FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO COMPONENTE DE ATIVIDADE DE PROJETO (F-MDL-CPA-DC)
Versão 02.0

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO COMPONENTE (CPA-DC)

SEÇÃO A. Descrição geral do CPA

A.1. Título do PoA registrado ou proposto

Geração de eletricidade a partir de fonte eólica conectada à rede no âmbito do Programa de Atividades no Brasil

A.2. Título do CPA

CPA 01 - Parque Eólico Marco dos Ventos I
Versão 4.0
14/06/2012

A.3. Descrição do CPA

A atividade de projeto componente proposta consiste na implementação e operação do Parque Eólico *Greenfield* Marco dos Ventos I, localizado em Tutóia, no estado do Maranhão, Brasil. A atividade de projeto componente empregará 18 aerogeradores de eixo horizontal, modelo GE 1.6-100, cada um com 1,6 MW (potência nominal total: 28,8 MW). Espera-se que a implementação física da atividade de projeto componente inicie-se em 14 de março de 2014[1].

Na linha de base[2], a energia fornecida à rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de usinas ligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (MC). Assim, a atividade de projeto promoverá a redução de emissões de GEE por meio da substituição da geração de eletricidade baseada em combustíveis fósseis que viria a ocorrer.

O limite do projeto inclui emissões de CO_2 a partir da geração de energia em usinas de combustível fóssil que são substituídas devido à atividade de projeto. Emissões fugitivas e de projeto não são esperadas.

A.4. Entidade/indivíduo responsável pelo CPA

Bioenergy – Geradora de Energia S.A.

e

WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda.

[1] Cronograma de implementação - Parque Eólico Marco dos Ventos I (referência: Cronograma Físico Assinado A-5 MV1.pdf)

[2] O cenário de linha de base é o mesmo que o cenário existente antes do ínicio de implementação da atividade de projeto.

A.5. Descrição técnica do CPA

A atividade de projeto componente proposta consiste na implementação e operação de uma nova planta de geração de energia eólica, o Parque Eólico Marco dos Ventos I, localizado no Município de Tutóia, no Estado do Maranhão, Brasil. Um típico parque eólico conectado à rede é composto por aerogeradores, a subestação onde a transformação da tensão da corrente elétrica é feita (isto é, a corrente gerada pelos aerogeradores é elevada à tensão das linhas de transmissão ou distribuição – no caso da atividade de projeto, linhas de transmissão), o ponto de interconexão com a rede e as linhas de transmissão ou distribuição. A atividade de projeto empregará 18 aerogeradores de eixo horizontal, modelo GE 1.6-100, com 1,6 MW cada (potência nominal total: 28,8 MW), com um tempo de vida útil de 20 anos[3]. A implementação física da atividade de projeto ainda não se iniciou (implementação esperada para ter início em 14 de março de 2014)[1].

Tabela 2: Parque Eólico Marco dos Ventos I.

Planta	Quantidade de aerogeradores (GE 1.6-100)	Capacidade nominal (MW)	Fator de carga líquido*	Capacidade líquida (MW_m) *
Marco dos Ventos I	18	28,8	62,97%	18,13

* Refere-se ao ponto de conexão da rede
MW_m refere-se a MWmédios
Fonte: Estudo de Ventos da Inova Energy (referência: 3.Relatório Técnico 2011.019B-BIOENERGY – 110914 (MV) –13887.pdf (SECURED))

A atividade de projeto componente entregará 158.858 MWh/ano[4] de energia renovável ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

A atividade de projeto componente está projetada para entregar uma média de 158.858 MWh/ano[5] de energia renovável ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Na linha de base[3], a energia entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinada (MC). O cenário da linha de base é o mesmo que o cenário existente antes do inicio de implementação da atividade de projeto. Assim, a atividade de projeto promoverá a redução de emissões de GEE por meio da substituição da geração de eletricidade baseada em combustíveis fósseis que viria a ocorrer.

As turbinas eólicas *onshore* da General Electric (GE)[6] oferecem performance, disponibilidade e confiabilidade comprovadas, construídas sobre uma forte tradição de geração de energia que abrange

[3] O tempo de vida útil operacional dos aerogeradores estão apresentadas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico da ANEEL como sendo de 20 anos e zero meses (referência: ElectricalSectorEndowmentManagementHandbook_ANEEL_2009).

[4] Considerando o estudo de ventos atual, que estabelece uma configuração de 18 aerogeradores e um fator de carga líquido de 63%, correspondendo a uma capacidade líquida de 18,13 MWm, o que representa uma geração de energia elétrica de 158.858 MWh/ano.

[5] Considerando a geração de energia elétrica estimada na análise da Inova Energy. Esses estudos representam a configuração atual do Parque Eólico Marco dos Ventos I. O relatório de ventos apresenta um fator de carga líquido de 63%, correspondendo a uma capacidade líquida de 18,13 MW_m, o que representa uma geração de energia elétrica de 158.858 MWh/ano.

[6] A GE tem avançado continuamente sua linha de produtos de séries de turbinas eólicas de 1,5 MW, com a recente introdução das turbinas eólicas 1.6-100 metros. A série de turbinas eólicas de 1,5 MW da GE tem uma base de

mais de um século. Como um dos líderes mundiais no fornecimento de turbinas eólicas, o atual portfólio de produtos da GE Energy inclui turbinas eólicas com capacidade nominal variando de 1,5 MW a 4,1 MW e serviços de suporte que se estendem do apoio ao desenvolvimento à operação e manutenção[7].

A descrição geral das características técnicas do aerogerador GE 1.6-100 é apresentada na Tabela 2.

Tabela 1: Visão geral do GE 1.6-100.

Dados Operacionais	
Potência nominal	1,6 MW
Velocidade nominal do vento	11 m/s
Rotor	
Diâmetro	100 m
Área varrida pelas pás	7.854 m^2
Velocidade de rotação	9,75 a 16,18 rpm
Velocidade máxima da ponta da pá	84,7 m/s
Orientação	Barlavento
Controle de velocidade	Controlador de potência de hélice independente
Freios aerodinâmicos	Totalmente revestidos
Gerador	
Tipo	Tipo indução duplamente alimentado
Frequência	60 Hz
Sistema de freio	
Tipo	Sistemas de passo de pás individuais acionados eletricamente

instalação de mais de 16.000 turbinas no mundo[9]. A evolução do design das turbinas de 1,5 MW começou com as turbinas 1.5i, introduzidas em 1996. O rotor de 65 metros foi aumentado para 70,5 metros na turbina 1.5s e depois para 77 metros na 1.5sle, que foi introduzida em 2004. Com base no desempenho e confiabilidade excepcionais da 1.5sle, a GE introduziu a 1.5xle com 82,5 metros de diâmetro em 2005. Melhorias subsequentes no design levaram à turbina 1.5-82.5, introduzida em 2008. O investimento contínuo na indústria resultou na introdução da turbina eólica 1.6-100 da GE com um rotor de 100 metros. A evolução desse produto garante fatores de capacidade maiores, aumentando em 19% a produção de energia anual (*Annual Energy Production* - AEP).

A turbina eólica 1.6-100 da GE possui três pás, orientação barlavento e eixo horizontal com um rotor de 100 metros de diâmetro. O rotor da turbina e a nacele são montados no topo de uma torre de aço tubular proporcionando alturas do eixo de 80 metros e 100 metros (no caso desta atividade de projeto, a altura do eixo é de 80 metros). A máquina emprega controle de guinada ativo (projetado para conduzir a máquina em relação à direção do vento), controle ativo de passo de pás (projetado para controlar a velocidade do rotor da turbina) e um gerador/sistema de conversão eletrônico de potência. A turbina eólica apresenta um design distribuído do grupo motopropulsor, em que os principais componentes, inclusive os mancais do eixo principal, caixa de câmbio, gerador, mecanismos de orientação direcional e painel de controle, estão acoplados a uma plataforma de suporte.

[7] Apresentando 1.6-100 da GE: melhor fator de capacidade (e_Tech_14_IntroducingGE1.6-100_GE_v01_20110721). Disponível em http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/GEA18628_Wind%201.6%20Brochure_r11.pdf. Acessado em 10 de Abril de 2012.

Equipamentos de monitoramento são necessários para a medição da geração de energia elétrica líquida da atividade de projeto. Os medidores que serão implementados na atividade de projeto estão de acordo com as regulações estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os medidores serão polifásicos, 3 elementos, 4 fios (para 4 sistemas de fios), de frequência nominal do sistema, corrente nominal de acordo com o secundário do transformador de corrente, tensão nominal de acordo com o secundário do transformador de potência; e devem ter independência de elementos e de sequência de fases, garantindo o mesmo desempenho em testes monofásicos e trifásicos. A energia elétrica líquida enviada à rede ($EG_{facility,y} = EG_{PJ,y} = EG_{PJ_Add,y}$) será monitorada nos medidores localizados no ponto de interconexão com a rede nacional brasileira (SIN) (Figura 2). Para uma descrição detalhada dos medidores e dos procedimentos de medição, ver Seção D.7.2 deste documento.

As informações fornecidas acima demonstram que o projeto emprega tecnologia ambientalmente segura e confiável.

A.6. Parte(s) envolvida(s)

Nome da Parte envolvida (anfitriã) indica a parte anfitriã	Entidade (s) privada e/ou pública implementadora(s) do CPA (quando aplicável)	Indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como implementadora do CPA (Sim/Não)
República Federativa do Brasil (anfitriã)	WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda. (Entidade privada)	Não
	Bioenergy – Geradora de Energia S.A. (Entidade privada)	

A.7. Referência geográfica ou outros meios de identificação

O Parque Eólico Marco dos Ventos I será localizado no Município de Tutóia, no Estado do Maranhão, Brasil. As coordenadas geográficas de referência da atividade de projeto estão representadas na:

Tabela 2. Coordenadas geográficas de referência do Parque Marco dos Ventos I.

Tipo (Datum SIRGAS2000)	Latitude	Longitude
UTM (23S)	9.694.951 m	792.072 m
Graus	- 02º 45' 24",9749	- 42º 22' 23",2471

Fontes:

- UTM: Ficha de Dados EPE (EPE = Empresa de Pesquisa Energética) (referência: EPE Ficha de dados-MDV1--13881);
- Graus: conversão de dados de UTM pelo programa oficial brasileiro ProGrid (programa disponível em http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/geodesia/param_transf/default_param_transf.shtm, acessado em 10/Abr/2012; referência de conversão: MarcoVentos_ProGriD_0147_SIRGAS2000_Lat_Long)

A localização geográfica de Marco dos Ventos 1 no município de Tutóia, Estado do Maranhão, é fornecida abaixo:

Mapa 1: Localização geográfica da planta de energia eólica. O número 6 no mapa acima indica a localização do município de Tutóia dentro da microrregião dos Lençóis Maranhenses. O painel inferior esquerdo indica a microrregião no interior do estado do Maranhão. O painel inferior direito indica a localização do estado do Maranhão dentro do Brasil. Acesso ao mapa disponível em: http://www.citybrazil.com.br/ma/tutoia/l1.php?micro=4.

A.8. Duração do CPA
A.8.1. Data de início do CPA

14/03/2014 (esperado)

De acordo com o Glossário de termos de MDL, *"A data de início de uma atividade de projeto de MDL é a primeira data na qual a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto se inicia*" e "*a data de início deve ser considerada como sendo a data na qual o participante de projeto comprometeu-se com despesas relacionadas à implementação ou relacionadas à construção da atividade de projeto. Essa pode ser, por exemplo, a data na qual contratos tenham sido assinados para equipamentos ou serviços de construção/operação necessários à atividade de projeto. Gastos secundários pré-projeto, como por exemplo a contratação de serviços/pagamento de taxas para estudos de viabilidade ou levantamentos preliminares, não devem ser considerados na determinação da data de início, uma vez que eles não necessariamente indicam o início da implementação do projeto*".
Levando em consideração a definição da Data de Início apresentada acima, a Data de Início do Projeto ainda não ocorreu para esta atividade de projeto. Durante o 13º Leilão de Energia Nova - de 20/12/2011, a geração de energia eólica desta atividade de projeto foi contratada; no entanto, o Contrato de Compra e Venda de Energia (*Power Purchase Agreement* - PPA) estabelecido no leilão não necessariamente compromete os empresários na implementação das instalações de geração de energia eólica, já que ainda é possível vender o PPA para outra parte.
Portanto, nenhuma ação real, de implementação ou construção ocorreu ainda.
Assim, a data de início esperada (14/03/2014) corresponde à data em que a primeira ação real com relação às despesas mais relevantes previstas para a atividade de projeto será tomada. O evento associado está relacionado à previsão do primeiro pagamento na assinatura do contrato com o fornecedor dos aerogeradores, que está evidenciada no documento "Cronograma Físico Assinado A-5 MV1".
A Data de Início é esperada para ocorrer por volta de um ano e nove meses antes da operação comercial do parque eólico (ver a Seção A.9.1), que é o período necessário para o fornecedor fabricar os

aerogeradores e instalá-los no local do projeto. O cronograma de implementação (Documento de referência: "Cronograma Fisico Assinado A-5 MV1") de Marco dos Ventos 1 define de forma apropriada as etapas da atividade.

A.8.2. Vida útil operacional esperada do CPA

20 anos e 0 meses[8].

A.9. Escolha do período de crédito e informações relacionadas

Renovável.

A.9.1. Data de início do período de crédito

A data de início do período de crédito do CPA é esperada para ser em 01/01/2016.

A.9.2. Duração do período de créditos

7 anos, renováveis por duas vezes.

A.10. Quantidade estimada de reduções de emissão de GEE

Reduções de Emissão durante o período de créditos	
Anos	**Reduções de emissões anuais de GEE (em toneladas de CO_2e) para cada ano**
A partir de Janeiro de/2016	38.979
2017	38.979
2018	38.979
2019	38.979
2020	38.979
2021	38.979
Até Dezembro de/2022	38.979
Número total de anos de crédito	7
Média anual de reduções de emissão de GEE no período de crédito	38.979
Reduções estimadas totais (toneladas de CO_2e)	**272.852**

A.11. Financiamento público do CPA

Nenhum financiamento público foi fornecido ao Parque Eólico Marco dosVentos I.

[8] Como uma fonte de informação conservadora, a vida útil operacional dos aerogeradores apresentada no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico da ANEEL como sendo de 20 anos e zero meses (referência: ElectricalSectorEndowmentManagementHandbook_ANEEL_2009) e o Artigo 3.3 da Minuta do PPA do 13º Leilão de Energia Nova, o período de análise considerado foi de 20 anos do início de operação da planta em diante.

A.12. Confirmação para CPA

O CPA proposto não é registrado como uma atividade de projeto de MDL individual nem é parte de outro PoA registrado.

SEÇÃO B. Análise Ambiental

B.1. Análise dos impactos ambientais

O Licenciamento Ambiental é a principal ferramenta na implementação de políticas ambientais no Brasil, com o objetivo principal de padronizar as avaliações de impactos ambientais e estabelecer planos de controle para empresas poluentes. As Deliberações Normativas números 01/86 e 237/97 do Conselho Nacional de Meio Ambiente brasileiro (CONAMA) definem que as avaliações de impacto ambiental, que no Brasil podem ser tanto um Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto no Meio Ambiente (EIA/RIMA) ou um Relatório Ambiental Simplificado (RAS), devem ser realizadas antes da instalação de novos empreendimentos ou antes da expansão/modificação de atividades existentes. A construção e operação desses empreendimentos não é permitida até a emissão de licenças ambientais. De acordo com a Regulamentação Federal 9.433/1997, artigo 52, a emissão de Licenças Ambientais no âmbito de cada Unidade Federativa (Estados ou Municípios) está a cargo das agências ambientais Estaduais ou Municipais, ou ainda, da agência ambiental Federal, o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) dependendo do escopo, escala e limites da atividade.

De acordo com a Resolução Federal CONAMA 001/86, atividades que utilizam recursos naturais e que são consideradas empreendimentos com alto potencial de degradação ou poluição devem ter sua avaliação de impacto ambiental e relatório de impacto ambiental elaborados para obtenção das licenças ambientais. A geração de energia, independentemente da fonte de energia, com potencial acima de 10 MW, está entre essas atividades.

Cada CPA incluído no PoA proposto deve licenciar ambientalmente seus empreendimentos. A Avaliação de Impacto Ambiental avalia os impactos ambientais da atividade proposta do CPA e é exigida pelo órgão ambiental para concessão da Licença Prévia (LP).

Por meio da Licença Prévia, o órgão ambiental avalia a localização e concepção do empreendimento, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos para as próximas fases do licenciamento.

A Licença de Instalação (LI) autoriza o inicio da implementação do empreendimento, de acordo com os planos e projetos aprovados, incluindo os procedimentos de controle ambiental e outras restrições impostas pelo órgão ambiental.

A Licença de Operação (LO) autoriza a operação do empreendimento, após fiscalização prévia pelo órgão ambiental para a verificação do efetivo cumprimento dos termos das Licenças Prévia e de Instalação, como medidas de controle ambiental e outras restrições impostas pelo órgão ambiental ao funcionamento do empreendimento.

Portanto, o CPA assegura que:

- Foi desenvolvido o Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto no Meio Ambiente. Portanto, um dos estudos a seguir devem ser fornecidos:
    - Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto no Meio Ambiente (EIA/RIMA);
    - Ou o Relatório Ambiental Simplificado (RAS);

    Resultado: O Implementador do Projeto desenvolveu o Relatório Ambiental Simplificado (RAS).

- Em qual fase do licenciamento ambiental estão as plantas no momento de inclusão do CPA Real. Portanto, um dos próximos passos deve ser:
    - Licença Prévia;
    - Licença de Instalação

- Licença de Operação.

Resultado: O Implementador do Projeto obteve a seguinte Licença Ambiental: Licença Prévia.

O CPA deve estar em conformidade com o processo de licenciamento ambiental brasileiro.

B.2. Avaliação de Impacto Ambiental

As análises dos impactos ambientais do empreendimento estão descritas na Avaliação de Impacto Ambiental, que é um dos documentos a serem fornecidos ao órgão ambiental local competente, a fim de obter o Licenciamento Ambiental.

As vantagens ambientais da geração de energia elétrica por fonte eólica reconhecidamente incluem a contribuição para a redução de emissões atmosféricas (incluindo os gases não considerados GEE) por usinas termelétricas, menor demanda para a construção de novos grandes reservatórios de usinas hidrelétricas, e a redução do risco derivado da sazonalidade hidrológica, em função da referida natureza complementar entre a geração de energia eólica e hídrica no Brasil[1].

Impactos ambientais negativos de usinas eólicas são relativamente limitados, mas podem surgir do ruído gerado pelo movimento das pás. Além disso, a interferência eletromagnética com os sistemas de transmissão de dados (televisão, rádio etc.) é possível. Ainda, a possibilidade de interferência em rotas de voo de aves deve ser considerada[1].

SEÇÃO C. Comentários das partes interessadas locais
C.1. Solicitação de comentários das partes interessadas locais

O processo de consulta das partes interessadas locais é realizada no nível do PoA.

As partes interessadas foram comunicadas a respeito do desenvolvimento deste Programa de Atividades em 16/03/2012 seguindo os procedimentos da Autoridade Nacional Designada para este propósito, definido pela Resolução nº09 da Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC).

Em conformidade, as partes interessadas foram mapeadas e convidadas a visitar o *website* http://www.munduscarbo.com/projetos.htm para acessar a documentação do projeto, que inclui o MDL-PoA-DC e uma versão correspondente em português. Essa documentação estará acessível no *website* mencionado acima durante todo o período de registro.

As seguintes partes interessadas receberam cartas comunicando o Programa de Atividades de MDL:

- Secretaria Executiva da Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC);
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento do Meio Ambiente (FBOMS);
- Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (ABRAGEL);
- Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA);
- Associação Brasileira de Energias Renováveis e Meio Ambiente (ABEAMA);
- Associação Brasileira de Engenharia Ambiental (ABES);
- Ministério Público Federal.

C.2. Resumo dos comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido até o momento.

C.3. Relatório sobre análise dos comentário recebidos

Não se aplica, já que nenhum comentário foi recebido ainda.

SEÇÃO D. Elegibilidade da CPA e estimativa das reduções de emissões
D.1. Título e referência da(s) metodologia(s) de monitoramento e linha de base aprovada selecionada(s):

ACM0002: "Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede elétrica através de fontes renováveis", Versão 12.3.0.

A ACM0002 está disponível no link a seguir:
http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/C505BVV9P8VSNNV3LTK1BP3OR24Y5L ou diretamente em: http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/4W1SCKX3EMPO6AYGRJUTD7BQ8IVN0H

D.2. Aplicação da(s) metodologia(s)

De acordo com as condições de aplicabilidade da ACM0002 versão 12.3.0, a atividade de projeto proposta consiste na instalação de uma unidade de geração de energia renovável conectada à rede em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto (planta *greenfield*).

Além disso, a atividade de projeto componente cumpre todas as condições de aplicabilidade da ACM0002/Versão 12.3.0 das seguintes formas:

- "A atividade de projeto é a instalação, a adição de capacidade, renovação (*retrofit*) ou substituição de uma planta/unidade de um dos seguinte tipos: planta/unidade de energia hídrica (tanto com um reservatório a fio d'água quanto com um reservatório de acumulação), planta/unidade de energia eólica, planta/unidade de energia geotérmica, planta/unidade solar, planta/unidade de energia de ondas ou planta/unidade de energia de marés".

  Resultado: a condição de aplicabilidade foi cumprida, considerando que a atividade de projeto é a instalação de uma "planta/unidade de energia eólica".

- "No caso de adições de capacidade, renovações (*retrofits*) ou substituições (exceto para adições de capacidade em projetos de energia eólica, solar, ondas ou maré que usam a Opção 2 da página 11 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente iniciou operação comercial antes do início de um histórico mínimo de referência de cinco anos, usado para o cálculo das emissões de linha de base e definido na seção de emissão de linha de base, e nenhuma expansão de capacidade ou renovação (*retrofit*) da planta foi feito entre o início desse período histórico mínimo de referência e a implementação da atividade de projeto".

Resultado: uma vez que o projeto proposto não envolve adição de capacidade, renovações (*retrofit*) ou substituição, esta condição de aplicabilidade não é aplicável.

- "No caso de plantas de energia hídrica, uma das seguintes condições deve ser aplicável:
    - A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, sem qualquer alteração no volume do reservatório; ou
    - A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, no qual o volume do reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade de projeto, conforme as definições apresentadas na seção de emissões de projeto, é maior que 4W/m^2; ou
    - A atividade de projeto resulta em novos reservatórios e a densidade de potência da usina, conforme definições apresentadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4W/m^2."

Resultado: considerando que a atividade de projeto proposta é baseada em uma fonte eólica, esta condição de aplicabilidade não é aplicável.

- No caso de plantas de energia hídrica utilizando múltiplos reservatórios em que a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios é menor que 4 W/m^2, todas as condições a seguir se aplicam:
    - A densidade de potência calculada para toda a atividade de projeto utilizando a equação 5 é maior que 4 W/m^2;
    - Plantas de energia hídrica com múltiplos reservatórios, bem como aquelas localizadas no mesmo rio e que sejam projetadas em conjunto para funcionar como um projeto integrado que coletivamente constitua a capacidade de geração da planta/unidade de energia combinada;
    - O fluxo de água entre os múltiplos reservatórios não é utilizada por qualquer outra planta de energia hídrica que não é parte da atividade de projeto;
    - A potência instalada total das plantas de energia, que são conduzidas usando água de reservatórios com densidade de potência inferior a 4 W/m^2, é menor do que 15 MW;
    - A potência instalada total das plantas de energia, que são conduzidas usando água de reservatórios com densidade de potência inferior a 4 W/m^2, é menor do que 10% da potência instalada total da atividade de projeto de múltiplos reservatórios.

Resultado: levando em consideração que a atividade de projeto proposta é baseada em uma fonte eólica, esta condição de aplicabilidade não é aplicável.

- "A metodologia não é aplicável a:
    - Atividade de projeto que envolve substituição de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, já que nesse caso a linha de base poderia ser o uso continuado de combustíveis fósseis no local;
    - Plantas de energia de queima de biomassa;

- Plantas de energia hídrica que resultam em novos reservatórios ou no aumento de reservatórios existentes nos quais a densidade de energia da planta de energia é menor que 4 W/m^2"

  Resultado: condição de aplicabilidade cumprida. A atividade de projeto não envolve substituição de combustível; plantas de energia de queima de biomassa; e não é uma planta de energia hídrica.

- "No caso de renovações (*retrofits*), substituições ou adições de capacidade, essa metodologia só é aplicável se o cenário de linha de base mais plausível, resultante da identificação do cenário de linha de base, é a "continuação da situação atual, ou seja, é usar os equipamentos de geração de energia que já estavam em uso antes da implementação da atividade de projeto e manter manutenção usual"".

  Resultado: condição de aplicabilidade cumprida. A atividade de projeto não envolve renovação (*retrofit*), substituição ou adição de capacidade.

Portanto, esta metodologia é aplicável à atividade de projeto componente.

D.3. Fontes e GEE

O Parque Eólico Marco dos Ventos I está localizado no Brasil. Portanto, está localizado dentro do limite geográfico do PoA proposto.

A extensão espacial do limite de projeto inclui a planta de energia do projeto Marco dos Ventos I e todas as plantas de energia conectadas fisicamente ao mesmo sistema elétrico ao qual a planta de energia do projeto de MDL está conectada, ou seja, o SIN. As fontes de emissão e gases incluídos no limite do projeto estão descritos na

Tabela 3.

Tabela 3. Fontes de emissão incluídas nos limites do projeto, conforme a ACM0002 (versão 12.3.0).

Fonte		GEE	Incluído?	Justificativa/Explicação
Cenário de linha de base	Plantas de geração de energia elétrica fornecendo energia ao SIN (emissões de CO_2 a partir da geração de eletricidade em plantas de energia de queima de combustível fóssil que são substituídas devido à atividade de projeto)	CO_2	Sim	Principal fonte de emissão.
		CH_4	Não	Principal fonte de emissão.
		N_2O	Não	Principal fonte de emissão.
Cenário de projeto	Para plantas de energia geotérmica, emissões fugitivas de CH_4 e CO_2 de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO_2	Não	Não se aplica.
		CH_4	Não	Não se aplica.
		N_2O	Não	Não se aplica.
	Emissões de CO_2 a partir da queima de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade em plantas de energia solar térmica e plantas de energia geotérmica.	CO_2	Não	Não se aplica.
		CH_4	Não	Não se aplica.
		N_2O	Não	Não se aplica.
	Para plantas de energia hídrica, emissões de CH_4 a partir do reservatório.	CO_2	Não	Não se aplica.
		CH_4	Não	Não se aplica.
		N_2O	Não	Não se aplica.

Um fluxograma do limite de projeto, delineando fisicamente a atividade de projeto e representando as fontes de emissão e gases incluídos no limite de projeto e as variáveis monitoradas, é representado na **Figura 1**.

Figura 1: Limite de projeto. Variáveis monitoradas estão representadas. Emissões de linha de base consistem nas emissões de CO_2 a partir da queima de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade por plantas conectadas ao SIN, como refletido na margem combinada.

D.4. Descrição do cenário de linha de base

Conforme a ACM0002/Versão 12.3.0, como a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova planta/unidade de energia renovável conectada ao sistema elétrico, o cenário de linha de base é o seguinte:

"Eletricidade entregue ao sistema elétrico pela atividade de projeto seria de outra maneira gerada pela operação de plantas de energia conectadas ao sistema elétrico e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (CM), descritos na 'Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico'".

D.5. Demonstração de elegibilidade para o CPA

Os critérios de elegibilidade para a inclusão de um CPA no âmbito do PoA estão em conformidade com as "Normas para a demonstração da adicionalidade, desenvolvimento de critérios de elegibilidade e aplicação de metodologias múltiplas para o Programa de Atividades" (versão 01.0), como segue:

A. "A fronteira geográfica do CPA, incluindo qualquer limite de tempo induzida por uma fronteira geográfica definida no PoA"

Resultado: O parque Eólico Marco dos Ventos I está localizada em Tutóia, no Estado do Maranhão, na região Nordeste do Brasil e conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Evidências verificáveis: os documentos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Certificação de Energia Eólica da Innove Energy mostram que o parque está localizado no Brasil.

B. "As condições que evitam dupla contagem das reduções de emissões, como identificações únicas de locais de produtos e de usuário final (por exemplo, logotipo do programa)"

Resultado: O parque Eólico Marco dos Ventos I está localizado sob as coordenadas geográficas representadas na Tabela 2 e não participa em outro programa de GEE.

Evidências verificáveis: sendo Participante do projeto, o CME e o implementador do CPA demonstraram por meio de evidências documentais ou *links* de *internet* acessíveis da Agência Nacional de Energia Elétrica e do Operador Nacional do Sistema (ONS) que não há informações sobre a usina Marco dos Ventos I em outras bases de dados de Programas de GEE. Portanto, não está solicitando simultaneamente emissões de RCEs com outro Programa de GEE e mostrando que não é parte de uma atividade de projeto de MDL desenvolvido no âmbito de um DCP ou outro PoA.

C. "As especificações de tecnologia/medida, incluindo o nível e o tipo de serviço, especificações de desempenho, incluindo a conformidade com os testes/certificações"

Resultado: Marco dos Ventos I consiste em um parque Eólico *greenfield* que será ligada ao Sistema Interligado Nacional.

O tipo de CPA, um projeto *Greenfield* refere-se à: implementação e operação de uma instalação de geração de energia eólica ligada à rede (ou seja, constituída de uma ou mais turbinas eólicas) no Brasil, que é para instalar uma nova usina em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto. Assim, a instalação de uma usina *Greenfield.*

O implementador do CPA forneceu todas as informações sobre as empresas de fabricação dos aerogeradores e as certificações em que o equipamento se compreende, por meio de catálogos dos fabricantes.

Evidência verificável: sendo Participante do Projeto, o CME e o implementador do CPA têm demonstrado por meio de evidências documentais que a usina está sob uma das medidas descritas acima e realiza as especificações de tecnologia / medida incluindo o nível e o tipo de serviço, as especificações de desempenho, incluindo a conformidade com os testes / certificações e que está de acordo com as condições de aplicabilidade da metodologia.

D. "Condições para verificar a data de início do CPA através de provas documentais"

Resultado: Conforme mencionado na seção A.8.1 nenhuma implementação ou construção ou ação real ocorreu ainda.

Evidência verificável: durante a validação o implementador do CPA têm demonstrado por meio de evidências documentais que a data de início do CPA ainda não ocorreu. A seção A.8.1 apresenta mais informações sobre a data esperada na qual a Data de Início irá ocorrer.

E. "As condições que asseguram conformidade co a aplicabilidade e outros requisitos de metodologias simples ou múltiplas aplicadas por CPAs"

Resultado: Marco dos Ventos I consiste em um Parque Eólico *greenfield* que será conectado ao Sistema Interligado Nacional. As condições de aplicabilidade (de acordo com a metodologia ACM0002) estão tratadas no presente Tipo de CPA- greenfield, na seção D.2 deste documento.

Evidência verificável: durante a validação o CME e o implementador do CPA – como Participantes do Projeto – têm demonstrado por meio de evidências documentais, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e outros documentos consistentes que a usina de energia está sob uma das medidas previstas no PoA, cumpre as especificações de tecnologia/medida, incluindo o nível e o tipo de serviço, especificações de desempenho, incluindo a conformidade com os testes/certificações e que está de acordo com as condições de aplicabilidade da metodologia.

F. "As condições que assegurem que os CPAs cumpram os requisitos relativos à demonstração da adicionalidade".

Resultado: A adicionalidade do CPA da Usina Eólica Marco dos Ventos I é demonstrada de acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade" , versão 06.0.0. Link: http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v6.0.0.pdf e de acordo com a versão mais recente da "Ferramenta combinada para identificaçãoo do cenário de linha de base e demonstração de adicionalidade", versão 04.0.0 Link: http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-02-v4.0.0.pdf.

Evidência verificável: a demonstração de adicionalidade foi demonstrada no CPA. Uma evidência documental foi proporcionada pela atividade presente, a fim de ter uma argumentação consistente. Evidências, contratos assinados pelo implementador do CPA em outras atividades similares, propostas comerciais para o projeto ou para outros com objetivos similares ao do CPA proposto, estudos técnicos fornecidos por terceiros de confiança ou baseados na experiência dos empreendedores e outras evidências

consistentes não limitadas aos exemplos citados disponíveis publicamente foram utilizados para demonstrar a adicionalidade do CPA. A demonstração de adicionalidade está apresentada após a descrição de todas as condições de aplicabilidade.

G. "Os requisitos do PoA específicos estipulados pela CME incluindo quaisquer condições relacionadas com a realização de consultas às partes interessadas locais e análises de impacto ambiental"

Resultado: A Usina Eólica Marco dos Ventos I está de acordo com o processo de licenciamento ambiental brasileiro, uma vez que desenvolveu ou está desenvolvendo o Relatório Ambiental Simplificado (RAS), um tipo de estudo de impacto ambiental e emitiu a Licença Prévia e solicitou a Licença de Instalação.

A consulta às partes interessadas foi feita no nível do PoA-DD conforme a AND brasileira (nomeada Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC) Resolução número 9, ou seja, a consulta às partes interessadas locais não devem ser feitas no nível do CPA.

As exigências contidas neste critério de elegibilidade devem ser dirigidas para todos os tipos de medidas pré-visualizadas no PoA: como um projeto *Greenfield.*

Evidências verificávei: Arquivos contendo todas as informações sobre a Consulta às Partes Interessadas Locais deve ser comunicada à EOD durante todo o comprimento do PoA.

Informações sobre o status do Processo de Licenciamento Ambiental foi fornecido no nível do CPA, o RAS – Relatório Ambiental Simplificado, e informação sobre a situação da emissão da Licença Prévia ou Licença de Instalação ou Licença de Operação foram foi fornecida pela CME e pelo implementador do CPA à EOD.

H. "Condições para fornecer uma afirmação de que o financiamento das Partes do Anexo I, se houver, não resulta em um desvio de assistência de desenvolvimento oficial"

Resultado: Nenhum financiamento de partes do Anexo I foi fornecido à Usina Eólica Marco dos Ventos I.

Evidência verificável: O implementador do CPA forneceu informações sobre o tipo de financiamento ao qual será destinado a solicitar. Informações sobre o financiamento foi demonstrado no nível do CPA na demonstração de adicionalidade.

I. Quando aplicável, grupo alvo (por exemplo, doméstico/comercia/industrial, rural/urbano, ligado ou não à rede) e mecanismos de distribuição (instalação diteta);

Resultado: aplicável ao presente Programa de Atividades e à Marco dos Ventos I, um tipo de medida, de usina *Greenfield,* como parte do Componente da Atividade de Projeto. O CPA presente é conectado à rede do Sistema Interligado Nacional (SIN), a partir do qual é feito o cálculo do Fator de Emissão da Margem Combinada no contexto do presente Programa.

Evidência verificável: Informações à respeito da localização da atividade, informações públicas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e documentos fornecidos à Empresa de Pesquisa Energética, dentre outros tipos de documentos, foram apresentados à EOD.

J. Quando aplicável, as condições relacionadas com a amostragem de requisitos para um PoA, em conformidade com as diretrizes aprovadas/padrão do Conselho relativos à amostragem e inquéritos.

Resultado: Não aplicável ao presente Programa de Atividades e à Marco dos Ventos I, um tipo de medida *Greenfield,* como parte do componente da atividade de projeto.

Evidência verificável: evidência não é necessária considerando que está condição de elegibilidade não é aplicada no PoA.

K. Quando aplicável, as condições que garantam que cada CPA em conjunto atende aos limites de pequena escala ou em microescala em todo o período de crédito do CPA;

Resultado: Não aplicável ao presente Programa de Atividades. O presente Programa de Atividades é um projeto de larga escala portanto, os CPAs não serão restritos a nenhum limite.

Evidência verificável: evidência não é necessária considerando que está condição de elegibilidade não é aplicada no PoA.

L. A determinação do período de crédito de uma CPA corresponde a:

Resultados: o período de crédito do CPA será um máximo de sete anos, que pode ser renovado no máximo duas vezes. A data de início do CPA não é anterior à Publicação do PoA para Consulta de Partes Interessadas Global (20 de abril de 2012) e o período de crédito não irá exceder o fim do PoA

*Evidência verificável:*o período de crédito e a duração é um máximo de sete anos, que pode ser renovado, no máximo, duas vezes. Além disso, cada relatório de monitoramento de reduções de emissão, realizados pelos implementadores do projeto, deverão conter uma declaração de que o período de monitoramento não excede o tempo de vida do PoA. Evidências para garantir que a Data de Início do CPA presente é posterior à publicação do PoA para Consulta das Partes Interessadas Global (20 de abril de 2012) são fornecidas à EOD.

M. Conscientização e acordo pelos Participantes de Projeto do CPA de participação no PoA e à respeito da propriedade sobre as Reduções de Emissões Certificadas (RCEs)

Resultado: O implementador do CPA de Marco dos Ventos I está ciente e concordou que a sua atividade está sendo subscrita ao PoA, à respeito da propriedade sobre as Reduções de Emissões Certificadas (RCEs).

Evidência verificável: o implementador do CPA e o CME têm apresentaram uma declaração pelos Participantes do Projeto de CPA sobre a consciência de participar do PoA e à respeito da propriedade sobre as Reduções de Emissões Certificadas (RCEs).

N. Verificação de que o CPA incluído no PoA não irá incluir atividades que envolvem fragmentação de uma atividade de grande escala em partes mais pequenas, a fim de evitar o desagrupamento.

Resultado: Marco dos Ventos I não compreende uma atividade que envolve uma fragmentação de uma atividade de grande escala em partes menores, de modo que o CPA não é considerado um desagrupamento no contexto do presente PoA.

Evidência verificável: durante a validação, o CME e o implementador da atividade – como Participantes do Projeto – demonstraram que a(s) usina(s) não está solicitando emissão de RCEs em simultâneo com outro Programa de GEE e que não faz parte de uma atividade de projeto de MDL maior desenvolvido no âmbito de um DCP ou outro PoA.

O. CPA novos serão avaliados pelo CME antes de sua inclusão no âmbito do Programa de Atividades.

Resultado: Marco dos Ventos I, desenvolvido como um Componente do Programa de Atividades cumpri com todas os critérios e condições determinados pelo PoA (todos os Critérios de Elegibilidade descritos acima).

Evidência verificável: por meio do documento assinado, o CME aprova a inclusão de Marco dos Ventos I como um CPA dentro do presente PoA.

Demonstração de Adicionalidade

Passo 1: Identificação de alternativas para a atividade de projeto consistentes com as leis e regulamentações vigentes

Subpasso 1a: Definir alternativas para a atividade de projeto:

Os cenários alternativos realísticos e confiáveis identificados disponíveis para os participantes do projeto são:

- O Programa de Atividades do MDL realizado sem ser registrado como uma atividade do Programa de Atividades do MDL;
- A continuação do cenário atual (nenhum Programa de Atividades de MDL realizado).

Resultado do Subpasso 1a: dois cenários alternativos realistas e confiáveis foram identificados.

Subpasso 1b: Consistência com as leis e regulamentações vigentes:

Todas as alternativas identificadas estão em acordo com as leis e regulamentações.

Resultado do Subpasso 1b: ambos os cenários estão em conformidade com a legislação e regulamentos obrigatórios tendo em conta a aplicação brasileira e as decisões do CE à respeito das regulamentações e políticas nacionais e/ou setoriais.

Passo 2: Análise de investimento

A análise de investimento determina se o CPA proposto é economicamente ou financeiramente viável, sem os rendimentos da venda de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

A análise de investimento do CPA será conduzida conforme a "Ferramenta para demonstrar e avaliar adicionalidade" (versão 06.0.0) e "Orientações sobre a Avaliação da Análise de Investimento" (versão 05). Portanto, os seguintes subpassos serão realizados:

Subpasso 2a: Determinar o método de análise apropriado

O CPA proposto gera outras receitas além das relacionadas ao MDL; portanto, a análise de custo simples não pode ser aplicada. A análise de comparação de investimento não é usada porque não há nenhuma evidência de que o cenário de referência proposto deixa os proponentes de projeto sem outras opções a não ser fazer um investimento para fornecer o mesmo (ou substituto) produto ou serviço. .. Por conseguinte, será adotada a análise de *benchmark* (Opção III) para demonstrar a adicionalidade do CPA.

Resultado do Subpasso 2a: o método determinado para realizar a análise de investimento do CPA é a análise de *benchmark*.

***Subpasso 2b – Opção III. Aplicar a análise de* benchmark**

Identificação do indicador financeiro

O método de Taxa Interna de Retorno do capital próprio (ou TIR do Acionista) foi considerado como o mais apropriado para o tipo de projeto e o contexto de decisão do CPA.

Identificação do *benchmark*

Retornos esperados/requeridos sobre o capital próprio é definido como o *benchmark* de acordo com a "Orientações sobre a Avaliação da Análise de Investimento" (versão 05), parágrafo 12: "Retornos esperados/requeridos sobre o capital próprio são benchmarks apropriados para uma TIR do Acionista.".

K_e real foi calculado de acordo com o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), um modelo de preços amplamente utilizado em finanças, como descrito abaixo. Os dados utilizados estão disponíveis ao público e os pressupostos, as fontes e as etapas de cálculo utilizados no desenvolvimento da referência estão descritos com detalhes nos documentos disponibilizados durante a validação.

Retorno esperado/requerido sobre o capital próprio foi calculado de acordo com a Equação (1)[9]:

(1) $K_e = R_f + \beta (R_m - R_f)$

Onde:

K_e = Custo de Capital (%)

R_f = Taxa Livre de Risco (%) Dado utilizado: Título Público de longo prazo brasileiro, em termos reais, dos anos 2006 (de outubro a dezembro), 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 (de janeiro a setembro), levando em consideração informações disponíveis na data de tomada de decisão do investimento.[10] Racional: O Governo controla a impressão da moeda, o que reduz a probabilidade de inadimplência, aproximando-se de um conceito de ativo livre de risco. O título público utilizado é o NTN-B (data de vencimento: 15 de maio de 2035), que é um título de longo prazo que reflete um horizonte comparável ao investimento em um projeto de energia eólica no Brasil. Fonte: Publicamente Disponível – Tesouro Nacional: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/;

β = Risco de investimento em relação ao Mercado. É medido como a sensibilidade dos retornos do ativo com os retornos do mercado calculado através da Equação (2);

R_m = Retorno Esperado de um Ativo de Risco (Retorno de Mercado) (%). Dado utilizado: Retorno Diário do Índice Bovespa do ano de 2006 (outubro a dezembro), 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 (janeiro a setembro). Racional: de acordo com o site da BMF&Bovespa: "O Índice Bovespa é o principal indicador do desempenho médio do mercado de ações brasileiro. A relevância do Ibovespa vem de dois fatos: reflete a variação das ações mais negociadas da BMF&Bovespa e também tem tradição, tendo mantido a integridade das séries históricas sem qualquer mudança de

[9] Todas as fórmulas utilizadas no *Capital Asset Pricing Model* estão disponíveis publicamente em documentos e relatórios, tais como "Custo de Capital para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no Contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo". Disponível em http://www.abce.org.br/downloads/ingles.PDF. Accessed on 16/Mar/2012.

[10] Uma série histórica de 5 anos foi utilizada para calcular o valor de referência (de outubro de 2006 a setembro de 2011) com a intenção de refletir as expectativas existentes no mercado brasileiro no momento da decisão de investimento. O período utilizado é considerado adequado já que períodos mais curtos poderiam ter influenciado os resultados para a conjuntura econômica a curto prazo em detrimento da estrutura econômica de médio a longo prazo, enquanto que períodos mais longos iriam somar substancialmente diferentes estruturas macroeconômicas e regimes regulatórios, também potencialmente adicionando volatilidade ao cálculo e imparcialidade aos resultados.

Além disso, enquanto series históricas longas não podem ser consideradas apropriadas pelo fato de não refletir com precisão o ambiente econômico da decisão de investimento, adotar períodos mais curtos no cálculo do valor de referência não é considerada uma abordagem conservadora devido à ocorrência recente de uma crise econômica mundial desde 2008 e 2009, que afetou as linhas de ação dos países e seus resultados. Embora o Brasil não tenha sofrido consequências da mesma magnitude que os países desenvolvidos, o uso de dados pontuais poderia ter desviado as condições brasileiras a médio prazo.

Além disso, os dados históricos para o Título Público de longo prazo brasileiro (tipo NTN-B, com data de vencimento de 15/Mai/2035), adotada como taxa livre de risco no cálculo do CAPM, estão disponíveis a partir de 12/Abr/2006 em diante, refletindo a data de início de operação do título. Isso é um bom exemplo de que os mercados nacionais têm vindo a crescer em liquidez, uma vez que os títulos do governo podem ser comprados diretamente pelos proponentes do projeto.

metodologia desde seu princípio em 1968". Por isso, é um índice confiável para refletir retornos sobre ativos de risco (retorno de mercado). Fonte: Publicamente disponível - BMF&BOVESPA: http://www.bmfbovespa.com.br;

Nota: a fim de obter taxas de retorno do mercado (**R_m**) em termos reais a equação de Fisher foi utilizada. R_m Real = [(1+ R_m Nominal) / (1 + Taxa de inflação)] – 1. A taxa de inflação utilizada é o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), taxa esta que é uma das mais consistentes, uma vez que é o índice para os ajustes da inflação do preço de energia anual.

R_i = Retorno Esperado sobre um Ativo do Setor de Energia (%) Dado utilizado: Retorno Diário do Índice de Energia Elétrica (IEE) do BMF&Bovespa do ano de 2006 (de outubro a dezembro), 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 (de janeiro a setembro). Racional: de acordo com a "Ferramenta para demonstrar e avaliar adicionalidade", subpasso 2b, parágrafo 5: "Ao aplicar a Opção II ou a Opção III, a análise econômica/financeira deve ser baseada em parâmetros que são padrão no mercado, considerando as características especificas do tipo de projeto, mas não ligada à expectativa de rentabilidade subjetiva ou perfil de risco de um desenvolvedor do projeto em especial". O Índice de Energia Elétrica (IEE) do BMF&Bovespa satisfaz esta ferramenta de adicionalidade aplicável como, de acordo com o BMF&Bovespa o índice "tem a finalidade de fornecer uma visão segmentada do desempenho do mercado de ações. Eles são compostos pelas empresas mias importantes abertas de setores específicos da economia, o que representa o desempenho agregado do setor considerado". Fonte: Publicamente disponível - BMF&BOVESPA: http://www.bmfbovespa.com.br;

$$(2) \qquad \beta = \frac{Cov(R_i, R_m)}{\sigma_m^2}$$

Onde:

Cov (R_i,R_m) = covariância do Retorno Ativo (R_i) e do Retorno de Mercado (R_m) (pontos percentuais);
σ_m^2 = Variância do Retorno do Mercado (pontos percentuais).

A equação (2), que divide a covariância dos retornos diários do Índice de Energia Elétrica (IEE) do BMF&Bovespa e os retornos diários do Índice Bovespa pela variância dos retornos diários do Índice Bovespa, produz β_{IEE} = 0,53. No entanto, como β_{IEE} refere-se a empresas que realizam a mesma atividade que o Programa de Atividade, ele precisa ser ajustado para refletir a alavancagem específica proposta para o CPA proposto. O ajustamento envolve o cálculo de uma desalavancagem e de uma realavancagem do β através das Equações (3) e (4), respectivamente.

$$(3)\ \beta_{unleveraged} = \frac{\beta_{IEE}}{\left[1+\frac{w_{dIEE}}{w_{eIEE}} \times (1-Imposto\ de\ Renda)\right]}$$

Onde:

β_{IEE} = β calculado pela Equação (2) (adimensional);
W_{dIEE} = Dívida na estrutura de capital das companhias do IEE (%);
W_{eIEE} = capital próprio na estrutura de capital das companhias do IEE (%);
Imposto de Renda = taxa de imposto de renda sob o regime de lucro real.

A Equação (3) subtrai do β_{IEE} o percentual de risco relacionado com a estrutura de capital das empresas que fazem parte do Índice de Energia Elétrica (IEE). Além disso, ele anula os efeitos de tributação

aplicados a essas empresas (regime fiscal de lucro real, em que uma taxa de imposto de renda de 34% é aplicada à receita bruta das empresas)[11]. O resultado ($\beta_{unleveraged}$) é um valor que não leva em conta a alavancagem e que não está tendenciosa para as condições de empresas grandes e estruturadas financeiramente diferentes.

(4) $\beta_{leveraged} = \beta_{unleveraged} \times \left(1 + \frac{w_d}{w_e}\right)$

Onde:

W_d = dívida na estrutura de capital do CPA (%);
W_e = capital próprio no CPA (%).

A Equação (4) incorpora o risco relacionado com a estrutura de capital que vai ser realmente utilizada no CPA. A porcentagem considerada é de 63.5%[12], que corresponde à alavancagem média de projetos de energia renovável financiados pelo BNDES, de acordo com a apresentação do BNDES de agosto de 2011. Como resultado, $\beta_{leveraged}$ é o valor que reflete o risco de investimento em relação ao mercado de forma mais precisa.

Resultado do Subpasso 2b: o *benchmark* definido para avaliar a adicionalidade do CPA está estabelecido. A taxa de retorno esperado/requerido descrito e calculado na planilha "Electricity Sector Benchmark_PoA.xls" e reproduzida abaixo é K_e = 14,64% p.a., em termos reais (Tabela 4). Este é o *benchmark* definido para avaliar a adicionalidade do CPA e será utilizado na comparação com a Taxa Interna de Retorno do capital próprio.

Tabela 4: Pressupostos e resultados do CAPM.

Ano	R_f	Meses	Beta	R_m	R_m-R_f
2011 (Jan-Set)	5,93%	9	1,10	-34,51%	-40,44%
2010 (Jan-Dez)	6,13%	12		-4,59%	-10,72%
2009 (Jan-Dez)	6,67%	12		75,11%	68,44%
2008 (Jan-Dez)	7,19%	12		-44,50%	-51,69%
2007 (Jan-Dez)	6,66%	12		37,52%	30,86%
2006 (Out-Dez)	7,90%	3		128,09%	120,20%
Média	6,61%	-	-	-	7,32%
k_e (termos reais)	14,64%				
w_e	36,50%				
w_d	63,50%				

[11] A razão pela qual a taxa de imposto de renda tem sido considerada na Equação (3), mas não na Equação (4) consiste na diferença entre Lucro Real e os regimes de Tributação de Lucros Assumidos. Porque as empresas sob regime de lucro real pagam imposto de renda com base nos lucros reais obtidos, as despesas financeiras (pagamento de juros e amortização da dívida) são dedutíveis para essas empresas. Por outro lado, sob o regime de Lucro Presumido, os impostos de renda são calculados sobre a receita das empresas. Por outro lado, sob o regime de Lucro Presumido, os impostos de renda são calculados sobre a receita das empresas. Portanto, o pagamento de encargos financeiros não afeta a base de imposto dessas empresas. A fim de refletir a inexistência desse benefício fiscal para as empresas sob regime de lucro presumido, o termo (1-Imposto de Rendas) não foi incluído quando realavancado o Beta (Equação (3)).

[12] Apresentação do BNDES sobre o apoio dos bancos para os projetos de energias renováveis. Disponível em http://www.fiesp.com.br/energia/pdf/tema6-painel2-antonio-andrada-tovar.pdf. Acessado em 16/Mar/2012.

Subpasso 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros:

A análise financeira detalhada do CPA proposto está fornecida na planilha eletrônica em anexo "FinancialAnalysis_PoA.xls", em que uma descrição completa de todas as variáveis e premissas está disponível. As "Orientações sobre a Avaliação da Análise de Investimento" (versão 05) foi exaustivamente observada na elaboração da análise financeira cujos resultados são relatados abaixo.

Os principais parâmetros que serão utilizados para calcular o indicador financeiro de cada CPA estão descritos abaixo.

Valores e evidências para todos os itens serão colocados à disposição da EOD durante a validação.

Pressupostos e cálculo da TIR do Acionista:

Geração de Energia Elétrica

O montante anual de geração de energia elétrica estimado pelo desenvolvedor do projeto na data de decisão de investimento foi de 158.858 MWh. O valor foi obtido a partir de relatórios de ventos da Inova Energy de 14/Set/2011 (referência: MarcoDosVentos1_InovaEnergy_20110914).

Tarifa de Energia Elétrica

O preço da energia elétrica considerado na análise foi de R$104,34/MWh. O valor foi obtido dos resultados do 13º Leilão de Energia Nova - Leilão nº 07/2011 (referência: Resultado Leilão A-5_2011).

Custos de Investimento (CAPEX)

O valor a ser desembolsado em aerogeradores foi baseado no ultimo contrato assinado pelo proprietário do projeto com a GE, que prevê a compra de equipamentos utilizados em projetos similares.

Gastos compreendendo obras civis e os componentes elétricos do parque eólico foram baseados no último contrato assinado pelo proprietário do projeto com os fornecedores e prestadores de serviços para projetos semelhantes.

Os valores de custos ambientais foram baseados na experiência do proprietário do projeto.

Operação e Manutenção (O&M)

Os custos de Operação e manutenção (O&M) foram baseados nos valores praticados pelo proprietário do projeto nos contraltos assinados com o fornecedor de equipamentos de seus projetos semelhantes mais recentes.

Custos de transmissão

Os valores da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que se refere aos custos de transmissão da rede, foram obtidos da página 22 da Nota Técnica nº124 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 11/Nov/2011 (referência: ANEEL_TechnicalNote_124/2011). A tarifa é cobrada sobre a capacidade instalada do CPA. Além disso, o projeto se enquadra nas condições indicadas pela Lei nº9.427, artigo 26, § 1, de 26/Dez/1996. De acordo com o conjunto de texto da Lei 11.448, de 15/Jun/2007, ele estabelece uma porcentagem de redução não inferior a 50% do TUST para certos projetos de energia eólica.

Políticas nacionais e/ou setoriais

De acordo com o Subpasso 2c da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" no cálculo do indicador financeiro adequado da atividade de projeto "*incluir todos os custos relevantes (incluindo, por exemplo, o custo de investimento, as operações e custos de manutenção), e as receitas (excluindo as receitas das RCEs, mas possivelmente incluindo subsídios/incentivos fiscais inter alia*[13]*, ODA etc., onde aplicável), e,quando apropriado, benefícios e custos não mercantis no caso de investidores públicos se esta é uma prática padrão para a seleção dos investimentos públicos no país anfitrião*.". Quanto aos "*Esclarecimentos sobre a consideração de políticas nacionais e/ou setoriais e as circunstâncias em cenários de linha de base*" (versão 2), "*(b) Políticas nacionais e/ou setoriais ou regulamentações que dão vantagens comparativas a tecnologias menos intensivas sobre as emissões sobre tecnologias mais intensivas sobre as emissões (por exemplo, os subsídios públicos para promover a difusão de energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética)*", são considerados uma política tipo E. Se este tipo de política tem sido implementada desde a adoção pela COP do MDL M&P (decisão 17/CP.7, 11 Novembro 2001), não precisa ser levada em conta.

Considerando esses esclarecimentos do Conselho Executivo, a política setorial específica seguinte foi implementada no Brasil a fim de proporcionar incentivos para a implementação e difusão de plantas de energia renováveis:

Desconto de 50% na tarifa de transmissão de energia elétrica

Um dos custos associados à operação de usinas no Brasil refere-se à transmissão e distribuição da energia elétrica gerada pelas usinas. A fim de induzir a implantação de usinas de energia renováveis pelo setor privado, o governo brasileiro criou um incentivo especifico relacionado com os custos de transmissão para diferentes tipos de plantas.

O incentivo mencionado criado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) determina uma política setorial de redução de 50% nas tarifas para o uso de sistemas elétricos para sistemas de transmissão e distribuição, por empreendimentos hidrelétricos e para aqueles com base em energia solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, onde a potência inserida nos sistemas de transmissão e distribuição é inferior ou igual a 30.000 kW. Este benefício foi criado em 26/Dez/1996, pela Lei nº9.427, onde foi determinado que a ANEEL deveria estipular uma redução não inferior a 50% nas tarifas de transmissão.

A Resolução Normativa nº77[14], emitida em 18/Ago/2004, estabelece procedimentos relacionados com a redução de tarifas. A Resolução Normativa nº271[15], de 3/Jul/2007 atualiza o texto estabelecido pela Resolução Normativa nº77 e cita a Lei nº11.488 de 15/Jun/2007, que se estende aos projetos de geração tipificado acima da redução da TUST.

Como descrito acima, estes tipos de política não precisam ser levadas em conta no cálculo do indicador financeiro do CPA se ele foi criado após a adoção do MDL M&P. Considerando que, o desconto da TUST (tarifa de transmissão) não irá ser levado em conta no cálculo do indicador financeiro adequado.

[13] Ver as orientações do CE sobre as considerações das políticas nacionais/locais/setoriais e medidas para a definição da linha de base.

[14] Resolução Normativa número 77 emitida em 18/Ago/2004 pela ANEEL: http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf.

[15] Resolução Normativa número 271 emitida em 03/Jul/2007 pela ANEEL: http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007271.pdf.

Custos regulatórios

Os valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) é equivalente a 0,5% do Benefício Econômico Típico Unitário anual – R$385,73 por KW instalado – de acordo com o Despacho nº4.080 da ANEEL, de 27/Dez/2010 (referência: ANEEL_Dispatch4080), e da Presidência do Decreto da República nº2.410, de 28/Nov/1997 (referência: Decree2410).

O imposto devido ao Operador Nacional do Sistema (ONS), proporcional à capacidade instalada da atividade do projeto, e a contribuição devida à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), proporcional ao número de votos do agente na Assembleia Geral da CCEE e a energia vendida, são estimados em 0,1% da receita bruta.

Arrendamento de terra

Os gastos relacionados ao arrendamento de terra correspondem a 1,5% das receitas brutas mensais do projeto, como evidenciado pelo instrumento particular de arrendamento de terras de propriedades rurais firmados entre o desenvolvedor do projeto e dos latifundiários.

Despesas administrativas

Despesas administrativas anuais foram estimadas pelo desenvolvedor do projeto no momento da decisão de investimento e são consistentes com as informações disponíveis para uma empresa de capital aberto, focada em projetos de energia eólica.

Estrutura financeira

Até o momento da decisão de investimento, a captação de recursos através de uma Linha de Crédito do BNDES foi considerada com os termos padrões para instalações de parques eólicos. Os termos refletem a expectativa dos tomadores de decisão e estão em conformidade com as condições estabelecidas pelo BNDES para projetos eólicos, conforme informações coletadas no site do BNDES e de duas apresentações com o apoio dos bancos para os projetos de energias renováveis (referências: BNDES_RenewableEnergyProjectsPresentation_August2011 e BNDES_RenewableEnergyProjectsPresentation_November2010).

Impostos

De acordo com os artigos 516 a 528 do Regulamento do Imposto de Renda (Decreto 3.000 de 1999), Lei 9.249 de 1995, Lei 9.430 de 1996 e Lei 10.637 de 2002, as empresas podem aplicar o regime de lucro presumido (que constitui um regime tributário simplificado de renda), desde que suas receitas brutas não sejam superiores a R$48.000.000,00/ano. Dado que as receitas do projeto do CPA proposto não excedem o limite estabelecido, ele tem sido considerado como sendo elegível para o regime de lucro presumido.

De acordo com este regime de tributação, a taxa de imposto de renda de 15% incide sobre o lucro presumido de 8%, de acordo com o Decreto-Lei 1.598, de 1997, e as leis 9.249 de 1995 e 9.430 de 1996. Portanto, o imposto de renda não incide sobre o lucro real das empresas sob este regime[16]. De acordo com

[16] De acordo com o regime de lucro presumido, imposto de renda é calculado sobre um lucro presumido (calculado como uma porcentagem da receita), não sobre o lucro real da empresa. Por causa disso, a depreciação não precisa ser considerada no cálculo do indicador financeiro das empresas sob esse regime imposto.

a mesma lei, uma taxa de imposto de renda adicional de 10% é cobrada sobre os lucros assumidos que excedam R$ 240.000,00 por ano.

Ainda de acordo com o regime de tributação de lucro assumido, A taxa de Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) é igual a 9% e incide sobre 12% da receita bruta, de acordo com as Leis 9.430 de 1996 e 10.637 de 2002.

As taxas de Cofins e PIS incidem sobre as receitas e correspondem a 3,65% da receita bruta, de acordo com as Leis 10.637 de 2002 e 10.833 de 2003.

Período de Avaliação

Como uma hipótese de acordo com as "Orientações para Avaliação da Análise de Investimentos" (Versão 05), parágrafo 3, a vida útil operacional dos aerogeradores apresentada no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico da ANEEL (referência: ElectricalSectorEndowmentManagementHandbook_ANEEL_2009) e os artigos 3.3 da Minuta do PPA do 13º Leilão de Energia Nova, o período de análise foi considerado como 20 anos a partir do início de operação da planta.

Comparação do indicador financeiro e da taxa de *benchmark*:

De acordo com a "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade", Subpasso 2c, Parágrafo 34. (b): *"O benchmark financeiro, se a Opção III (análise de benchmark) é usada. Se a atividade do projeto de MDL possui um indicador menos favorável (por exemplo, baixo TIR) que o benchmark, então a atividade de projeto de MDL não pode ser considerada atrativa financeiramente".*

Assim, sem as receitas do MDL, o CPA proposto não é viável financeiramente, ou seja, a TIR do Acionista de 9,39% p.a. é inferior ao valor de *benchmark* de 14,64% p.a..

TIR do Acionista de 9,39% p.a. < Taxa de *Benchmark* de 14,64% p.a.

*Resultado do Subpasso 2c:*cálculo do indicador financeiro produz uma TIR do Acionista inferior ao Retorno esperado/requerido sobre o Capital Próprio (Ke), demonstrando que o CPA não é financeiramente/economicamente atraente, sem as receitas das RCEs.

Subpasso 2d. Análise de sensibilidade:

A análise de sensibilidade foi conduzida para o CPA a fim de demonstrar que a conclusão sobre a não atratividade financeira é resistente a variações razoáveis nas premissas críticas. Variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais foram sujeitos à variação razoável. As variáveis submetidas à análise de sensibilidade foram:

- Receitas;
- Despesas Operacionais (OPEX);
- Custos de Investimento (CAPEX).

Os resultados obtidos através de variação de 10% e -10% nos parâmetros acima estão representados na Tabela 5 abaixo.

Tabela 5: Análise de sensibilidade – variações de +/-10%.

Parâmetro	Variação +/- 10%	Resultado obtido	TIR do Acionista Original
Receitas	+10%	12,41%	9,39%
OPEX	-10%	9,93%	
CAPEX	-10%	12,66%	

Além disso, uma análise de ponto de equilíbrio foi fornecida para mostrar a variação necessária para a TIR do Acionista atingir o *benchmark*. Os resultados obtidos estão representados na Tabela 6: Análise de sensibilidade considerando as variações necessárias para atingir o *benchmark*. abaixo.

Tabela 6: Análise de sensibilidade considerando as variações necessárias para atingir o *benchmark*.

Parâmetro	Variação necessária para atingir o *benchmark*
Receitas	+17,39%
OPEX	-98,35%
CAPEX	-14,12%

A análise de sensibilidade mostra que a análise de investimento fornece um argumento válido a favor da adicionalidade do Programa de Atividade proposto, uma vez que suporta de forma consistente, a conclusão de que é improvável que o CPA sem as receitas das RCE seja financeiramente/economicamente atraente.

Resultado do Passo 2: após a análise de sensibilidade, concluiu-se que é improvável que o CPA proposto seja financeiramente/economicamente atraente.

Passo 3: Análise de barreiras

Este passo não foi aplicado.

Passo 4: Análise de prática comum

Subpasso 4a: Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta

Há 73 usinas eólicas em operação no Brasil, somando 1,47 GW de capacidade instalada, o que representa 1,26% da capacidade total instalada no país (Tabela 7).

Tabela 7: Empreendimentos de geração de eletricidade em operação no Brasil.

Tipo	Unidades	Capacidade instalada verificada	
		kW	%
Mini e Micro Centrais Hidroelétricas (≤ 1 MW)	371	214.305	0,18%
Plantas de energia eólica	**73**	**1.471.192**	**1,26%**
Pequenas Centrais Hidroelétricas (1 MW – 30 MW)	421	3.878.507	3,31%
Plantas Fotovoltaicas	8	1.494	0,00%
Grandes Centrais Hidroelétricas (≥ 30 MW)	180	78.277.779	66,83%
Plantas Termoelétricas	1.528	31.274.624	26,70%
Plantas Nucleares	2	2.007.000	1,71%
Total	**2.583**	**117.124.901**	**100,00%**

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Banco de Informação de Geração. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp. Acessado em 14/Mar/2012 (referência: BrazilianElectricityGenerationMatrix_ANEEL_20120314).

Os dados na Tabela 7 mostram que a participação da energia eólica ainda não é significativa na matriz energética brasileira. Além do mais, deve-se notar que a maioria dos empreendimentos eólicos no Brasil se beneficia dos incentivos do PROINFA[17].

Uma vez que a atividade de projeto tende a medir (b) descrito no parágrafo 6 da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade" (versão 06.0.0), a análise da prática comum foi conduzida de acordo com o parágrafo 47 do referido instrumento e às "Diretrizes de Prática Comum" (versão 01.0).

Passo 1: Calcular a gama de resultados aplicáveis como sendo +/-50% da geração prevista ou capacidade instalada da atividade do projeto

Uma vez que a capacidade instalada da atividade de projeto é de 28,8 MW, o intervalo de saída da análise de prática comum é 14,4 – 43,2 MW (+/-50% da capacidade instalada).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publica as usinas de geração de energia eólica em operação no Brasil (ver arquivo "CommonPractice_20120509.xlsx", coluna D). No entanto, para ser coerente com a análise de investimentos e para o cálculo *ex-ante* da atividade de projeto, a capacidade instalada dos complexos de instalações foi considerada na determinação da faixa de saída (ver arquivo "CommonPractice_20120509.xlsx", coluna G), ao invés da capacidade instalada de unidades de plantas individuais (ver arquivo "CommonPractice_20120509.xlsx", colunas E e F).

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todos os projetos que possuem a mesma capacidade ou que geram a mesma quantidade de energia, dentro da gama de resultados aplicáveis calculados no Passo 1, conforme a atividade de projeto proposta e tenham começado suas operações comerciais antes da data de início do projeto. Anotar seus números N_{all}. Atividades de projeto MDL registradas não devem ser inclusas neste Passo.

Considerando as 2.497 plantas de energia elétrica no Brasil, 2.226 não fornecem a mesma capacidade que a atividade de projeto, considerando o intervalo de saída estabelecido no passo 1 acima (ver arquivo "CommonPractice_20120509.xlsx", coluna H). 66 das restantes 271 plantas estão sob validação do MDL ou já estão registradas (ver arquivo "CommonPractice_20120509.xlsx", coluna I. Portanto, existem 205

[17] Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Disponível em http://www.mme.gov.br/programas/proinfa. Acessado em 11/Jun/2010.

plantas de energia elétrica em operação no Brasil que fornecem a mesma quantidade de energia e não estão sob validação do MDL, ou já estão registradas (ver arquivo "CommonPractice_20120509.xlsx", coluna J).

$$N_{all} = 205$$

Passo 3: Considerando as plantas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que usam tecnologia diferente da proposta na atividade do projeto. Anotar o número N_{diff}.

De acordo com as "Diretrizes de Prática Comum" (versão 01.0), "tecnologias diferentes são tecnologias que fornecem a mesma saída e diferem em pelo menos um dos seguintes pontos:

(i) Fonte de energia/combustível:

(…)

(iv) Cenário de investimento na data de decisão do investimento, *inter alia*:
- Acesso à tecnologia;
- Subsídios e ou outros fluxos financeiros;
- Políticas promocionais;
- Normas legais".

Plantas de energia elétrica em desenvolvimento sob o PROINFA (descrito detalhadamente abaixo) são consideradas como plantas que aplicam tecnologia diferente da aplicada na atividade de projeto,de acordo com os conceitos acima mencionados.

- PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) foi criado em 2002 com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida a partir de fontes eólicas e de biomassa e de pequenas centrais hidroelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN). O PROINFA é baseado no aumento de tarifas e foi projetado para ter 2 fases. A primeira fase inicialmente define uma cota de 3,3 GW de nova geração de capacidade igualmente distribuída entre eólica, biomassa e pequena hidroelétrica. Depois que o programa foi lançado, parte do contingente de biomassa foi transferido para projetos de energia eólica[18].

  O programa prevê a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW de 63 pequenas centrais hidroelétricas (1 MW - 30 MW), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas de biomassa[17].

  Projetos desenvolvidos no âmbito do PROINFA tem um Acordo de Compra de Energia (PPA) de 20 anos firmado com a empresa estatal de eletricidade, a ELETROBRÁS[17]. O PROINFA define o preço da energia elétrica pago aos geradores como um valor econômico específico para a tecnologia, que é definido como o valor que garante, para um prazo nível de eficiência definidos, a viabilidade econômica de um projeto típico com base em fontes alternativas de energia. Vale mencionar que os preços pagos pelo PROINFA são superiores aos praticados pelo Mercado (preço mínimo de energia eólica pelo PROINFA é R$180,08 e o preço máximo é R$204,35, ajustado pelo índice de inflação oficial IGPm)[18]. No entanto, como o PROINFA não permite a

18

inserção de novos projetos dentro do seu programa de incentives, esta atividade de projeto não está sendo desenvolvida no âmbito do PROINFA.

Além disso, empresas de geração de energia elétrica que tiveram Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica assinados com a ELETROBRAS no âmbito do PROINFA poderiam retirar um empréstimo do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES). Sob o chamado Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas no âmbito do PROINFA, os mutuários podem financiar até 70% dos itens financiáveis, onde a primeira parcela pode ser paga até o terceiro mês após a data de início de operação com períodos de até 10 anos de amortização[19].

198 das 205 plantas de energia elétrica em operação no Brasil que fornecem a mesma capacidade que a atividade de projeto e não estão sob validação do MDL ou já registrados utilizam outra fonte de energia que não eólica (ver arquivo "CommonPractice_20120509.xlsx", coluna K e L), isto é, aplicam tecnologia diferente da utilizada na atividade de projeto proposta; todas os 7 parques eólicos em operação no Brasil que fornecem a mesma capacidade que a atividade de projeto e não estão sob validação do MDL ou já registrados são desenvolvidos sob o PROINFA, isto é, também aplicam tecnologia diferente da utilizada na atividade de projeto proposta (ver arquivo "CommonPractice_20120509.xlsx", coluna M e N).

$$N_{diff} = 205$$

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - {N_{diff}}/{N_{all}}$ *que representa o percentual de plantas usando tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta em todas as plantas que tenham a mesma capacidade instalada ou de geração da atividade de projeto proposta*.

$$F = 1 - \frac{N_{diff}}{N_{all}} \Rightarrow F = 1 - \frac{205}{205} \Rightarrow F = 0$$

Resultado do passo 4: **Desde que** $F = 0$ **(isto é, menor que 0,2) e** $N_{all} - N_{diff} = 205 - 205 = 0$ **(isto é, menor que 3), a atividade de projeto proposta não é uma prática comum dentro do setor na área geográfica aplicável.**

Desde que todos os passos acima tenham sido satisfeitos, a atividade de projeto é adicional

[19] Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no Âmbito do PROINFA. Disponível em http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/programa/resolproinfa.pdf. Acessado em 03/Jan/2012.

D.6. Estimativas das reduções de emissões
D.6.1. Explicação das escolhas metodológicas

Emissões do Projeto

Conforme a ACM0002/Versão 12.3.0, como a atividade de projeto não é uma planta geotérmica, solar nem hídrica, $PE_y = 0$.

Emissões da linha de base

As emissões de linha de base devem ser calculadas da seguinte maneira:

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

Onde:

BE_y : Emissões de linha de base no ano y (tCO_2/ano);

$EG_{PJ,y}$: Quantidade líquida de eletricidade gerada que é produzida e exportada para a rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano);

$EF_{grid,CM,y}$: Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia conectada à rede elétrica no ano y calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" (tCO_2/MWh),

Cálculos de $EG_{PJ,y}$

Como a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova planta de energia renovável conectada à rede elétrica em um local onde não havia nenhuma planta de energia renovável em operação antes da implementação da atividade de projeto (projeto *greenfield*), então:

(2) $$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$: Quantidade líquida de eletricidade gerada que é produzida e exportada para a rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano);

$EG_{facility,y}$: Quantidade líquida de geração de eletricidade exportada pela planta/unidade de projeto para a rede elétrica no ano y (MWh/ano).

Cálculos de $EF_{grid,CM,y}$

As plantas do projeto irão fornecer energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A AND brasileira publicou o delineamento do SIN a ser adotado em projetos de MDL. Pela Resolução nº 08 da AND brasileira, a rede elétrica desta atividade de projeto é considerada como um sistema único composto pelos dois submercados do SIN e é definida como o sistema elétrico do projeto. Plantas não conectadas à rede não serão incluídas nos cálculos de $EF_{grid,CM,y}$.

$EF_{grid,CM,y}$ será calculado usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". A seguinte fórmula será aplicada:

(3) $$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM} \cdot w_{BM}$$

Onde:

$EF_{grid,CM,y}$: Fator de emissão de CO_2 da margem combinada no ano y (tCO_2/MWh);

$EF_{grid,BM,y}$: Fator de emissão de CO_2 da margem de construção no ano y (tCO_2/MWh);

$EF_{grid,OM,y}$: Fator de emissão de CO_2 da margem de operação no ano y (tCO_2/MWh);

w_{OM}: Ponderação do fator de emissão da margem de operação (75%);

w_{BM}: Ponderação do fator de emissão da margem de construção (25%).

Os fatores de ponderação para as margens de operação e construção foram selecionados de acordo com as diretrizes fornecidas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico".

Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem combinada será atualizado anualmente, *ex-post*, assim como o fator de emissão da margem de operação, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não estiver disponível, incluindo aquelas unidades construídas até o último ano para o qual a informação está disponível.

Os parâmetros $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$ são calculados e publicados pela Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima, a Autoridade Nacional Designada brasileira, de acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". Utilizando estes valores publicados e a geração de energia elétrica anual ($EF_{PJ,y}$) será possível calcular as emissões de linha de base associadas (BE_y).

Fugas

De acordo com a Metodologia ACM0002, versão 12.3.0, *"nenhuma emissão fugitiva é considerada. As principais emissões potencialmente geradoras de emissões de fuga, no âmbito dos projetos do setor elétrico são as emissões resultantes de atividades como a construção de usinas e emissões upstream de combustíveis fósseis (e.g., extração, processamento, transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas."*

Redução de emissões

A redução de emissões pela atividade de projeto durante um dado ano y é calculada da seguinte maneira:

(4) $$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y: Redução de emissões da atividade de projeto durante o ano y (tCO_2e)

BE_y: Emissões da linha de base durante o ano y (tCO_2e)

PE_y: Emissões do projeto durante o ano y (tCO_2e)

D.6.2. Dados e parâmetros que devem ser relatados *ex-ante*

Não há dados ou parâmetros a serem reportados neste CPA *ex-ante.*

D.6.3. Cálculo *ex-ante* da redução de emissões

As reduções de emissões foram estimadas *ex-ante* da seguinte maneira:

Conforme a ACM0002/Versão 12.3.0, como um CPA típico não é uma planta geotérmica, solar nem hídrica, $PE_y = 0$.

Emissões de linha de base

As emissões de linha de base devem ser calculadas da seguinte maneira:

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

Onde:

BE_y = 158.858 MWh * 0,2454 tCO_2/MWh = **38.979 tCO_2/ano**

Cálculos de $EG_{PJ,y}$

Usinas *Greenfield*

Como a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova planta de energia renovável conectada à rede elétrica em um local onde não havia nenhuma planta de energia renovável em operação antes da implementação do programa de atividade (projeto *greenfield*), então:

(2) $$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Capacidade nominal * fator de carga líquido * horas por ano

$EG_{PJ,y}$ = 28,8 MW * 62,97% * 24 horas/dia * 365 dias

$EG_{PJ,y}$ = **158.858 MWh**

Cálculos de $EF_{grid,CM,y}$

As plantas do projeto irão servir o Sistema Interligado Nacional (SIN). A AND brasileira publicou o delineamento do SIN a ser adotado para fins de projetos de MDL. Conforme a Resolução 8 da AND brasileira, a rede elétrica considerada nesta atividade de projeto é considerada como um único sistema composto pelos submercados do SIN como a definição do sistema elétrico do projeto. Usinas não conectadas à rede não serão incluídas no cálculo do $EF_{grid,CM,y}$.

$EF_{grid,CM,y}$ será calculado utilizando a última versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". As formulas a seguir se aplicam:

(3) $$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM} \cdot w_{BM}$$

Onde:

$EF_{grid,CM,y}$ = 0,1056 tCO_2/MWh * 75% + 0,2920 tCO_2/MWh * 25% = **0,2454 tCO_2/MWh**

Redução de emissões

A redução de emissões pela atividade de projeto durante um dado ano y é calculado da seguinte maneira:

(4) $$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = 38.979 tCO_2e – 0 tCO_2e = **38.979 tCO_2e**

D.6.4. Resumo da estimativa *ex-ante* da redução de emissões

Ano	Emissões de linha de base (t CO_2e)	Emissões do projeto (t CO_2e)	Fugas (t CO_2e)	Redução de emissões (t CO_2e)
De Janeiro de 2016	38.979			38.979

2017	38.979			38.979
2018	38.979			38.979
2019	38.979			38.979
2020	38.979			38.979
2021	38.979			38.979
Até Dezembro de 2022	38.979			38.979
Total	272.852			272.852
Número total de anos de crédito	**7**			
Média anual sobre o período de créditos	**38.979**	**-**	**-**	**38.979**

D.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento
D.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

Dado / Parâmetro	$EG_{PJ,y} = EG_{Facility,\ y}$
Unidade	MWh
Descrição	Quantidade líquida de geração de eletricidade exportada pela planta/unidade de projeto para a rede elétrica no ano y
Fonte do dado	Medições feitas no local da atividade de projeto
Valor(es) aplicado(s)	158.858
Métodos e procedimentos de medição	Esse parâmetro será continuamente medido em medidores de eletricidade bidirecionais (dois medidores: principal e reserva). Valores serão agregados mensalmente e anualmente. Corresponde à geração de energia elétrica líquida total por unidade da atividade de projeto. Esse parâmetro será monitorado em medidores localizados no ponto de interligação com a rede nacional brasileira (SIN) (Figura 2). Uma vez que mais de uma usina de energia eólica (mas não incluídas neste CPA) serão conectadas à rede através do mesmo ponto de conexão, o montante total enviado ao SIN medido por esses medidores neste ponto será rateado entre cada unidade do projeto de acordo com a quantidade proporcional de geração de energia elétrica medida na subestação para cada unidade. O rateio é processado pela CCEE e não tem a participação do implementador do CPA.
Frequência de monitoramento	Esse parâmetro será continuamente medido e gravado de hora em hora. Valores serão agregados mensalmente e anualmente.
Procedimentos de QA/QC	Medições obtidas no ponto de interligação com a rede nacional brasileira serão cruzadas com os dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Esse dado é uma informação de terceiros e confiável, uma vez que a CCEE é a agência brasileira oficial responsável pelas atividades e operações do mercado de energia elétrica nacional. A frequência da manutenção preventiva do SMF, que inclui os medidores de energia, é um máximo de dois anos. Este esquema pode ser alterado com base na ocorrência histórica observada em todas as plantas, considerando o calendário de paragens. O medidor que, depois da calibração apresentar erros fora do intervalo especificado pela norma deve ser substituído. Até o momento da realização do presente documento, a frequência de calibração é um máximo de dois anos, mas no caso de quaisquer alterações ocorridas nos Procedimentos de Rede do ONS, o donos do projeto devem seguir as regras das organizações setoriais relevantes (por exemplo, ONS, ANEEL, CCEEE, etc.)
Finalidade do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	Estimado *ex-ante* como a geração de energia elétrica líquida anual média prevista pela atividade de projeto, isto é, a geração de eletricidade líquida anual média total pela atividade de projeto, de acordo com o pedido de garantia física à ANEEL (referência: MarcoDosVentosI_ExAnteCalculationEmissionReduction_v01_20120401). Nesta atividade de projeto, nenhuma importação de eletricidade líquida irá ocorrer, portanto, este parâmetro não tem que ser levado em consideração no cálculo das reduções de emissões (ER_Y) da atividade de projeto

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO_2/MWh
Descrição	Fator de emissão de CO_2 da margem combinada no ano y
Fonte do dado	Calculado pelos participantes de projeto.
Valor(es) aplicado(s)	0,2454
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".
Frequência de monitoramento	Anual.
Procedimentos de QA/QC	De acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".
Finalidade do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	Calculado de acordo com a fórmula (3) na seção B.6.1 deste CPA como indicado na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", versão 02.2.1 no passo 6 a (Calcular o fator de emissão da margem combinada– Média ponderada da CM")

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade	tCO_2/MWh
Descrição	Fator de emissão de CO_2 da margem de operação no ano y
Fonte do dado	Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais
Valor(es) aplicado(s)	0,2920
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos de QA/QC	De acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".
Finalidade do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de operação será atualizado anualmente, *ex-post*. Fator de emissão da margem de operação estimado *ex-ante* para o Sistema Interligado Nacional (2011), conforme publicado pela AND Brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora, acessado em 09/Mai/2012).

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade	tCO_2/MWh
Descrição	fator de emissão de CO_2 da margem de construção no ano y
Fonte do dado	Comissão Interministerial sobre Mudanças Climáticas Globais
Valor(es) aplicado(s)	0,1056
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos de QA/QC	De acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".
Finalidade do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não está disponível, incluindo aquelas unidades construídas até o último ano com informações disponíveis. Fator de emissão da margem de construção estimado *ex-ante* para o Sistema Interligado Nacional (2011), conforme publicado pela AND Brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora, acessado em 09/Mai/2012).

D.7.2. Descrição do plano de monitoramento

O objetivo do plano de monitoramento é assegurar o monitoramento completo, consistente, claro e acurado, assim como a redução de emissões advindas da atividade de projeto durante todo o período de crédito. O operador do projeto (que são o operador e o desenvolvedor do projeto) será responsável pela implementação do plano de monitoramento, o qual se baseia na medição da eletricidade líquida entregue à rede e do fator de emissão da rede elétrica.

1. **Dados e parâmetros monitorados**

Eletricidade líquida entregue à rede –$EG_{PJ,y}$

O monitoramento consiste na medição, compilação e arquivamento dos dados que se referem à eletricidade líquida gerada pela atividade de projeto e fornecida à rede nacional brasileira (SIN). A eletricidade líquida despachado para a rede ($EG_{PJ,y}$) será medida nos medidores localizados no ponto de interligação com a rede nacional brasileira (SIN) (Figura 2). Como mais de uma usina eólica (porém não inclusa neste CPA) será conectada à rede através do mesmo ponto de conexão, o montante total enviado ao SIN medido por estes medidores neste ponto será rateado entre cada instalação do projeto de acordo com a quantidade proporcional de geração de energia elétrica medida na subestação elétrica de cada unidade. O rateio é processado pela CCEE e não tem participação do implementador do CPA. Estes dados de energia elétrica líquida da atividade de projeto serão cruzados com os dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Esta informação é uma informação confiável e de terceiros, já que a CCEE é a agência brasileira oficial responsável pelas atividades e operações do mercado de energia elétrica nacional. O operador do projeto irá monitorar este parâmetro continuamente e os dados serão consolidados por hora e mensalmente. Valores mensais serão utilizados para comparar com a eletricidade despachada no ponto de interligação com a rede nacional brasileira e o dado fornecido

pela CCEE. Registros relativos aos medidores utilizados na atividade de projeto (tipo, modelo e relatórios de calibração) serão mantidos em conformidade.

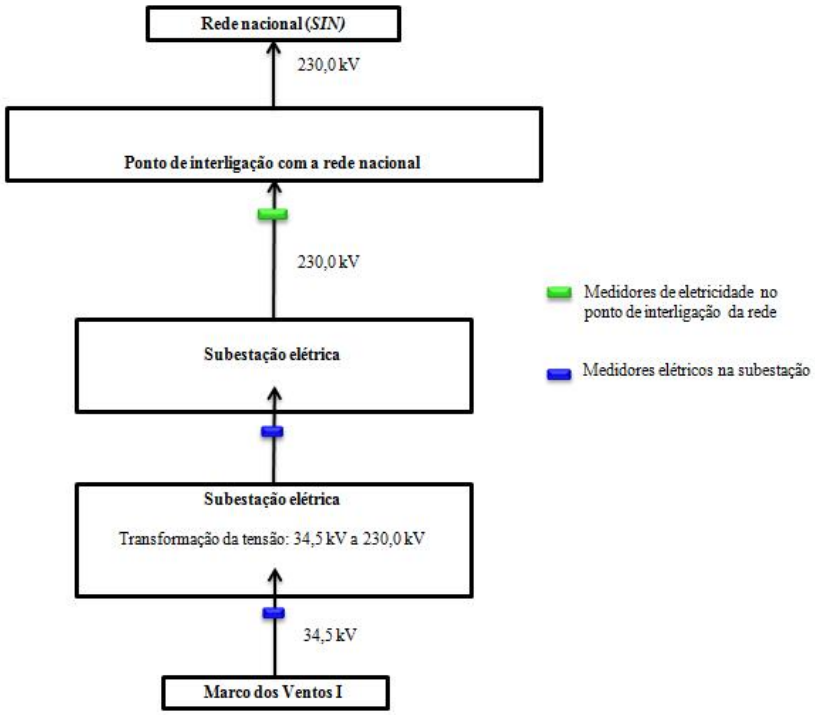

Figura 2: Simplificado sistema de ligação indicando o ponto de entrega, localização dos medidores de tensão e de transformação. Medidores de energia elétrica no ponto de interligação serão utilizados nos cálculos de redução de emissões.

O Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS) regula, através dos Procedimentos de Rede [20] (*Procedimentos de Rede*), *inter alia*, as medidas da produção de eletricidade por faturamento (12º módulo). Para informações relacionadas à este modulo, é necessário se manter o Sistema de Medição para Faturamento – SMF, de acordo com o padrão especificado no documento Especificações Técnicas das Medições para Faturamento para garantir não apenas o controle do processo de contabilização da energia pela CCEE, mas também a determinação das demandas pela ONS[21].

Genericamente, o SMF é um sistema composto de medidores principais e de reserva, pelos transformadores de potência e corrente, os canais de comunicação entre o agente de energia/participante de projeto e a CCEE, e o sistema para coleta de dados e medição de faturamento[22].

De acordo com os Procedimentos de Rede da ONS, submódulo 12.1, o SMF deve ser instalado na conexão das plantas com a rede energética para medir a geração líquida dessas plantas, que serão usadas para contabilização e consolidação da eletricidade na CCEE.

Os dados armazenados nos medidores são coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE, remotamente e automaticamente através de acesso direto aos medidores do participante de

[20] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Procedimentos de Rede. www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx. Acessado em 10/04/2012.
[21] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Procedimentos de Rede. Módulo 12 – Submódulo 12.1. www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.1_Rev_1.1.pdf.
[22] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Procedimentos de Rede. Módulo 12 – Submódulo 12.2. www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.1.pdf.

projeto. Esses dados coletados são processados no SCDE para contabilização energética pela CCEE e são disponibilizados para todos os participantes do mercado de energia para controlar seus respectivos rendimentos[22].

Os medidores de energia serão: multifásicos, 3 elementos, 4 fios (para sistemas de 4 fios), de frequência de taxa do sistema, corrente controlada de acordo com o transformador de corrente secundária, tensão nominal de acordo com o transformador de potência secundária. Os medidores terão independência dos elementos e sequência de fases, garantindo o mesmo desempenho em testes monofásicos e trifásicos[22].

Os sistemas de medição são concebidos e implementados de acordo com os padrões da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) ou a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), garantindo a qualidade do sistema. Adicionalmente, os medidores terão certificado de conformidade de concepção aprovados e emitidos pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)[22].

Com relação à classe de precisão dos medidores de energia, eles atenderão todos os requisitos metodológicos relevantes prescritos no Regulamento Técnico Metrológico (RTM) para medidores de energia de classe 0,2, aprovados pelo INMETRO. A classe 0,2 de medidores de energia, também identificados como medidores de energia índice D admitem erros nas medidas de até + / - 0,2%[22].

Os medidores de energia possuem memória capaz de armazenar dados de energia ativa, reativa e demanda de maneira bidirecional, tensões e correntes em intervalos de integração programáveis de 5 a 60 minutos durante um período mínimo de 32 dias. Esses medidores também serão equipados com um sistema de preservação e registro em caso de perda de energia, armazenando dados em memória não volátil por pelo menos 100 horas. Adicionalmente, eles possuem pelo menos duas portas de comunicação independentes com acesso concorrente ou que permitem s priorização de um deles. Um será para uso exclusivo da CCEE e outro para acesso de agentes envolvidos no ponto de medição. A porta de comunicação da CCEE será pareada com um canal de internet estável e de bom desempenho, que será estabilizado sob um túnel VPN (Virtual Private Network) entre o medidor e a CCEE. Os medidores serão capazes de manejar o acesso concorrente às suas portas de comunicação de modo a permitir acesso a qualquer momento aos registros da memória dos medidores via porta de comunicação da CCEE[22].

Além das medições de eletricidade realizadas pelos proprietários do projeto, toda a eletricidade fornecida à rede será medida online pela CCEE. Essa entidade é responsável pelas leituras mensais e manutenção dos registros da energia gerada. Se qualquer problema acontecer no nível local do medidor, a leitura correspondente à quantidade de energia durante o tempo do problema não será perdida devido à leitura online realizada pela CCEE. Conforme mencionado anteriormente, de modo a garantir a qualidade dos dados usados no cálculo das reduções de emissões, os proponentes de projeto fornecerão acesso à EOD aos registros do banco de dados da CCEE, porque os dados dessa entidade servirão para verificar a eletricidade fornecida à rede.

Os medidores de reserva são iguais ou equivalentes aos medidores principais, instalados no mesmo painel, com a mesma informação para corrente e tensão sob os mesmos padrões técnicos..

De modo a garantir a operação efetiva do SMF, manutenção preventiva será realizada e, onde necessário, também manutenção corretiva. Inspeções também serão conduzidas para verificar a correta operação dos medidores[22].

A frequência da manutenção preventiva do SMF é de no máximo dois anos. Esse cronograma pode mudar com base na ocorrência histórica observada em todas as plantas, considerando o cronograma de falhas. O

medidor que, depois da calibração, apresentar erros fora do intervalo especificado pelo padrão deve ser substituído[23].

A calibração dos medidores deverá ser conduzida por uma organização qualificada que deve se adequar aos padrões nacionais e regulações industriais para garantir a devida precisão. Depois da calibração, os medidores devem ser selados para garantir a segurança e os certificados de calibração devem ser arquivados com os outros registros de monitoramento. O prazo para calibração de medidores segue, portanto, os "Procedimento de Rede" da ONS Módulo 12, submódulo 12.3. Até o momento da realização do presente documento, a frequência de calibração é um máximo de dois anos, mas no caso de quaisquer alterações ocorridas nos Procedimentos de Rede da ONS, os donos do projeto devem seguir as regras das organizações setoriais relevantes (por exemplo, ONS, ANEEL, CCEE, etc.).

Todos os medidores instalados serão testados e calibrados de acordo com os regulamentos fornecidos pela CCEE. Além disso, se forem detectados erros no dispositivo de medição, este será imediatamente substituído pelo medidor reserva, que será previamente calibrado. O dispositivo de medição danificado será reparado, recalibrado e retornará ao sistema de monitoração.

no caso de quaisquer alterações ocorridas nos Procedimentos de Rede da ONS, os donos do projeto devem seguir as regras das organizações setoriais relevantes (por exemplo, ONS, ANEEL, CCEE, etc.). no monitoramento da eletricidade líquida despachada para a rede ($EG_{PJ,y}$). O procedimento de monitoramento descrito acima reflete o que é exigido hoje pelo ONS. Em caso de alterações destes requisites, os novos procedimentos irão substituir o que está descrito aqui.

Fator de Emissão – $EF_{grid,OM,y}$, $EF_{grid,BM,y}$ and $EF_{grid,CM,y}$

O plano de monitoramento também inclui parâmetros tais como o fator de emissão de CO_2 da margem de operação para unidades de energia no topo da ordem de despacho ($EF_{grid,OM,y}$), o fator de emissão de CO_2 da margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$) do SIN e o fator de emissão de CO_2 da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$). Esses parâmetros serão obtidos da Comissão Interministerial sobre Mudança Climática, que calcula e publica $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$ de acordo com a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". Esses parâmetros publicados serão usados para o cálculo da margem combinada anual (Equação 3) e, por fim, para o cálculo das reduções de emissões atingidas pela atividade de projeto. No caso da AND deixar de divulgar $EF_{grid,OM,y}$, $EF_{grid,BM,y}$ e/ou $EF_{grid,CM,y}$, os proponentes de projeto devem escolher utilizar seus próprios Fatores de Emissão ou de terceiros, que seguem a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e conservados pelo menos durante 2 anos após o término do período de crédito ou 2 anos após a última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tarde.

SEÇÃO E. Aprovação e autorização

[23] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Procedimentos de Rede. Módulo 12 – Submódulo 12.3. http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.3_Rev_1.1.pdf.

De acordo com os requisites da AND brasileira, o pedido de uma carta de aprovação deve ser feito após o Componente de Atividade de Projeto ser validado pela EOD. Portanto, uma carta de aprovação ainda não está disponível.

- - - - -

Appendix 1: Informações de contato de entidade/pessoa responsável pelo CPA

Organização	WayCarbon Soluções Ambientais e Projetos de Carbono Ltda.
Endereço	Avenida Paulista, 37, 10º andar.
Prédio	-
Cidade	São Paulo
Estado/Região	SP
CEP	01311-902
País	Brasil
Telefone	55 11 3372 9595
Fax	55 11 3372 9595
E-mail	contato@waycarbon.com
URL	www.waycarbon.com
Pessoa de contato	Carlos Henrique Delpupo
Cargo	Diretor
Saudação	Sr.
Último Nome	Delpupo
Nome do Meio	Henrique
Primeiro Nome	Carlos
Departamento	-
Celular	-
FAX direto	-
Telefone direto	55 11 3372 9595
E-mail pessoal	cdelpupo@waycarbon.com

Organização	Bioenergy – Geradora de Energia S.A.
Endereço	Avenida Magalhães de Castro, 4.800, 23º andar
Prédio	-
Cidade	São Paulo
Estado/Região	SP
CEP	05502-001
País	Brasil
Telefone	55 11 3094 0950
Fax	55 11 3094 0950
E-mail	contato@bioenergy.com.br
URL	www.bioenergy.com.br
Pessoa de contato	Sérgio Henrique Cavalcanti Marques
Cargo	Diretor
Saudação	Sr.
Último Nome	Marques
Nome do Meio	Henrique Cavalcanti
Primeiro Nome	Sérgio
Departamento	-
Celular	-
FAX direto	-
Telefone direto	55 11 3094 0950
E-mail pessoal	contato@bioenergy.com.br

Appendix 2: Afirmações relacionadas a financiamento público

Não se aplica. Não há financiamento público concedido à atividade de projeto.

Appendix 3: Aplicabilidade da(s) metodologia(s) selecionada(s)

Todas as informações pertinentes são fornecidas ao longo do texto.

Appendix 4: Informações gerais complementares sobre o cálculo *ex-ante* das reduções de emissões

Todas as informações pertinentes são fornecidas ao longo do texto.

Appendix 5: Informações gerais complementares sobre o plano de monitoramento

Todas as informações pertinentes são fornecidas ao longo do texto.

- - - - -

História do documento

Versão	Data	Natureza da versão(s)
02.0	EB 66 13 Março 2012	Revisão necessária para garantir a coerência com as "Orientações para o preenchimento do formulário Documento de Concepção do componente de atividade de projeto" (EB 66, Anexo 16).
01	EB33, Anexo 42 27 Julho 2007	Adoção Inicial.
Classe de Decisão: Regulamentação **Tipo de Documento:** Formulário **Função de Negócios:** Inscrição		