investimento	-10,00%	-24,70%
TIR	14,28%	16,33%
Varição dos custos de O&M	-10,00%	-97,20%
IRR	13,50%	16,32%
Varição do preço spot	+10,00%	16,80%
TIR	15,07%	16,33%

- Geração de eletricidade: É bastante improvável que um aumento médio de +14,90% venha a ocorrer, pois a geração de energia prevista está baseada em extensivas medições dos ventos. Podem ocorrer variações anuais para mais ou para menos, mas a variação da média do longo prazo será, provavelmente, pequena. O estudo da geração pelo terceiro indica uma incerteza (composta) de 30.628,0 MWh/ano, que corresponde a 11,66%¹⁹ baseada na geração líquida total de 262.638,7 MWh/ano. Este valor é consideravelmente mais baixo que o aumento requerido e, portanto, não constitui um cenário plausível.
- Custos de investimento: o custo do investimento é estimado com base na experiência da Enel com geração de energia eólica. Os valores são razoáveis para a magnitude do projeto e suas condições específicas, e são apresentados à EPE, que aprova as características e pressupostos do projeto proposto. A ocorrência de uma variação de -24,70% é improvável.
- Custos de O&M: não é possível que os custos de O&M deem um valor negativo; portanto, esse cenário não pode ocorrer.
- Variação do preço no mercado não-regulado: o preço do PPA é baseado em propostas, assim pode-se prever que reflita muito bem as características do mercado e que a variação potencial de preço seja pequena. Por outro lado, ainda que os preços spot projetados pela Cepel (Eletrobras) apresentem algumas incertezas devido à modelagem, o risco seria demasiado grande para se especular por um aumento da magnitude requerida. Esta, na verdade, é uma das razões pelas quais os desenvolvedores de projetos preferem os PPAs nos mercados regulado e não-regulado, tentando evitar o mercado spot o máximo possível. Portanto, é improvável que este cenário venha a ocorrer.

Portanto, conclui-se que a atividade do projeto não é atrativa do ponto de vista financeiro.

Passo 3: Análise de barreiras

A atividade do projeto não aplica uma análise de barreiras.

Passo 4. Análise de práticas comuns

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta:

O Sub-passo 4a exige a realização de uma análise de quaisquer outras atividades que estejam em operação e sejam similares à atividade de projeto proposta. O Artigo 47 da “*Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade*” (versão 6.0.0) determina um conjunto de etapas a serem aplicadas às medidas listadas no parágrafo 6 da Ferramenta, visando identificar e quantificar essas atividades similares, e avaliar se elas podem ou não ser amplamente observadas. A geração de eletricidade renovável é abordada no parágrafo 6(b), de modo que é possível aplicar as Etapas definidas no Artigo 47, conforme efetuado abaixo²⁰:

Passo 1: Calcular a faixa de produção aplicável como +/-50% da produção concebida ou da capacidade da atividade do projeto proposto.

¹⁹ Isto pode ser determinado a partir das incertezas informadas no estudo de terceiro “*Generation_Study_Modelo_Final_Configuration.pdf*”, Ver cálculos na planilha “Geração” da análise financeira (“Incerteza”)

²⁰ Para a análise detalhada, ver arquivo Excel “*Common Practice Analysis El Modelo Wind Farms*”

Para a análise de práticas comuns, utiliza-se a capacidade instalada de cada parque eólico individualmente. A razão para tal é que os parques eólicos são tratados, dentro do marco regulatório, como parques eólicos separados. Modelo I tem capacidade instalada de 30,550 MW, o que significa que a capacidade de produção aplicável para a análise está entre 15,275 MW e 45,825 MW. Modelo II tem capacidade instalada de 25,850 MW, o que significa que a capacidade de produção aplicável para a análise está entre 12,925 MW e 38,775 MW.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as usinas que entregam a mesma produção ou capacidade, dentro da faixa de produção aplicável calculada no Passo 1, que a atividade do projeto proposto, e iniciaram suas operações comerciais antes da data de início do projeto. Anotar seu número como N_{all} .

De acordo com as informações disponibilizadas pela ANEEL no momento do início da atividade de projeto, a quantidade de usinas em operação no país anfitrião com capacidade similar, ou seja, dentro da faixa determinada no Passo 1, pode ser determinada:

- ⇒ Modelo I: $N_{all} = 278$
- ⇒ Modelo II: $N_{all} = 305$

As usinas registradas como atividades de projetos MDL foram excluídas.

Passo 3: Dentre as usinas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Anotar seu número como N_{diff} .

Segundo as diretrizes sobre práticas comuns, tecnologias diferentes são as que entregam a mesma produção e diferem em pelo menos uma das seguintes características (se apropriado no contexto da medida aplicada no projeto MDL proposto e na área geográfica aplicável):

- (i) Fonte de energia/combustível;
- (ii) Matéria-prima;
- (iii) Tamanho da instalação (capacidade energética);
- (iv) Ambiente de investimento na data da tomada da decisão de realizar o investimento, incluindo:
 - Acesso a tecnologia;
 - Subsídios ou outros aportes financeiros;
 - Políticas promocionais;
 - Regulamentações vigentes;
- (v) Outras características, incluindo:
 - Custo unitário de produção (os custos unitários são considerados diferentes se diferirem em pelo menos 20%);

Existem duas grandes diferenças deste projeto com relação a outros projetos. A primeira é a tecnologia (isto é, fonte de energia/combustível), já que a maioria dos outros projetos identificados pelo Passo 1 são usinas termelétricas ou hidrelétricas. Na Tabela 9, as usinas identificadas no passo 2 são categorizadas conforme o tipo de tecnologia.

Tabela 9: Categorias e número de usinas energéticas com capacidade similar à capacidade individual das fazendas eólicas do projeto.

	Modelo I	Modelo II
Usinas termelétricas (UTE ²¹)	142	151
Usinas hidrelétricas (PCH e UHE ²¹)	123	142
Usinas eólicas (EOL ²¹)	13	12
TOTAL (N_{all})	278	305

A segunda grande diferença é o ambiente de investimento, segundo o critério (iv) das diretrizes. Muitos projetos de energia eólica receberam incentivos federais através do PROINFA²², programa lançado pelo Ministério de Minas e Energia²³ com base na Lei 10.438/02 para promover o desenvolvimento de fontes alternativas de energia.

O PROINFA tem o objetivo de criar incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas e projetos de biomassa. Pelo programa, a Eletrobrás compra a energia gerada por essas fontes alternativas por um período de 20 anos, transferindo-a para os consumidores livres e companhias distribuidoras, que são responsáveis por incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais na área de concessão, exceto para os consumidores de baixa renda. As tarifas oferecidas pelo programa para os projetos eólicos são mais atraentes do que as tarifas para projetos participantes dos Leilões de Energia Nova, como é o caso da atividade do projeto. Além disso, o BNDES²⁴ aprovou a abertura de uma linha de crédito para projetos específicos incluídos no PROINFA, financiando até 70% dos custos de construção das usinas cobertas pelo programa²⁵.

O PROINFA representa uma política promocional que resulta claramente em condições econômicas distintas para a implementação; por isso é considerada uma diferença tecnológica segundo as diretrizes.

Os projetos operacionais com tamanho similar ao Modelo I (Tabela 10) e ao Modelo II (Tabela 11) são mostrados, assim como os projetos que se beneficiam das políticas promocionais do PROINFA.

Tabela 10. Usinas eólicas no Brasil com capacidade instalada dentro da faixa de produção da Modelo I²⁰.

Tipo	Usina	Capacidade (kW)	PROINFA	Tecnologia similar ²⁶
Eólica	Parque Eólico de Beberibe	25.600	Sim	Não
Eólica	Praia do Morgado	28.800	Sim	Não
Eólica	Volta do Rio	42.000	Sim	Não
Eólica	Foz do Rio Choró	25.200	Sim	Não
Eólica	Eólica Paracuru	25.200	Sim	Não
Eólica	Eólica Praias de Parajuru	28.800	Sim	Não
Eólica	Gargaú	28.050	Sim	Não
Eólica	Pedra do Sal	18.000	Sim	Não
Eólica	Parque Eólico Enacel	31.500	Sim	Não
Eólica	Taíba Albatroz	16.500	Sim	Não
Eólica	Púlpito	30.000	Sim	Não
Eólica	Rio do Ouro	30.000	Sim	Não
Eólica	Mangue Seco 3	26.000	Não	Sim

²¹ Abreviações utilizadas pela ANEEL

²² Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica

²³ http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/programa/Energias_Renovaveis.html (acessado: 18/11/2011)

²⁴ Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

²⁵ <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/programa/resolproinfa.pdf> (acessado: 18/11/2011)

²⁶ Por “tecnologia”, usamos aqui a definição prevista nas “Diretrizes sobre práticas comuns” (versão 1), isto é, um ambiente de investimento diferente é considerado uma tecnologia diferente.

Tabela 11. Usinas eólicas no Brasil com capacidade instalada dentro da faixa de produção da Modelo II²⁷.

Tipo	Usina	Capacidade (kW)	PROINFA	Tecnologia similar ²⁶
Eólica	Parque Eólico de Beberibe	25.600	Sim	Não
Eólica	Praia do Morgado	28.800	Sim	Não
Eólica	Foz do Rio Choró	25.200	Sim	Não
Eólica	Eólica Paracuru	25.200	Sim	Não
Eólica	Eólica Praias de Parajuru	28.800	Sim	Não
Eólica	Gargaú	28.050	Sim	Não
Eólica	Pedra do Sal	18.000	Sim	Não
Eólica	Parque Eólico Enacel	31.500	Sim	Não
Eólica	Taíba Albatroz	16.500	Sim	Não
Eólica	Púlpito	30.000	Sim	Não
Eólica	Rio do Ouro	30.000	Sim	Não
Eólica	Mangue Seco 3	26.000	Não	Sim

Como pode ser observado, a maioria dos projetos de energia eólica não são similares a atividade do projeto, já que recebem incentivo do PROINFA. A Tabela 12 resume todas as usinas energéticas identificadas que possuem capacidade de produção similar (passo 1), mas diferem em pelo menos um dos critérios para diferentes tecnologias, isto é, tipo de tecnologia ou PROINFA (passo 2).

Tabela 12. Usinas energéticas com tecnologias diferentes da atividade do projeto²⁰.

Características da Usina	Modelo I	Modelo II
Usinas termelétricas	142	151
Usinas hidrelétricas	123	142
Fazendas eólicas sob o PROINFA	12	11
TOTAL (N_{diff})	277	304

Como observado, quase todas as usinas N_{all} identificadas no Passo 2 são diferentes da planta sob a atividade de projeto.

Passo 4: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ que representa a parcela de usinas utilizando tecnologia similar à tecnologia utilizada na atividade do projeto proposto em todas as usinas que entregam a mesma produção ou capacidade que a atividade do projeto proposto.

Segundo as diretrizes, um projeto é considerado prática comum dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F for superior a 0,2.

Para a atividade do projeto, o fator F é calculado como segue, sendo possível concluir que a atividade do projeto proposto não é uma prática comum.²⁷

$$\Rightarrow \text{Modelo I: } MF = 1 - \frac{N_{diff}}{N_{all}} = 1 - \frac{277}{278} = 0,004 < 0,2$$

$$\Rightarrow \text{Modelo II: } MF = 1 - \frac{N_{diff}}{N_{all}} = 1 - \frac{304}{305} = 0,003 < 0,2$$

Sub-passo 4b: Discutir quaisquer opções similares que estejam ocorrendo

²⁷ Ver arquivo Excel “Common Practice Analysis El Modelo Wind Farms”

Conforme apresentado no sub-passo 4a acima, o número de atividades similares ocorrendo segundo o Artigo 47 da “*Ferramenta para a demonstração e a avaliação da adicionalidade*” (versão 6.0.0) é insignificante; o projeto não constitui uma prática comum (ou seja, **não é amplamente observado**). Além disso, o Artigo 129c da “*Norma de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*” (versão 2) informa ser necessário:

*“Avaliar, se projetos similares e em operação que não sejam atividades de projetos **já forem amplamente observados e comumente executados**” na região definida, se existem diferenças essenciais entre a atividade de projeto proposta e as outras atividades similares.*” (ênfase adicionada)

Por não ser este o caso conforme explicado acima, ou seja, projetos similares e em operação não são amplamente observados e comumente realizados, não é necessária nenhuma análise adicional.

Conclusão da análise de adicionalidade

Considerando que a atividade do projeto não é financeiramente atrativa (passo 2) e que a análise de práticas comuns indica não ser esta uma atividade “business-as-usual” (passo 4), a atividade do projeto proposto é adicional.

B.6. Reduções de emissões

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas

Emissões pela atividade de projeto

A metodologia ACM0002 determina que algumas atividades de projetos podem envolver emissões que podem ser significativas, principalmente quando aplicáveis a projetos com consumo considerável de combustível fóssil durante a operação (projetos de usinas geotérmicas ou solares), com liberação de gases não condensáveis em função da operação (usinas geotérmicas) ou quando aplicáveis a usinas hidrelétricas com reservatórios.

Para esta atividade de projeto, as emissões do projeto são $PE_y = 0$, por se referirem a uma usina eólica e nenhum destes critérios se aplicar a ela.

Emissões da linha de base

A atividade do projeto consiste na instalação de uma nova usina eólica conectada à rede interligada ao SIN. Consequentemente, o cenário da linha de base para este projeto é a eletricidade gerada pelo mix de usinas que servem ao SIN, conforme a margem combinada estabelecida de acordo com a versão mais recente da “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*” (versão 2.2.1).

As emissões da linha de base são calculadas de acordo com a metodologia ACM0002, como segue:

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

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (t CO₂/ano)

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

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ de margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y, calculado através da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1) (t CO₂/MWh).

Cálculo de $EG_{PJ,y}$

Dado que a atividade do projeto consiste em uma usina energética do tipo “greenfield” e que nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto, $EG_{PJ,y}$ é dada pela quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela usina do projeto à rede:

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

Onde:

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

Fugas

A metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) determina:

“As emissões fugitivas não são consideradas. As principais emissões com potencial para ocasionar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como construção de usinas e emissões associadas até a implementação de projeto que utilizem combustíveis fósseis (ex.: extração, processamento, transporte). Tais fontes de emissões são desconsideradas.”

De acordo com o texto acima, a atividade do projeto não provoca quaisquer emissões fugitivas que devam ser incluídas, portanto, $LE_y = 0$. Da mesma forma, não serão reivindicados créditos por tais emissões ocorridas na linha de base.

Reduções de emissões

Dado que as emissões do projeto e as fugitivas são iguais a 0, as reduções de emissões anuais pela implementação da atividade do projeto são dadas por

$$ER_y = BE_y$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (t CO₂e/ano)

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (t CO₂e/ano)

Cálculo do fator de emissão de CO₂ de margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y ($EF_{grid,CM,y}$)

De acordo com a metodologia ACM0002, versão 13.0.0, o fator de emissão de CO₂ de margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y ($EF_{grid,CM,y}$) é calculado através da versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1).

O fator de emissão de margem combinada ($EF_{CM,y}$) consiste de uma média ponderada entre o fator de emissão de Margem de Operação ($EF_{OM,y}$) e o fator de emissão de Margem de Construção ($EF_{BM,y}$), conforme detalhado a seguir.

Segundo a “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*” versão 2.2.1, os participantes do projeto devem aplicar os seis passos abaixo:

- PASSO 1. Identificar os sistemas elétricos relevantes.
- PASSO 2. Escolher se é necessário incluir usinas de fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional).
- PASSO 3. Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM).
- PASSO 4. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.
- PASSO 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção.
- PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

Passo 1: Identificar os sistemas elétricos relevantes

Para determinar os fatores de emissão da eletricidade, define-se um **sistema elétrico de projeto** pela extensão espacial das usinas fisicamente conectadas através de linhas de transmissão e distribuição à atividade do projeto e que podem ser despachadas sem maiores restrições à transmissão.

Mais adiante, a ferramenta informa que:

“Se a AND do país anfitrião publicou um traçado de um sistema elétrico de projeto e dos sistemas elétricos conectados, os referidos traçados devem ser utilizados.”

Na Resolução Nº 8 de 26 de maio de 2008²⁸, a AND brasileira define o SIN (*Sistema Interligado Nacional*) como o sistema elétrico relevante para qualquer atividade de projeto que utilize a metodologia ACM0002. Além disso, a AND publica os fatores de emissão das margens de operação e de construção com base nos dados disponíveis para o SIN como um todo, conforme a resolução.

Passo 2: Escolher se é necessário incluir usinas de fora da rede no sistema elétrico do projeto

Para calcular o fator de emissão para a margem de operação e para a margem de construção, é possível escolher dentre as seguintes opções:

- **Opção I:** Incluir apenas as usinas da rede no cálculo.
- **Opção II:** Incluir no cálculo tanto as usinas da rede como as de fora da rede.

A AND aplica o método *OM da Análise de dados do despacho*, o que requer dados de despacho das usinas conectadas. Portanto, a Opção I é aplicada, incluindo apenas as usinas conectadas à rede no cálculo.

Passo 3: Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) como aplicado pela AND brasileira é baseado na opção (c), OM da análise de dados do despacho, da ferramenta:

$$EF_{grid,OM} = EF_{grid,OM-DD,y}$$

²⁸ Disponível em <http://www.cetesb.sp.gov.br>

Onde:

- $EF_{grid,OM}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação no ano y (t CO₂/MWh)
 $EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ para as unidades energéticas da rede no topo da ordem de despacho, na hora h no ano y (t CO₂/MWh)

A AND brasileira disponibiliza o fator de emissão de hora em hora no site: <http://www.mct.gov.br/>

Este enfoque não se aplica aos dados históricos e, assim, exige o monitoramento anual das emissões, ou seja, o fator de emissão da margem de operação $EF_{grid,OM}$, será calculado *ex post*, determinado pelo ano em que a atividade do projeto substitui a eletricidade da rede. Isto será atualizado anualmente durante o período de obtenção de créditos conforme os fatores de emissão fornecidos para cada ano pela AND brasileira.

Passo 4: Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O fator de emissão da OM da análise de dados do despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades energéticas da rede que são realmente despachadas na margem a cada hora *h* em que o projeto está substituindo eletricidade da rede. Este enfoque não se aplica aos dados históricos e, assim, exige o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

O fator de emissão é calculado como segue (conforme a equação 9 da ferramenta):

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

Onde:

- $EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade do projeto na hora *h* do ano y (MWh)
 $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para as unidades energéticas da rede no topo da ordem de despacho na hora *h* do ano y (tCO₂/MWh)
 $EG_{PJ,y}$ = Eletricidade Total substituída pela atividade do projeto no ano y (MWh)
H = Horas no ano y em que a atividade do projeto está substituindo eletricidade da rede
Y = Ano em que a atividade do projeto está substituindo energia da rede

Conforme mencionado anteriormente, a AND fornece diretamente os valores de $EF_{EL,DD,h}$, com base na equação 10 da ferramenta (ou seja, com consumo de combustível a cada hora):

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

Onde:

- $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para as unidades energéticas da rede no topo da ordem de despacho na hora *h* do ano y (tCO₂/MWh)
 $FC_{i,n,h}$ = Quantidade de combustível fóssil tipo *i* consumido pela unidade energética da rede *n* na hora *h* (unidade de massa ou volume)
 $NCV_{i,y}$ = Valor calorífico líquido (conteúdo energético) do combustível fóssil tipo *i* no ano y (GJ/unidade de massa ou volume)
 $EF_{CO_2,i,y}$ = Fator de emissão de CO₂ do combustível fóssil tipo *i* no ano y (tCO₂/GJ)
 $EG_{n,h}$ = Eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade energética da rede na hora *h* (MWh)
N = Unidades energéticas da rede no topo do despacho (como definido acima)
I = Tipos de combustíveis fósseis queimados na unidade energética da rede *n* no ano y
H = Horas no ano y em que a atividade do projeto está substituindo eletricidade da rede

Y = Ano em que a atividade do projeto está substituindo energia da rede

A AND do Brasil coleta os dados para esta fórmula, calcula $EF_{EL,DD,h}$ e publica os resultados em seu site na internet. A fórmula somente é incluída para efeito de completar os procedimentos da ferramenta.

Entretanto, para calcular o fator de emissão anual $EF_{grid,OM-DD,y}$ ex post (equação 9 da ferramenta acima), a fórmula é finalmente usada para a margem combinada (passo 6), e a geração por hora e anual, ou seja, os parâmetros $EG_{PJ,h}$ e $EG_{PJ,y}$ têm de ser monitorados.

Passo 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

Considerando-se a época da coleta de dados, o participante do projeto escolheu a opção 1 da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1):

Opção 1: Para o primeiro período de obtenção de créditos, calcular o fator de emissão da margem de construção ex ante, baseado nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas, para o grupo amostral m na época do envio do MDL-DCP para validação da EOD. Para o segundo período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas na época do envio do pedido de renovação do período de obtenção de créditos para a EOD. Para o terceiro período de obtenção de créditos, deve-se utilizar o fator de emissão de margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de créditos. Esta opção não exige monitorar o fator de emissão durante o período de obtenção de créditos.

O grupo amostral de unidades energéticas m usado para calcular a margem de construção é determinado conforme o procedimento apresentado na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1), de acordo com a época de coleta de dados selecionada acima, conforme segue:

- a) Identificar o conjunto de cinco unidades energéticas, exceto as unidades registradas como atividades de projetos MDL, que começaram a fornecer eletricidade para a rede mais recentemente ($SET_{5-units}$), e determinar sua geração anual de eletricidade ($AEG_{SET-5-units}$, em MWh);
- b) Determinar a geração de eletricidade anual pelo sistema elétrico do projeto, exceto as unidades registradas como atividades de projetos MDL (AEG_{total} , em MWh). Identificar o conjunto de unidades energéticas, exceto as unidades registradas como atividades de projetos MDL, que começaram a fornecer eletricidade para a rede mais recentemente e que compreendem 20% de AEG_{total} (se 20% caírem em parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo) ($SET_{\geq 20\%}$), e determinar sua geração de eletricidade anual ($AEG_{SET-\geq 20\%}$, em MWh);
- c) Dentre $SET_{5-units}$ e $SET_{\geq 20\%}$, selecionar o conjunto de unidades energéticas que abranja a maior geração de eletricidade anual (SET_{sample});
Identificar a data em que as unidades energéticas de SET_{sample} começaram a fornecer eletricidade para a rede. Caso nenhuma das unidades energéticas em SET_{sample} tenha fornecido eletricidade para a rede há mais de 10 anos atrás, utilizar então SET_{sample} para calcular a margem de construção. Ignorar os passos (d), (e) e (f).

De outra forma:

- d) Excluir de SET_{sample} as unidades energéticas que começaram a fornecer eletricidade à rede há mais de 10 anos atrás. Incluir nesse conjunto as unidades energéticas registradas como atividade de projeto MDL, começando pelas unidades energéticas que começaram a fornecer eletricidade à rede

mais recentemente, até que a geração de eletricidade do novo conjunto abranja 20% da geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto (se 20% caírem em parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo), até onde possível. Determinar para o conjunto resultante ($SET_{\text{sample-CDM}}$) a geração anual de eletricidade ($AEG_{\text{SET-sample-CDM}}$, em MWh);

Caso a geração anual de eletricidade desse conjunto abranja pelo menos 20% da geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto (isto é $AEG_{\text{SET-sample-CDM}} \geq 0,2 \times AEG_{\text{total}}$), utilizar então o grupo amostral $SET_{\text{sample-CDM}}$ para calcular a margem de construção. Ignorar os passos (e) e (f).

De outra forma:

- e) Incluir no grupo amostral $SET_{\text{sample-CDM}}$ as unidades energéticas que começaram a fornecer eletricidade para a rede há mais de 10 anos atrás até que a geração de eletricidade do novo conjunto abranja 20% da geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto (se 20% caírem em parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo);
- f) O grupo amostral de unidades energéticas m usado para calcular a margem de construção é o conjunto resultante ($SET_{\text{sample-CDM} \rightarrow 10\text{yrs}}$).

O fator de emissão da margem de construção ($EF_{\text{grid,BM},y}$) é a média ponderada (tCO_2/MWh) de todas as unidades energéticas m durante o ano y mais recente em que haja disponibilidade de dados de geração, e é calculado como segue:

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

Onde:

- $EF_{\text{grid,BM},y}$ = Fator de emissão de CO_2 na margem de construção no ano y (tCO_2/MWh)
- $EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade energética no ano y (MWh)
- $EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da unidade energética m no ano y (tCO_2/MWh)
- M = Unidades energéticas incluídas na margem de construção
- Y = Ano histórico mais recente para o qual há dados de geração de energia disponíveis

O fator de emissão da margem de construção também é disponibilizado pela AND brasileira no site: <http://www.mct.gov.br/>

Passo 6: Calcular o fator de emissão da margem combinada

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

- (a) Média ponderada da CM; ou
- (b) CM simplificada.

Segundo a “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”, versão 2.2.1, o método de margem combinada (CM) de média ponderada (opção A) deve ser utilizado como a opção escolhida. Portanto, escolhe-se a opção A.

CM de média ponderada

O fator de emissão da margem combinada é calculado como segue:

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

Onde:

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

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

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

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

De acordo com a ferramenta, as atividades de projetos de energia eólica devem aplicar os seguintes valores de w_{OM} e w_{BM} para o primeiro período de obtenção de créditos e para os períodos subsequentes: $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (devido à sua natureza intermitente e não-despachável).

B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex-ante

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ na margem de construção no ano y
Fonte do dado	AND do Brasil (Ministério da Ciência e Tecnologia), publicado no site http://www.mct.gov.br/
Valore(s) aplicado(s)	0,1404
Escolha do dado ou métodos e procedimentos de medição	A AND do Brasil fornece os fatores de emissão. O valor mais recente disponível à época do envio do projeto para validação é de 2010.
Objetivo dos dados	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	O período de coleta de dados para este parâmetro é escolhido como <i>ex ante</i> .

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

Um cálculo *ex ante* das emissões da linha de base se dá conforme o seguinte.

Como explicado na seção B.6.1., o projeto consiste de uma usina de energia renovável tipo “greenfield”; e a quantidade líquida de geração de eletricidade produzida e fornecida à rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y é dada pela quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida à rede pela usina do projeto, estimada como:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = 268.245,0 \text{ MWh/ano}$$

O fator de emissão da margem combinada é calculado através de uma estimativa do fator de emissão da margem de operação (dados de despacho que serão monitorados conforme o período *ex post* de colheita de dados) e do fator de emissão da margem de construção (colheita de dados *ex ante*):

Margem de operação (OM):

O fator de emissão da margem de operação é determinado conforme a equação 9 da ferramenta:

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

Conforme explicado na seção 6.1., a AND fornece diretamente os valores de $EF_{\text{EL,DD},h}$. Considerando que o método de análise de dados do despacho exige informar dados reais de hora em hora da rede e da geração pelo projeto, não é possível determinar o valor exato antes da operação do projeto. Para a estimativa *ex ante* anterior, a média histórica anual dos dados do despacho é usada como aproximação, assumindo um comportamento de geração constante sem a variação de hora em hora; isto simplifica o cálculo e permite ignorar a ponderação da geração (a média dos fatores de emissão mensais publicada pela AND é utilizada para o cálculo *ex-ante*, uma vez que este resulta em um valor mais conservador):

$$EF_{\text{grid,OM},y} = 0,4786 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Margem de construção (BM):

A margem de construção é determinada *ex ante* e é fixa para o período de obtenção de créditos:

$$EF_{\text{grid,BM},y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{\text{EL},m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} = 0,1404 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Margem combinada (CM):

Ponderando-se os fatores de emissão da OM e da BM, o fator de emissão da CM é

$$EF_{\text{grid,CM},y} = EF_{\text{grid,OM},y} \times w_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM},y} \times w_{\text{BM}} = 0,3941 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Reduções de emissões (ER_y):

Ao calcular as emissões da linha de base, as reduções de emissões são estimadas *ex ante* como:

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

$$ER_y = 268.245,0 \text{ MWh/ano} \times 0,3941 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$ER_y = 105.702 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \quad (\text{resultado em décimos arredondado para baixo})$$

**B.6.4. Síntese da estimativa ex-ante de reduções de emissões**

Ano	Emissões da linha de base (tCO₂e)	Emissões do projeto (tCO₂e)	Fugas (tCO₂e)	Reduções de emissões (t CO₂e)
2014	105.702	0	0	105.702
2015	105.702	0	0	105.702
2016	105.702	0	0	105.702
2017	105.702	0	0	105.702
2018	105.702	0	0	105.702
2019	105.702	0	0	105.702
2020	105.702	0	0	105.702
Total	739.914	0	0	739.914
Total de anos de emissão de créditos	7 (no primeiro período de obtenção de créditos)			
Média anual sobre o período de obtenção de créditos	105.702	0	0	105.702

Observe que as emissões da linha de base mostradas na tabela foram arredondadas em décimos para baixo.

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

Dado / Parâmetro	$EG_{\text{facility},y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela unidade/usina do projeto à rede no ano y
Fonte do dado	Medidor(es) de eletricidade
Valor (es) aplicado(s)	268.245,0 MWh/ano
Métodos e procedimentos de medição	<p>O proponente do projeto irá instalar e controlará o medidor principal de eletricidade e um medidor de backup (ambos com classe de precisão de 0,2%) na subestação, o que é definido como o “ponto de entrega” à rede. A energia de todo o projeto é medida neste ponto, inclusive todos os sub-parques, ou seja, a energia das usinas individuais não é medida separadamente. A medição neste ponto é feita após as perdas de transmissão e funciona de modo bidirecional, ou seja, é medida a energia líquida entregue à rede, considerando tanto a quantidade de eletricidade fornecida pela usina do projeto à rede, como a quantidade de eletricidade entregue pela usina do projeto a partir da rede.</p> <p>O medidor de backup garante a medição contínua em caso de falha do medidor principal. Caso ambos os medidores apresentem falha, a energia gerada será estimada com base em outros pontos de medição da rede e poderão ser obtidos da CCEE.</p> <p>Os dados serão registrados para o monitoramento do MDL com frequência pelo menos mensal, e guardados por no mínimo dois anos após o final do último período de obtenção de créditos.</p>
Frequência de monitoramento	A frequência de medições é estabelecida pelo ONS em seu sub-módulo 12.4 ²⁹ , o que exige medições a cada cinco minutos (completos).
Procedimentos de GQ/CQ	As medições sofrem verificação cruzada com as notas fiscais das vendas de energia ou com a base de dados da CCEE para verificar a consistência dos dados. A frequência de calibração dos medidores é de dois anos (máximo), conforme o sub-módulo 12.3 ³⁰ do ONS. A calibração deverá ser realizada por testes de campo ou laboratoriais com base nas normas técnicas especificadas pelo INMETRO, N°. 431 de 04 de dezembro de 2007 ³¹ .
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	Isto corresponde ao parâmetro $EG_{PJ,y}$ utilizado para o cálculo do

²⁹ Coleta de dados de medição para faturamento, disponível em http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.4_Rev_1.1.pdf (acessado em: 18/11/2011)

³⁰ Manutenção do sistema de medição para faturamento, disponível em http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.3_Rev_1.0.pdf (acessado em: 18/11/2011)

³¹ Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

	fator de emissão da margem de operação.
Dado / Parâmetro	$EG_{PJ,h}$
Unidade	MWh
Descrição	Eletricidade substituída pela atividade do projeto na hora h do ano y
Fonte do dado	Medidor(es) de eletricidade
Valor (es) aplicado(s)	Não há estimativas disponíveis sobre uma base de hora em hora. Para a estimativa <i>ex ante</i> , a geração total anual esperada é aplicada ao fator de emissão médio (ver seção B.6.3).
Métodos e procedimentos de medição	<p>O proponente do projeto irá instalar e controlará o medidor principal de eletricidade e um medidor de backup (ambos com classe de precisão de 0,2%) na subestação, o que é definido como o “ponto de entrega” à rede. A energia de todo o projeto é medida neste ponto, inclusive todos os sub-parques, ou seja, a energia das usinas individuais não é medida separadamente. A medição neste ponto é feita após as perdas de transmissão e funciona de modo bidirecional, ou seja, é medida a energia líquida entregue à rede. O medidor de backup garante a medição contínua em caso de falha do medidor principal. Caso ambos os medidores apresentem falha, a energia gerada pode ser obtida a partir da CCEE.</p> <p>Os dados serão registrados para o monitoramento do MDL com frequência pelo menos mensal, e guardados por no mínimo dois anos após o final do último período de obtenção de créditos</p>
Frequência de monitoramento	A frequência de medições é estabelecida pelo ONS em seu sub-módulo 12.4 ³² , o que exige medições a cada cinco minutos (completos). Os dados são registrados de hora em hora conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (versão 2.2.1).
Procedimentos de GQ/CQ	As medições sofrem verificação cruzada com as notas fiscais das vendas de energia ou com a base de dados da CCEE para verificar a consistência dos dados. A frequência de calibração dos medidores é de dois anos (máximo), conforme o sub-módulo 12.3 do ONS. A calibração deverá ser realizada por testes de campo ou laboratoriais com base nas normas técnicas especificadas pelo INMETRO, N°. 431 de 04 de dezembro de 2007.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	Estes dados são usados para o cálculo do fator de emissão, conforme o procedimento aplicado e os parâmetros de monitoramento correspondentes da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (versão 2.2.1).

³² Coleta de dados de medição para faturamento, disponível em http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.4_Rev_1.1.pdf (acessado em: 18/11/2011)

Dado / Parâmetro	$EF_{EL,DD,h}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ para unidades energéticas da rede no topo da ordem de despacho na hora h do ano y
Fonte do dado	AND brasileira (Ministério da Ciência e Tecnologia), publicado no site http://www.mct.gov.br/
Valor (es) aplicado(s)	0,4786 tCO ₂ /MWh Para a estimativa <i>ex ante</i> , utiliza-se a média de hora em hora dos fatores de emissão do ano mais recente disponível (2010), conforme explicado na seção B.6.3.
Métodos e procedimentos de medição	Os valores relevantes são atualizados e publicados pela AND brasileira (Ministério da Ciência e Tecnologia) e serão utilizados para os períodos de monitoramento correspondentes. Os dados estão disponíveis no site http://www.mct.gov.br/
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos de GQ/CQ	Não são exigidos procedimentos específicos de GQ/CQ, dado que os valores são calculados pela AND e disponibilizados ao público.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões da linha de base
Comentário adicional	-

B.7.2. Plano de amostragem

Não há nenhuma amostragem envolvida no monitoramento da atividade de projeto proposta.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

A atividade do projeto aplicará a metodologia ACM0002 / Versão 13.0.0: “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”

A justificativa para a escolha da metodologia de monitoramento é a mesma da escolha da metodologia da linha de base, apresentada na Seção B.1.1.

Coleta e registro dos dados

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), os principais parâmetros que necessitam ser monitorados durante a operação do parque eólico são:

- $EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano y ;
- $EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade do projeto na hora h do ano y ; e
- $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para as unidades energéticas da rede no topo da ordem de despacho na hora h do ano y .

A energia gerada pelo projeto será medida de acordo com os procedimentos-padrão estabelecidos pelo setor energético brasileiro. O ONS e a CCEE fornecem o marco com as especificações e requerimentos técnicos para as medições de energia e para o faturamento.

O proponente do projeto irá instalar e controlará o medidor principal de eletricidade e um medidor de backup (ambos com classe de precisão de 0,2%) na subestação, o que é definido como o “ponto de

entrega” à rede. A energia de todo o projeto é medida neste ponto, inclusive todos os sub-parques, ou seja, a energia das usinas individuais não é medida separadamente. A medição neste ponto é feita após as perdas de transmissão e funciona de modo bidirecional, ou seja, é medida a energia líquida entregue à rede, considerando tanto a quantidade de eletricidade fornecida pela usina do projeto à rede, como a quantidade de eletricidade entregue pela usina do projeto a partir da rede.

O medidor de backup garante a medição contínua em caso de falha do medidor principal. Caso ambos os medidores apresentem falha, a energia gerada será estimada com base em outros pontos de medição da rede e poderão ser obtidos da CCEE.

A frequência de medições é estabelecida pelo ONS em seu sub-módulo 12.4 “Dados medidos para o faturamento”²⁹, o que exige medições a cada cinco minutos (completos). Os dados serão registrados para o monitoramento do MDL com frequência pelo menos mensal, e guardados por no mínimo dois anos após o final do último período de obtenção de créditos. Os dados medidos podem sofrer verificação cruzada com as notas fiscais das vendas de energia ou com a base de dados da CCEE para verificar a consistência dos dados. A frequência de calibração dos medidores é de dois anos (máximo), conforme o sub-módulo 12.3 “Manutenção do sistema de medição para faturamento” do ONS. A calibração deverá ser realizada por testes de campo ou laboratoriais com base nas normas técnicas especificadas pelo INMETRO, N.º. 431 de 04 de dezembro de 2007³¹.

O fator de emissão da rede será calculado conforme determinado na Seção B.6.1. O fator de emissão da margem de operação será determinado pelo método de análise de dados do despacho para cada período de monitoramento, utilizando para tanto os fatores de emissão de hora em hora correspondentes informados pela AND brasileira (<http://www.mct.gov.br/>). O fator de emissão da margem de construção usa o período de obtenção de dados *ex ante* e, portanto, não exige monitoramento específico.

Todos os dados requeridos serão coletados pelo proponente do projeto e guardados em meio eletrônico. As medições são realizadas por um técnico diretamente na usina ou desde a sede, já que os dados podem ser coletados remotamente pela SCADA. As medições são realizadas individualmente por cada subsidiária do projeto. O restante dos dados é colhido pela EGP Brasil, com suporte do Coordenador de MDL para a América Latina.

Os relatórios de monitoramento serão desenvolvidos de acordo com as normas mais recentes através de formulário específico da UNFCCC.

Figura 5 mostra um diagrama da medição da energia líquida e da coleta de dados.

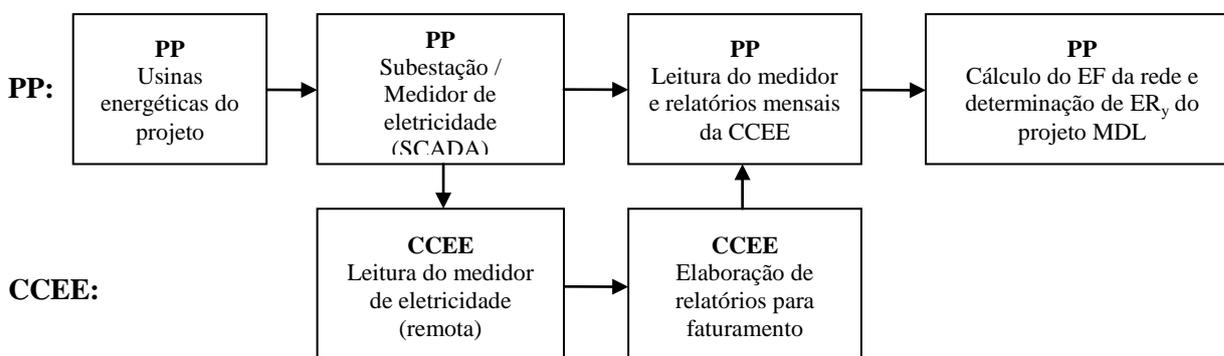


Figura 5. Processo de monitoramento da atividade de projeto proposta. O total de energia de todos os subprojetos será medido na subestação, que é também o ponto de interligação à rede (isto é, a energia não é medida para os subprojetos individualmente).

As reduções de emissões reais de cada período de monitoramento serão determinadas de acordo com a seguinte fórmula:

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

SEÇÃO C. Duração e período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade de projeto

C.1.1. Data de início da atividade de projeto

17/08/2011

A data de início da atividade do projeto, isto é, o momento em que a ação teve seu real início, é a data do 12º Leilão de Energia Nova, 17/08/2011³³, quando o projeto foi aprovado para assinatura de um contrato de venda de energia com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade de projeto

20 anos, 0 meses

C.2. Período de obtenção de créditos da atividade de projeto

C.2.1. Tipo de período de obtenção de créditos

Renovável

C.2.2. Data de início do período de obtenção de créditos

01/01/2014

C.2.3. Duração do período de obtenção de créditos

7 anos, 0 meses

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

A Lei Federal 6.938/1981 cria a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA) e estabelece de forma expressa o procedimento de Licenciamento Ambiental e a responsabilidade civil ambiental.

Com a ratificação da Constituição da República Federativa do Brasil em 1988, o país adotou a proteção do meio ambiente como direito constitucional. De acordo com o artigo 225 da Constituição Federal, todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de lograr este objetivo. A proteção do meio ambiente se baseia em instrumentos definidos tais como o procedimento de licenciamento ambiental, o Estudo de Impacto Ambiental, a criação de áreas de proteção e a responsabilidade ambiental.

Segundo a Lei Federal nº 6.831/1981, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) é responsável pela aplicação dos estatutos e regulamentações ambientais em nível federal, e o mais importante, entre suas atribuições estão os procedimentos de licenciamento ambiental das atividades. Além disso, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) também atua em nível

³³ Para o resumo dos resultados publicados pela CCEE, ver CCEE, ver “*Resultado_12LEN_A3.pdf*”

federal e tem poder para aprovar regulamentações aplicáveis a assuntos ambientais, trabalhando como um painel de técnicos especialistas.

A obtenção do licenciamento ambiental é obrigatória antes da instalação de qualquer projeto com potencial para poluição ou degradação do meio ambiente, e uma de suas características mais expressivas é a participação social na tomada de decisão, através de audiências públicas, como parte do processo.

Tal obrigação é compartilhada entre o IBAMA e as Agências Estaduais para o Meio Ambiente, como partes integrantes do SISNAMA (Sistema Nacional do Meio Ambiente), cujo objetivo é estabelecer uma rede de agências governamentais em todos os níveis da Federação com poder de assegurar os mecanismos de implementação efetiva da PNMA.

O IBAMA opera principalmente com o licenciamento de grandes projetos de infraestrutura envolvendo impactos sobre mais de um estado e atividades marítimas de petróleo e gás. Fora estes casos, o licenciamento ambiental é realizado pelas agências governamentais. Segundo o artigo 225 da Constituição de 1988, incumbe ao Poder Público exigir, na forma da lei, um estudo prévio de impacto ambiental para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente.

Consoante à Resolução 237/97 do CONAMA, existem três tipos de licenças ambientais:

- Licença Prévia (LP) – concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação. Neste estágio, pode ser exigido um Estudo de Impacto Ambiental e seu laudo correspondente, caso a atividade possua um maior potencial de poluição;
- Licença de Instalação (LI) – autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes; e
- Licença de Operação (LO) – autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores.

Conforme mencionado anteriormente, dependendo do tipo do projeto, as responsabilidades do licenciamento são transferidas para o nível estadual, como é o caso desta atividade de projeto. Um EIA do projeto foi realizado pela empresa MRS Estudos Ambientais Ltda em concordância com todos os requisitos legais e concluído em março de 2011. O Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA) aprovou o EIA e emitiu a licença prévia. Se prevê que as outras licenças serão emitidas conforme a Tabela 13.

Tabela 13: Visão geral e expectativas do processo de licenciamento.

Licença	Data de emissão (real / prevista)	Órgão público responsável
Licença Prévia	21/06/2011 (real) ³⁴	IDEMA / RN
Licença de Instalação	Novembro 2012 (prevista)	IDEMA / RN
Licença de Operação	Dezembro 2013 (prevista)	IDEMA / RN

Não existem impactos transfronteiriços decorrentes da atividade do projeto.

³⁴ Ver “LP_Modelo I.pdf” e “LP_Modelo II.pdf”

D.2. Avaliação dos impactos ambientais

As normas ambientais e políticas de processos de licenciamento no Brasil são bastante rígidas e estão de acordo com as melhores práticas internacionais. O EIA não identificou impactos ambientais significativos.

SEÇÃO E. Consulta aos atores locais

E.1. Solicitação de comentários dos atores locais

O “Manual para Submissão de Atividades de Projeto no Âmbito do MDL” da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima do Ministério da Ciência e Tecnologia define os processos detalhados para a obtenção da Carta de Aprovação para um projeto no âmbito do MDL. Os princípios aplicáveis se baseiam numa série de requisitos fundamentais do MDL estabelecidos pelos Acordos de Marraqueche, os quais definem que a AND deve

- (i) atestar a participação voluntária dos participantes do projeto no âmbito do MDL;
- (ii) atestar que a atividade de projeto contribui para o desenvolvimento sustentável; e
- (iii) emitir a carta de aprovação do projeto para os participantes nacionais de atividades de projeto MDL.

Como parte fundamental da emissão da carta de aprovação, as regras do processo de consulta aos atores fornecidas pelo manual acima mencionado devem ser seguidas.

Basicamente, os atores devem ser informados por uma carta-convite acerca do desenvolvimento da atividade do projeto e da oportunidade de enviar seus comentários. O proponente do projeto deve disponibilizar ao público uma versão do DCP em português e uma declaração a respeito da contribuição do projeto para com o desenvolvimento sustentável em cinco aspectos básicos³⁵: sustentabilidade ambiental local, desenvolvimento de condições de trabalho e geração líquida de empregos, distribuição de renda, treinamento e desenvolvimento tecnológico e, integração e articulação regional com outros setores. A carta-convite deve ser enviada, e os documentos disponibilizados ao público, com pelo menos 15 dias de antecedência ao início do processo de consulta aos atores globais, o qual define o início do processo de validação.

De acordo com o manual e considerando que o projeto está localizado em um único estado, as cartas-convite foram enviadas para os seguintes atores:

- Prefeitura de cada municipalidade envolvida;
- Câmara municipal de cada municipalidade envolvida;
- Órgão estadual do meio ambiente;
- Órgãos municipais do meio ambiente;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e o Desenvolvimento – FBOMS;
- Associações comunitárias cujos objetivos estão direta ou indiretamente relacionados à atividade do projeto;
- Ministério Público Estadual do estado envolvido, ou, conforme o caso, o Ministério Público do Distrito Federal e Territórios;
- Ministério Público Federal.

³⁵ Anexo III da Resolução nº 1



Estes procedimentos asseguram que os atores estejam a par do projeto MDL e possam enviar seus comentários, e que estes sejam levados em consideração pelo participante do projeto, a EOD para o processo de validação e a AND para a emissão da carta de aprovação.

O proponente do projeto está seguindo todos os procedimentos para garantir que o processo de consulta aos atores seja correto e transparente.

As cartas-convite foram enviadas aos atores mencionados em 27/12/2011 com o intuito de iniciar o período de 15 dias de consulta aos atores locais antes da validação.

E.2. Síntese dos comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido durante a consulta aos atores locais.

E.3. Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido durante a consulta aos atores locais.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

No momento do envio do DCP para validação da EOD, não há carta(s) de aprovação pela(s) partes da atividade de projeto.

**Apêndice 1: Informações de contato dos participantes do projeto**

Nome da organização	Enel Brasil Participações Ltda
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, nº 8
Edifício	11º Andar
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	RJ
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	+55 21 2206.5600
Fax	+55 21 2206.5620
E-mail	pedro.costa@enel.com
Site na internet	www.enelgreenpower.com
Contato	
Cargo	Diretor
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Costa Braga de Oliveira
Nome do meio	Alberto
Nome	Pedro
Departamento	
Celular	
Fax direto	
Tel. direto.	
E-mail pessoal	



Nome da organização	Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, nº 8
Edifício	11º Andar
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	RJ
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	+55 21 2206.5600
Fax	+55 21 2206.5620
E-mail	pedro.costa@enel.com
Site na internet	www.enelgreenpower.com
Contato	
Cargo	Diretor
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Costa Braga de Oliveira
Nome do meio	Alberto
Nome	Pedro
Departamento	
Celular	
Fax direto	
Tel. direto.	
E-mail pessoal	



Nome da organização	Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.
Rua/Caixa Postal	Rua São Bento, nº 8
Edifício	11º Andar
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	RJ
CEP	20090-010
País	Brasil
Telefone	+55 21 2206.5600
Fax	+55 21 2206.5620
E-mail	pedro.costa@enel.com
Site na internet	www.enelgreenpower.com
Contato	
Cargo	Diretor
Forma de tratamento	Sr.
Sobrenome	Costa Braga de Oliveira
Nome do meio	Alberto
Nome	Pedro
Departamento	
Celular	
Fax direto	
Tel. direto.	
E-mail pessoal	

Apêndice 2: Afirmação relacionada a financiamento público

Este projeto não está envolvido com nenhum tipo de financiamento público..

Apêndice 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Todas as informações sobre a validade da metodologia selecionada estão fornecidas na Seção B.2.

Apêndice 4: Outras informações complementares sobre o cálculo ex-ante das reduções de emissões

NA

Apêndice 5: Outras informações complementares sobre o plano de monitoramento

NA

**Apêndice 6: Síntese das alterações após o registro**

NA

Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11/04/ 2012	Revisão editorial para alterar a linha 02 no box do histórico, de Anexo 06 para Anexo 06b.
04.0	EB 66 13/03/ 2012	Revisão requerida para garantir consistência com as “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção de projeto para atividades de projetos MDL” (EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26/06/ 2006	
02	EB 14, Anexo 06 14/06/2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03/08/2002	Adoção inicial.
Classe da decisão: Regulatória Tipo de documento: Formulário Função de negócio: Registro		