



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROGRAMA DE ATIVIDADES
(CDM-PoA-DD) Versão 01

CONTEÚDO

- A. Descrição geral do programa de atividades
- B. Duração do programa de atividades
- C. Análise ambiental
- D. Comentários dos atores
- E. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento a uma atividade programática típica no âmbito do MDL

Anexos

Anexo 1: Informações de contato da entidade coordenadora/gerenciadora e dos participantes do programa de atividades

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

OBSERVAÇÃO:

Este formulário se destina ao envio de um programa de atividades cujas atividades programáticas apliquem uma metodologia aprovada de grande escala.

Ao se solicitar o registro, este formulário deve ser apresentado junto com um formulário que seja específico para o programa de atividades proposto, bem como com um CDM-CPA-DD preenchido com o uso de um caso real.



SEÇÃO A. Descrição geral do programa de atividades

A.1 Título do programa de atividades:

Título: "*Programa de Atividades de Energia Eólica no Brasil*"

Versão: 04

Data do documento: 09/04/2012

A.2. Descrição do programa de atividades:

O principal objetivo do *Programa de Atividades de Energia Eólica no Brasil* é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação de energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

No final da década de 1990, um forte aumento na demanda de energia no Brasil em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada causou o início do racionamento/crise no fornecimento em 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi rever a legislação, favorecendo os produtores de energia independente. Previamente, em 1995, o processo de privatização foi iniciado com a expectativa de tarifas adequadas e melhores preços para geradores. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Além disso, a elegibilidade possível dos projetos de energia renovável sob o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto chamou a atenção do investidor. .

Esse PoA é uma ação coordenada voluntária pela entidade gerencial (ECG) Deutsche Bank AG, filial de Londres que promoverá o programa e coordenará os esforços do Proprietários de Projetos de Parques Eólicos (POs) individuais participando nele. Esses parques eólicos serão desenvolvidos no Brasil e interligados ao *Sistema Interligado Nacional (SIN)*. Por isso, no contexto do PoA proposto, centrais elétricas eólicas totalmente novas são consideradas como CPAs típicos.

A geração de energia eólica oferece uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que teriam ocorrido de outro modo na ausência do projeto. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) que seriam geradas (e emitidas) na ausência do projeto evitando a geração de eletricidade por fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂).

Levando em conta as diferentes fontes de geração de eletricidade no Brasil durante 2010, é possível notar que a eletricidade gerada pelas centrais geradoras eolielétricas em operação é significativamente complementar à da energia hidrelétrica. Portanto, apesar do tamanho do sistema elétrico brasileiro, baseado principalmente nas centrais hidrelétricas, esse PoA teve um impacto positivo relevante dado que eletricidade gerada por força eólica é complementar àquela gerada pelas centrais hidrelétricas. Como é



possível observar, mais eletricidade eólica é gerada durante a estação seca, ou seja, quando a geração de energia hidrelétrica é menor.

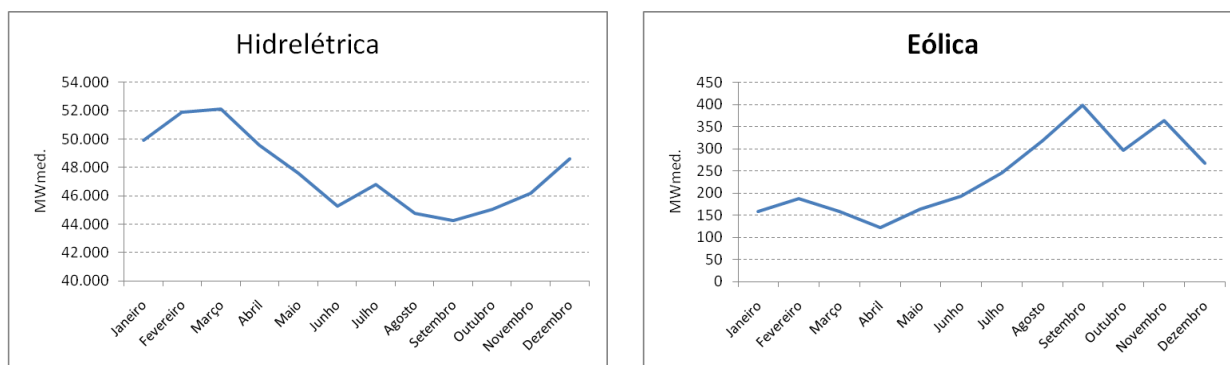


Figura 1: Geração hidrelétrica e eólica no Brasil durante 2010. Fonte: CCEE¹

O PoA contribui para o desenvolvimento sustentável, pois atende às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações de atenderem às suas próprias necessidades, como definido pela Comissão Brundtland (1987). A Comissão foi criada para abordar as preocupações a respeito da deteriorização acelerada dos recursos naturais e ambientais humanos e seus impactos no desenvolvimento social e econômico. Em outras palavras, a implementação de centrais geradoras eolielétricas assegura a geração de energia renovável, complementa a geração de energia hidrelétrica, evita o impacto social e ambiental negativo causado pela construção e operação de novas centrais termelétricas a combustível fóssil e impulsiona as economias regionais, aumentando a qualidade de vida nas comunidades locais.

O projeto tem reduzido os impactos ambientais negativos e desenvolveu as economias regionais, resultando em melhor qualidade de vida. Em outras palavras, a sustentabilidade ambiental combinada com justiça econômica e social, contribui sem dúvida ao desenvolvimento sustentável no país anfitrião.

Embora existam programas e políticas para incentivar esse tipo de projeto (PROINFA e licitações de Fontes Alternativas de Energia – consulte a seção A.4.3. para obter detalhes sobre esses programas), esse tipo de projeto é uma iniciativa voluntária do setor privado.

A.3. Entidade coordenadora/gerenciadora e participantes do programa de atividades:

A entidade coordenadora ou gerenciadora do PoA, que é a entidade responsável pelas comunicações com o Conselho Executivo do MDL é o Deutsche Bank AG, Filial de Londres.

Tabela 1 apresentada abaixo lista os participantes do projeto do PoA. Os participantes do projeto podem ou não estar envolvidos em uma das CPAs relacionadas ao PoA.



Tabela 1: Parte(s) e entidades privadas/públicas envolvidas na atividade do projeto.

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participante(s) do projeto (*) (conforme o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada)	não
Brasil (anfitrião)	Deutsche Bank AG, Filial de Londres (entidade privada)	

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de divulgar o MDL - DCP, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

As informações detalhadas de contato sobre as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto como listado acima são fornecidas no Anexo 1.

A.4. Descrição técnica do programa de atividades:

A.4.1 Local do programa de atividades:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Limite físico/geográfico:

O limite físico / geográfico é o Brasil (Figura 2). Dentro desse limite geográfico, todas as atividades do programa do MDL (CPAs) incluídas no PoA serão implementadas, levando em conta todas as políticas e normas setoriais e/ou nacionais aplicáveis do país anfitrião e seus limites definidos.

¹ CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Relatório de Informações ao Público. Disponível em <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Relatorios_Publico/Anual/Relatorio_anual_2010_REV1.pdf>. Acessado em 18 de julho de 2011.



Figura 2: Limite físico/geográfico do PoA proposto.

Fonte: modificado de <http://biblioteca.uol.com.br/atlas/index.htm>. Acessado em 13 de julho de 2011.

A.4.2. Descrição de uma atividade programática típica no âmbito do MDL:

A.4.2.1. Tecnologia ou medidas a serem empregadas pela atividade programática:

Uma atividade programática (CPA) típica no âmbito do MDL a ser acrescentada ao PoA proposto deverá consistir em uma central geradora eolielétrica. A central geradora eolielétrica consiste na implementação de uma ou mais turbinas eólicas para produzir eletricidade a ser despachada para a Rede Nacional.

Uma turbina eólica é um dispositivo de extração de energia cinética do vento². Elas têm normalmente duas ou três pás de rotor, um eixo horizontal, uma nacelle com um cubo do rotor, engrenagens e um gerador, todos eles podem ser direcionados ou não para o vento. O rotor fica posicionado na frente da torre na direção em que o vento sopra (sota-vento ou barlavento)³. A figura a seguir apresenta os componentes básicos de uma turbina eólica moderna.

² BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook [Manual de Energia Eólica]**, Wiley: 2001, 642 p. Parcialmente disponível em < http://books.google.com.br/books?id=4UYm893y-34C&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false >. Acessado em 25 de abril de 2011.

³ WWEA – World Wind Energy Association [Associação Mundial de Energia Eólica]. **Wind Energy: Technology and Planning [Energia Eólica: Tecnologia e Planejamento]**. 2006. disponível em <<http://www.wwindea.org/technology/intro/estrutura-en.htm>>. Acessado em 25 de abril de 2011.



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

Figura 3: Vista esquemática dos componentes de uma turbina eólica. (Fonte: WWEA, 2006³).

A.4.2.2. Critérios de elegibilidade para inclusão de uma atividade programática no programa de atividades:

O critério de elegibilidade para a inclusão de uma CPA no PoA proposto segue as recomendações do Anexo 3, CE 65, e estão listadas abaixo.

(a) *O limite geográfico da CPA incluindo qualquer limite causado pelo tempo consistente com o limite geográfico estabelecido no PoA;*

O limite geográfico estabelecido no PoA é o Brasil. Portanto, apenas CPAs correspondentes às centrais elétricas eólicas interligadas à rede localizadas dentro do país são elegíveis.

(b) *Condições que evitam a contagem dupla de reduções de emissões como identificações únicas do produto e locais do usuário final (por exemplo, logotipo do programa);*

Condições para evitar a contagem dupla são estabelecidas abaixo na seção A.4.4.1. desse CDM-PoA-DD. A identificação única das centrais elétricas eólicas será evidenciada usando qualquer documentação oficial relacionada ao projeto sendo considerada no CPA, tal como a autorização emitida pela ANEEL ou informações fornecidas às agências ambientais.

(c) *As especificações da tecnologia/medida incluindo o nível e tipo de serviço, especificações de desempenho incluindo conformidade com testes/certificações;*

Em geral, as certificações eólicas fornecem as informações necessárias sobre a forma como os dados eólicos foram coletados, o fator de carga da planta foi determinada, eletricidade líquida a ser gerada pela usina, entre outros. Neste sentido, a tecnologia a ser aplicada, bem como o desempenho de qualquer central elétrica eólica a ser considerado para uma CPA típica deve ser atestada por uma certificação eólica conduzida por terceiros, que será fornecida ao EOD validando a inclusão da CPA proposta.



(d) Condições para verificar a data de início da CPA através de evidência documentária;

A data de início da CPA deve ser identificada de acordo com as definições apresentadas no *Glossário de termos do MDL*. A fim de determinar a data de início de uma CPA, a data das seguintes ações deverão ser apresentados: emissão de licença de instalação, pedido de equipamentos principais, data de início da construção, data em que o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica foi assinado, e a data em que o Contrato de Financiamento foi assinado. Nos casos em que nenhum desses eventos aconteceram ainda, uma data prevista e da justificação adequada quando se espera que aconteça deve ser fornecida.

(e) Condições que garantem conformidade com aplicabilidade e outras exigências de metodologias únicas ou múltiplas aplicadas pelas CPAs;

Cada CPA a ser incluída no PoA deve cumprir as exigências da ACM0002 como discutido na seção E.2. abaixo (consulte a seção E.1. abaixo para a versão da metodologia a ser considerada).

(f) As condições que garantam que as CPAs cumprem as exigências relativas à demonstração da adicionalidade, conforme especificado na Seção A acima;

De acordo com o parágrafo 10 da seção A do anexo 3, CE 65, os PoAs que consistem de um ou mais projetos de grande escala como CPAs devem incluir critérios de elegibilidade derivados de todos os requisitos contidos na seção adicionalidade das metodologias de grande escala.. Neste sentido, uma CPA típica para ser incluída no PoA deve passar o teste de adicionalidade, segundo os requisitos da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”. O resultado de cada passo da ferramenta deve ser apresentado na seção B.3. do MDL-CPA-DD.

(g) As exigências específicas do PoA estipuladas pela ECG incluído quaisquer condições relacionadas com a aceitação de consulta públicas locais e análise de impacto ambiental;

Como discutido na seção C.1 deste CDM-PoA-DD, a análise ambiental será realizada a nível da CPA, considerando as peculiaridades de cada projeto. Portanto, os impactos ambientais e a análise têm de ser incluídos em cada CPA de acordo com os resultados dos estudos ambientais do projeto.

No caso de consulta pública, conforme descrito na seção D.1, a consulta pública tem de ser conduzida em nível de PoA com base nas exigências da AND brasileira para a emissão da Carta de Aprovação. Portanto, a consulta pública local não precisa ser conduzida para a inclusão de CPAs nesse PoA.

(h) Condições para fornecer uma afirmação de que o financiamento das partes no Anexo I, se houver, não resulta em um desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento;

O implementador da CPA tem de confirmar que a CPA proposta não resulta em um desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento de um país no Anexo I.

(i) Quando aplicável, o grupo alvo (p.ex. doméstico/comercial/industrial, rural/urbano, interligada à rede/fora da rede) e mecanismos de distribuição (p.ex. instalação direta);



De acordo com as exigências da ACM0002, qualquer CPA a ser incluída no PoA proposto deve consistir de uma central elétrica eólica interligada à rede.

(j) *Quando aplicável, as condições relacionadas com as exigências de amostragem para um PoA, em conformidade com as diretrizes aprovadas padrão do Conselho relativas à amostragem e estudos;*

Não se aplica. O monitoramento das reduções de emissões de cada CPA não prevê o uso de métodos de amostragem.

(k) *Quando aplicável, as condições que garantam que cada CPA em conjunto atende aos critérios de limite de pequena escala ou em microescala e permanece dentro desses limites em todo o período de obtenção de créditos da CPA;*

Não se aplica. As CPAs a ser incluídas no PoA proposto pertencem à categoria de projeto de grande escala.

(l) *Quando aplicável, as exigências para a verificação de desagrupamento, caso as CPAs pertencem às categorias de projetos de pequena escala (SSC) ou microescala.*

Não se aplica. As CPAs a ser incluídas no PoA proposto pertencem à categoria de projeto de grande escala.

A.4.3. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas por uma atividade programática para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência do programa de atividades registrado (avaliação e demonstração da adicionalidade):

De acordo com o “Formulário do Documento de Concepção do Programa de Atividades (CDM-PoA-DD)”, os seguintes critérios deverão ser avaliados:

(i) O programa de atividades proposto é uma ação coordenada voluntária

Como mencionado na seção A.2, o programa de atividades (PoA) proposto é uma ação voluntária colocada em prática pela entidade coordenadora e gerenciadora Deutsche Bank AG, Filial de Londres.

(ii) Se o programa de atividades estiver executando uma ação coordenada voluntária, ela não seria implementada na ausência do programa de atividades

A experiência brasileira com eletricidade eólica é recente. Em 2007, a capacidade instalada das centrais geradoras eolielétricas representava somente 0,3% da capacidade instalada total de energia eólica do mundo (ANEEL, 2008)⁴. Além disso, a implementação de projetos de energia eólica tem dependido historicamente dos incentivos governamentais.

O primeiro programa governamental que foi criado especificamente para apoiar investimentos em geração de eletricidade eólica foi o PROEÓLICA, instituído em 2001. Como relatado pela Agência

⁴ ANEEL (2008). Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3a Edição. Brasília: ANEEL, 2008. 236p. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689>. Acesso em 20 de julho de 2011.



Internacional de Energia⁵, a meta do PROEÓLICA “era acrescentar 1.050 MW de capacidade eólica à rede nacional até dezembro de 2003. Com o Proeólica, o governo federal garantiria uma compra “benéfica” de eletricidade gerada pelo vento pela empresa estatal Eletrobras durante pelo menos 15 anos”. No entanto, esse programa não foi implementado pelas agências competentes. Portanto, nenhuma central geradora eolielétrica recebeu incentivos desse programa (FERREIRA, 2008)⁶.

Reconhecendo a importância de favorecer a geração de eletricidade a partir de fontes alternativas e renováveis e de aumentar sua participação no mercado de eletricidade brasileiro, o governo federal criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, Lei Federal nº. 10.438 datada de abril de 2002.

O governo brasileiro designou novamente a companhia de energia elétrica estatal federal Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) para atuar como principal offtaker da energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica (CCVEs) de longo prazo com produtores de energia alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais.

Os dois programas têm natureza semelhante, entretanto, o PROINFA incluiu outras fontes de eletricidade renovável como pequenas centrais hidrelétricas e plantas de geração de eletricidade com base em biomassa. A criação desses programas indicou claramente que, sem apoio específico, projetos envolvendo a implementação de plantas que usam fontes renováveis para gerar eletricidade dificilmente seriam implementados de outro modo.

É importante mencionar que o Decreto Brasileiro nº. 5.025 de 30^{de} março de 2004, que regulamenta a Lei nº. 10.438/2002, determina que o PROINFA tem como objetivo reduzir os gases de efeito estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC) nos termos do Protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política do “Tipo E-”.

A primeira fase do PROINFA foi realizado em 2004, por meio de duas chamadas públicas para seleção de projetos em 06 de abril e 05 de outubro. Não há nenhuma indicação de quando a segunda fase será realizada.

Outra iniciativa do governo brasileiro para promover a energia renovável no país foi a realização de leilões de energia somente para fontes alternativas (*Leilão de Fontes de Energia Alternativa - LFA*). A primeira licitação pública destinada especificamente a fontes renováveis (aberta somente para pequenas hidrelétricas, eólica e biomassa) foi realizada em 2007 (em 18 de junho) e resultou na comercialização de

⁵ Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês "International Energy Agency"). World Energy Outlook. Informações disponíveis em <<http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&id=3426&action=detail>>. Acesso em 20 de julho de 2011.

⁶ FERREIRA, H.T. Energia eólica: barreiras a sua participação no setor elétrico brasileiro. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo: São Paulo, 2008. 111p.



185 MW médios (eletricidade) e capacidade instalada de 638,64 MW (energia)⁷. **Tabela 2** mostra os resultados individuais do leilão de 18 de junho de 2007.

Tabela 2: Eletricidade comercializada no leilão de 18 de junho de 2007.

Projeto	Tipo	Energia Contratada (lotes)	Preço de Venda (R\$/MWh)
Pedra Furada	pequena central hidrelétrica	3	134,97
Arvoredo	pequena central hidrelétrica	7	135,00
Varginha	pequena central hidrelétrica	4	135,00
Santa Luzia Alto	pequena central hidrelétrica	14	135,00
Ibirama	pequena central hidrelétrica	13	134,98
Pampeana	pequena central hidrelétrica	5	135,00
		46	
Projeto	Tipo	Energia Contratada (lotes)	Preço (R\$/MWh)
Xanxere	biomassa	25	138,50
Florida Paulista	biomassa	8	139,12
Sao Joao da Boa Vista	biomassa	23	138,60
Louis Dreyfus Lagoa da Prata Fase 1	biomassa	13	139,12
Louis Dreyfus Lagoa da Prata Fase 2	biomassa	6	139,12
Louis Dreyfus Rio Brilhante - Fase 1	biomassa	10	139,12
Louis Dreyfus Rio Brilhante - Fase 2	biomassa	12	139,12
Pioneiros II	biomassa	12	139,12
Santa Cruz AB Fase 1	biomassa	6	138,75
Santa Cruz AB Fase 2	biomassa	14	138,75
Ester	biomassa	7	138,90
Iacanga	biomassa	4	138,94
		140	

Fonte: CCEE disponível em www.ccee.org.br

Como é possível observar pelos resultados apresentados acima, nenhuma central geradora eolielétrica conseguiu comercializar sua eletricidade nesse leilão. Isso mostra de forma inequívoca que, nesse momento, a geração de energia eólica era a fonte de geração de eletricidade menos competitiva, mesmo quando fontes mais competitivas como grandes centrais hidrelétricas e centrais termelétricas alimentadas com combustível fóssil não participavam do leilão.

Em vista desses resultados, a alternativa era propor leilões que fossem abertos somente para projetos de geração de energia com base em biomassa (1º Leilão de Energia de Reserva) e para projetos de energia eólica (2º Leilão de Energia de Reserva). Somente quando a participação de outras fontes foi restringida foi possível observar projetos de energia eólica conseguindo vender a eletricidade ao mercado regulamentado.

Alguns pontos precisam ser mais elaborados a partir das experiências mencionadas acima. Em primeiro lugar, de acordo com a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), *as licitações públicas são feitas com base no critério da menor tarifa que é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Megawatt-hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras*. Esse critério de compra de eletricidade tem continuamente diminuído os preços pagos pela eletricidade eólica. Na média, a tarifa obtida pelos desenvolvedores do projeto no 2º Leilão de Energia de Reserva, em 2009, para parques

⁷ Os documentos oficiais estão disponíveis ao público em <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx?CategoriaID=43>. O resumo dos resultados do leilão em português descarregada da página da Web mencionada acima é fornecido no arquivo anexo "Alternative sources auction press release.pdf".



eólicos, foi de R\$148,33/MW. No 3º Leilão de Energia de Reserva que ocorreu em 2010, a tarifa obtida pelos desenvolvedores de parques eólicos foi de R\$ 122,69/MW⁸.

Considerando o exposto acima, a necessidade de outras fontes de receitas para viabilizar esses projetos fica clara. Entre os projetos que negociaram energia nos leilões acima mencionados realizados pela CCEE, em setembro de 2011, 76% já haviam iniciado o processo de registro do MDL sob UNFCCC, enviando o formulário de consideração prévia ou envio do DCP para o processo de comentário público internacional.

Em segundo lugar, de forma semelhante ao PROINFA, os leilões também consideraram políticas/regulamentações do "Tipo E-". Como afirmado acima, as licitações foram criadas exclusivamente para fontes alternativas que são menos intensivas em emissões e, sem esse incentivo, os projetos dificilmente poderiam ter sido implementados. Importante, do ponto de vista da viabilidade financeira dos projetos, as leilões públicas são atraentes porque os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica são de longo prazo e são assinados entre o patrocinador do projeto e um conjunto de utilitários. Isso contribui para minimizar os riscos associados ao desenvolvimento dos projetos. Entretanto, como mencionado acima, o preço pago pela eletricidade vendida nesses leilões diminuiu constantemente. Neste sentido, o preço decrescente ilustra que outros incentivos também tem de ser considerados pelo patrocinador do projeto. Desta forma, o MDL pode contribuir efetivamente para a superação das barreiras uma vez que as receitas relacionadas de MDL aumentam a atratividade dos projetos de centrais elétricas eólicas.

Em resumo, a implementação do PoA contribui para superar a barreira de entrada existente no mercado de MDL e para assegurar outra fonte de receita que contribui para aumentar a atratividade do projeto da perspectiva dos patrocinadores do projeto. Seguindo a opção fornecida pelo Conselho Executivo do MDL em seu 73º parágrafo de seu 47º Relatório de Reunião, a adicionalidade será avaliada e demonstrada a nível de CPA.

(iii) Se o programa de atividades estiver executando uma política/regulamentação obrigatória, ela não seria cumprida

A implementação das atividades de projeto a serem acrescentadas a este PoA não irão se basear ou não foram realizadas para assegurar uma política/regulamentação obrigatória. Os participantes do projeto afirmam que o PoA proposto e a CPAs a ser incluída nele são ações voluntárias da entidade gerenciadora.

(iv) Se a política/regulamentação obrigatória estiver sendo cumprida, o programa de atividades acarretará um aumento do nível de cumprimento da política/regulamentação obrigatória.

⁸ O resultado de cada leilão já conduzido pela CCEE está disponível ao público em <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>.



Não se aplica. Como afirmado acima, a implementação das atividades de projeto a serem acrescentadas a este PoA não irão se basear ou não foram realizadas para assegurar uma política/regulamentação obrigatória.

A.4.4. Plano operacional, de gerenciamento e de monitoramento do programa de atividades:

A.4.4.1. Plano operacional e de gerenciamento:

O Deutsche Bank AG, Filial de Londres, que é a entidade coordenadora/gerencial (ECG), colocará em prática as disposições operacionais e gerenciais do PoA. Uma descrição completa das disposições operacionais e gerenciais estabelecidas pela ECG para a implementação do PoA é apresentada no documento "Procedimento Operacional para a inclusão das Atividades do Programa do MDL: *Programa de Atividades de Energia Eólica no Brasil*. Um resumo do plano de operacional e gerencial da ECG é apresentado abaixo. Uma versão completa do documento foi entregue ao EOD:

- (i) *Um sistema de contabilidade para cada atividade programática no âmbito do programa de atividades,*

A ECG tem encomendado a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais (doravante chamado de Consultor MDL) para implementar um sistema de manutenção de registros para a inclusão de CPAs no PoA proposto, que considera as seguintes informações: (a) data de inclusão no PoA, (b) nome da CPA, (c) número de referência do MDL, (d) nome das atividades do projeto envolvidos na CPA, (e) período de obtenção de crédito (datas inicial e final), (f) nome da planta, (g) local (município, estado e coordenadas do GPS), (i) descrição técnica do projeto, e (h) Referência às Portarias da ANEEL emitidas em favor da planta (Figura 4).

CPAs adicionados ao Programa de Atividades MDL								
Data de Inclusão	Nome da CPA	Ref	Período de Crédito		Informação da Usina			
			Data de início	Data de término	Nome	Localização	Coordenadas Geog.	Descrição Técnica
Não disponível ainda	Lajeado Grande I Wind Power Plant CPA	Não disponível ainda	01/jan/2014	30/dez/2020	Lajeado Grande I	São Francisco de Paula, RS	LAT: -29.1396 LONG: -50.6671	14 (cinco) turbinas eólicas com 1,8MW cada, tipo V100, fabricado pela VESTAS

Figura 4 - Sistema de registro de dados para a inclusão de CPAs no PoA proposto.

O sistema de manutenção de registros apresentados acima, visa certificar que todo(s) o(s) projeto(s) incluído(s) nas CPAs consideradas neste PoA serão identificados de forma exclusiva, evitando a dupla contagem das reduções de emissões.

Este sistema de manutenção de registros serão atualizados pelo Consultor MDL cada vez que uma CPA é incluída no PoA proposto. É importante mencionar que durante o processo de inclusão da CPA, melhorias no sistema de gestão do PoA podem ser propostas.



- (ii) Um sistema/procedimento para evitar dupla contagem, por exemplo, evitar o caso de inclusão de uma nova atividade programática que já tenha sido registrada como uma atividade de projeto do MDL ou como uma atividade programática de outro programa de atividades,

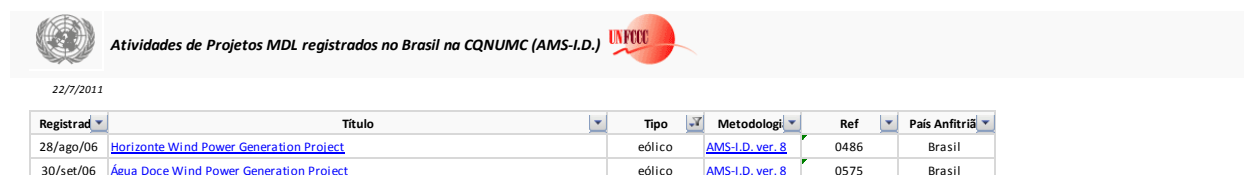
Além do sistema de conservação de registros no item (i) acima, para a inclusão de CPAs no PoA proposto, a ECG também comissionou o Consultor MDL a implementar um banco de dados para evitar a contabilidade dupla no momento da inclusão de uma nova CPA. Esse banco de dados considera as informações apresentadas no website da UNFCCC a respeito do Programa de Atividades do MDL registrado e das Atividades do Projeto do MDL brasileiro. Como apenas centrais elétricas eólicas serão incluídas no PoA proposto, apenas projetos do MDL brasileiros registrados do escopo 1 – setores de energia (fontes renováveis / não-renováveis) e que aplicam a ACM0002 “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” e AMS-I.D “Geração de eletricidade renovável conectada à rede” são consideradas.



22/7/2011

Registrado	Título	Tipo	Metodologia	Ref	País Anfitrião
28/dez/06	Osório Wind Power Plant Project	eólico	ACM0002 ver. 6	0603	Brasil

Figura 5 - Banco de dados para as atividades de projeto de MDL registradas usando ACM0002 no Brasil, em julho de 2011.



22/7/2011

Registrado	Título	Tipo	Metodologia	Ref	País Anfitrião
28/ago/06	Horizonte Wind Power Generation Project	eólico	AMS-I.D. ver. 8	0486	Brasil
30/set/06	Água Doce Wind Power Generation Project	eólico	AMS-I.D. ver. 8	0575	Brasil

Figura 6 - Banco de dados para as atividades de projeto de MDL registradas usando a AMS-I.D no Brasil, em julho de 2011



22/7/2011

Registrado	Título	Tipo	Metodologia	Ref	País Anfitrião
29/out/09	Methane capture and combustion from Animal Waste Management System (AWMS) of the	cap. Metano	AMS-III.D. ver. 13	2767	Brasil

Figura 7 – Banco de dados para Programa de Atividades do MDL brasileiro registrado

O banco de dados apresentado acima será atualizado pela ECG cada vez que um novo CPA é submetido para análise de sua inclusão no PoA de acordo com as informações disponíveis no website da UNFCCC. É importante mencionar que durante essa atualização, melhorias no sistema de gerenciamento do PoA podem ser propostas.

Na hora do recebimento de uma proposta de incluir um CPA sob esse PoA, a ECG procederá da forma descrita abaixo:



- (a) A ECG irá solicitar ao implementador da CPA que forneça ao Consultor MDL a documentação técnica da atividade de projeto proposta que está sendo considerada como uma CPA elegível a serem incluída no PoA;
- (b) O Consultor MDL verificará se a atividade do projeto proposta já está registrada como um CPA sob esse PoA através da análise do seu próprio sistema de conservação de registros de CPAs registrados;
- (c) O Consultor MDL verificará se o projeto proposto já está registrado sob o MDL através da análise do banco de dados de Atividade de projeto do MDL e Programa de Atividades do MDL registrados no Brasil;
- (d) A ECG, auxiliada pelo Consultor MDL, verificará se o projeto proposto está em conformidade com o critério de elegibilidade para a inclusão de um CPA no PoA conforme estabelecido na seção A.4.2.2 desse PoA;
- (e) A ECG estabelecerá um relacionamento com o implementador da CPA (através de uma carta de intenções ou contrato);
- (f) O contrato assinado entre a ECG e o implementador da CPA incluirá (mas não limitado) as seguintes declarações:
 - Declaração de participação voluntária: confirmação de ciência e concordância com as condições e responsabilidades implícitas relacionadas a esse PoA;
 - Declaração de conformidade: confirmação que o projeto proposto não busca o registro como um projeto de MDL único ou como parte de outro Programa de atividades.

Portanto, é a responsabilidade da ECG garantir que nenhuma contabilidade dupla ocorra junto com a confirmação dos implementadores do CPA. O sistema/procedimento apresentado acima será conduzido por pessoal competente e será revisado por colegas.

O sistema/procedimento da ECG para a inclusão de novos CPAs nesse PoA está resumido no diagrama apresentado abaixo:

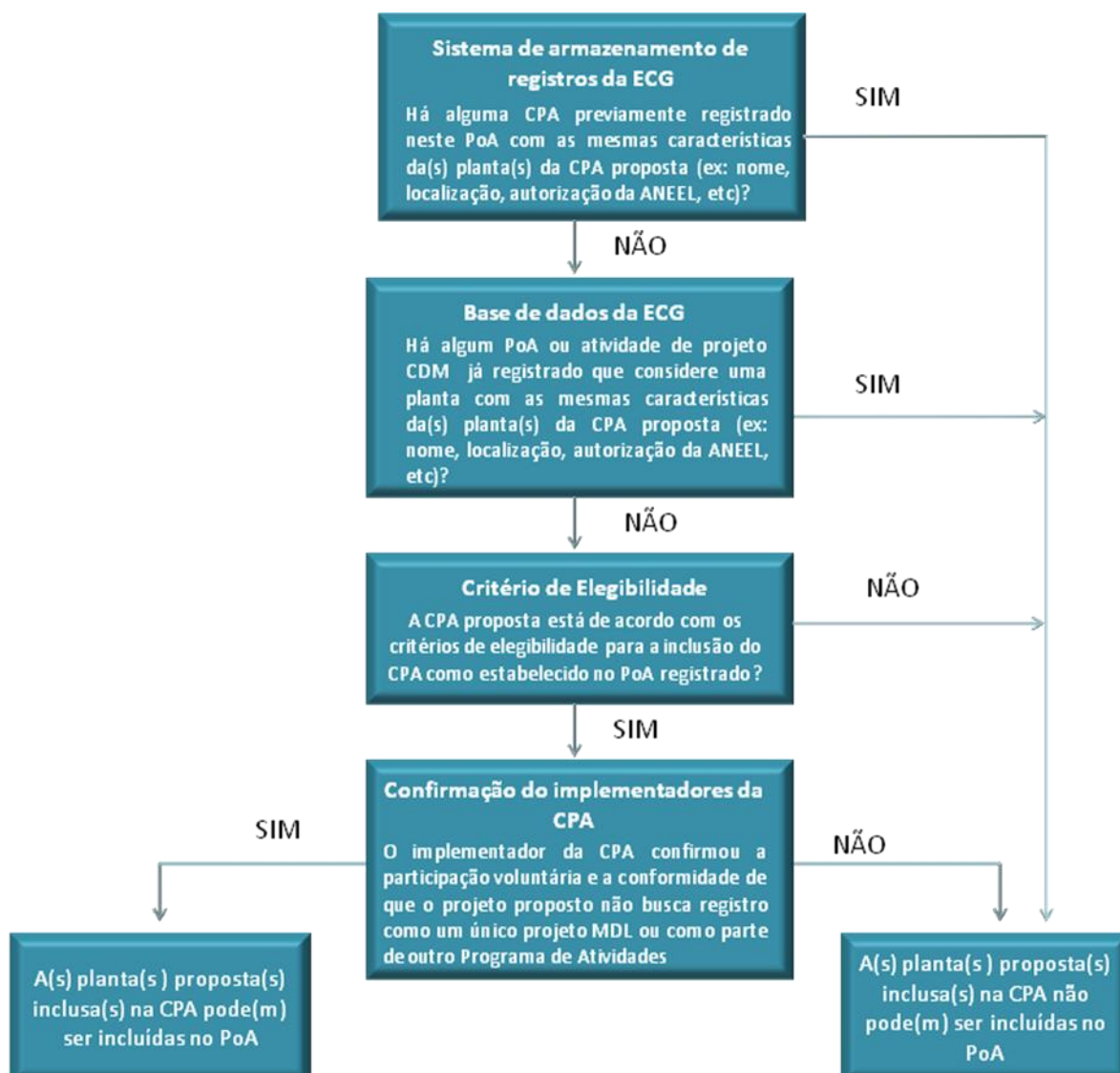


Figura 8 – Procedimento para evitar a contabilidade dupla ao incluir projeto(s) novo(s) no(s) CPA(s) para esse PoA
Uma nova CPA deverá ser incluída após a passagem no sistema/procedimento acima.

O sistema/procedimento apresentado acima garantirá que todo projeto incluso nos CPAs considerados nesse PoA será definido de modo único, assim evitando a contagem dupla de reduções de emissões nesse PoA.

(iii) *As disposições para assegurar que os operadores da atividade programática estejam cientes e tenham concordado com a participação da sua atividade em um programa de atividades;*

Para garantir que aqueles que estão operando o CPA estão cientes de e concordaram que sua atividade está sendo subscrita ao PoA proposto, o operador/implementador do CPA deve assinar uma



declaração de participação voluntária, declarando que concordou com as condições e responsabilidades implícitas.

A.4.4.2. Plano de monitoramento:

O monitoramento será realizado individualmente para cada CPA acrescentada ao PoA proposto. Todos os parâmetros descritos na seção E.7.1. serão monitorados pelos operadores do projeto das CPAs de acordo com os procedimentos estabelecidos na seção E.7.2. e serão submetidos periodicamente à entidade coordenadora (Deutsche Bank AG, Filial de Londres). A entidade coordenadora/gerenciadora bem como o proprietário do projeto irão armazenar os dados em formato eletrônico.

A verificação ocorrerá separadamente para cada CPA ou em grupos. Como descrito no plano de monitoramento do PoA, o monitoramento da geração de eletricidade pelas centrais geradoras eolielétricas segue os procedimentos estabelecidos pelo *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)* e pela *ANEEL* e *CCEE*. Esse procedimento garante que nenhuma contabilidade dupla ocorra e que o status de verificação pode ser determinado a qualquer hora para cada CPA.

De acordo com os procedimentos estabelecidos por essas entidades será possível monitorar a eletricidade total exportada para a rede. Além disso, as informações sobre energia serão controladas em tempo real pela CCEE. Após a definição física dos pontos de medição e a instalação do sistema de medição de faturamento e da infraestrutura de comunicação, os pontos de medição serão registrados no SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica) gerenciado pela CCEE. Cada ponto de medição de cada central geradora eolielétrica é reconhecido individualmente pelo sistema. Assim, as informações obtidas dessas fontes asseguram que não ocorra nenhuma contagem dupla.

A.4.5 Financiamento público do programa de atividades:

Não se aplica. Os proponentes do projeto confirmam por meio deste que nenhum financiamento público é usado no desenvolvimento do programa de atividades proposto.

SEÇÃO B. Duração do programa de atividades

B.1. Data de início do programa de atividades:

29/10/2011

OBSERVAÇÃO: Esta data representa aquela em que o PoA proposto tornou-se publicamente disponível no site da UNFCCC (início do processo de comentário público internacional).

B.2. Duração do programa de atividades:

28 anos – 0 mês.



C.1. Indique o nível em que é realizada a análise ambiental, segundo as exigências das modalidades e procedimentos do MDL. Justifique a escolha do nível em que a análise ambiental é realizada:

1. A análise ambiental é feita no nível do programa de atividades
2. A análise ambiental é feita no nível da atividade programática



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

De fato, o impacto ambiental dos projetos a serem incluídos no futuro neste PoA (*ou seja*, centrais geradoras eólicas) é considerado pequeno em comparação com as outras fontes de geração de eletricidade. De acordo com a Resolução nº 279⁹, datada de 27 de junho de 2001, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), as Centrais Geradoras Eólicas devem fazer uma avaliação do impacto ambiental simplificada para obter as licenças necessárias para o projeto. As autorizações exigidas por essa resolução são:

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

O processo inicia por uma análise prévia (estudos preliminares) realizada pelo patrocinador do projeto que é enviada à agência ambiental. Após o órgão ambiental local ter um entendimento positivo sobre o conceito ambiental do projeto, a Licença Prévia (LP) é emitida.

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

A Licença de Operação (LO) é o resultado dos testes pré-operacionais durante a fase de construção para verificar se todas as exigências feitas pelo órgão ambiental local foram realizadas.

C.2. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:

Não se aplica. Considerando as particularidades que podem ocorrer dependendo do local das CPAs, a análise ambiental e a documentação mencionada acima serão discutidas separadamente para cada um dos projetos no mesmo nível da CPA.

⁹ Disponível em <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res01/res27901.html>>. Acesso em 14 de julho de 2011.



C.3 Informe se, de acordo com as leis/regulamentações da Parte anfitriã, uma avaliação do impacto ambiental é exigida para uma atividade programática típica incluída no programa de atividades:

De acordo com as normas ambientais brasileiras, é necessária uma avaliação de impacto ambiental para cada CPA a ser acrescentada ao PoA proposto.

Como mencionado acima, a Resolução nº 279¹⁰, datada de 27 de junho de 2001, emitida pelo CONAMA, estabelece que as centrais geradoras eólicas devem fazer uma avaliação de impacto ambiental simplificada para obter as licenças necessárias para o projeto.

Nesse sentido, será feita uma avaliação de impacto ambiental simplificada separadamente para cada central elétrica, correspondendo então a uma CPA típica.

SEÇÃO D. Comentários dos atores

D.1. Indique o nível em que foram solicitados comentários dos atores locais. Justifique a escolha:

1. A consulta aos atores locais é feita no nível do programa de atividades ☒
2. A consulta aos atores locais é feita no nível da atividade programática ☐

O ator local foi conduzido no nível do PoA com base nas exigências da Autoridade Nacional Designada “Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima” para o pedido da Carta de Aprovação.

D.2. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:

De acordo com a Resolução nº 9, emitida em 20 de março de 2009¹¹, pela Autoridade Nacional Designada brasileira (Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima – CIMGC), a entidade coordenadora e gerenciadora que busca obter a Carta de Aprovação de um programa de atividades deve solicitar comentários, pelo menos, das seguintes instituições:

- Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (Secretaria Executiva da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima);
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento - FBOMS;

¹⁰ Disponível em <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res01/res27901.html>>. Acesso em 14 de julho de 2011.

¹¹ Disponível em <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0201/201258.pdf>. Acessado em 13 de julho de 2011.



- Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica representando as instituições nacionais relevantes cujo trabalho está direta ou indiretamente relacionada ao Programa de Atividades proposto;
- Ministério Público Federal.

Além disso, a Resolução nº 9 estabeleceu que todas as exigências relacionadas ao processo de aprovação para atividades de projeto do MDL deverão ser também aplicadas ao buscar a aprovação do programa de atividades. Nesse sentido, alguns dos procedimentos estabelecidos pela Resolução nº 7, emitida em 5 de março de 2008¹², também serão seguidos.

Além dos procedimentos estabelecidos na Resolução nº 9, a Resolução nº 7 também exige que no momento que as cartas forem enviadas, uma versão do CDM-PoA-DD no idioma local e uma declaração afirmando como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país devem ser disponibilizadas a esses atores, pelo menos 15 dias antes do início do processo de comentário público internacional.

As versões em português do CDM-PoA-DD, CDM-CPA-DD (tanto a genérica como a desenvolvida considerando um caso real) foram publicadas no web site <<http://sites.google.com/site/consultadcp/>> em 28/09/2011 que é também a data em que as cartas-convite foram enviadas aos agentes mencionados acima.

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

D.3. Síntese dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido ainda.

D.4. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido ainda.

SEÇÃO E. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento

E.1. Título e referência da metodologia de linha de base e monitoramento aprovada aplicada a cada atividade programática incluída no programa de atividades:

ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 12.3.0).

- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2.2.1);
- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 6.0.0);

¹² Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/>>.



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

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

E.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela se aplica a cada atividade programática:

A justificativa da escolha da metodologia ACM0002 e por que é aplicável a cada uma das CPAs a ser acrescentada ao PoA proposto está descrita em mais detalhes abaixo.

De acordo com as condições de aplicabilidade, a metodologia ACM0002 é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem uma adição de capacidade (c) envolvem uma modernização de planta(s) existente(s) ou (d) envolvem substituição de planta(s) existente(s).

As plantas consideradas em cada CPA são todas de geração de energia renovável interligada à rede (ou seja, centrais geradoras eólicas) e devem corresponder à opção (a) ou à opção (b) fornecidas no parágrafo acima.

A metodologia também fornece as seguintes condições:

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

As CPAs a serem acrescentadas ao PoA proposto consistirão da instalação das novas centrais elétricas eólicas.

– No caso de adições de capacidade, retrofits ou substituição (com exceção dos projetos de capacidade adição para que a geração de eletricidade da(s) central(is) elétrica(s) ou unidade(s) não é afetado): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissões da linha de base, e não houve adição da capacidade ou modernização da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto;

As CPAs consistirão da implementação de novas centrais elétricas eólicas. Portanto, essa condição de aplicabilidade não se aplica.



– *No caso de centrais hidrelétricas:*

- *Pelo menos uma das seguintes condições deve se aplicar:*
 - *A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem qualquer alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou*
 - *A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, em que o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m² após a implementação da atividade do projeto; ou*
 - *Os resultados da atividade do projeto em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m².*

No caso de centrais hidrelétricas usando os reservatórios múltiplos onde a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios for menor que 4 W/m² após a implementação da atividade do projeto todas as seguintes condições devem ser aplicadas:

- *A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4W/m²;*
- *Todos os reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas estão localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada;*
- *O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por qualquer outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto;*
- *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4W/m², é menor que 15MW;*
- *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4W/m², é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.*

Não se aplica. A CPA proposta não corresponde a uma central hidrelétrica.

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

- *Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;*
- *Centrais elétricas alimentadas com biomassa;*



- *Uma central hidrelétrica que resulta em um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente em que a densidade de potência do reservatório é menor do que 4 W/m².*

A CPA é elegível para o uso da ACM0002, pois ela não corresponde a nenhuma das restrições listadas acima. Além das condições de aplicabilidade da metodologia ACM0002, as condições de aplicabilidade das ferramentas usadas também devem ser avaliadas.

Para estimar as emissões da linha de base que ocorrem após a implementação da CPA é usada a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Essa ferramenta fornece os passos necessários para estimar o fator de emissão de CO₂, que consiste em uma “margem combinada”, para o deslocamento da eletricidade gerada pelas plantas interligadas a uma rede elétrica.

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

Nesse sentido, concluiu-se que não existem condições de aplicabilidade que evitem o uso dessa ferramenta para estimar o fator de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Brasileiro no contexto da atividade de projeto da CPA proposta.

E.3. Descrição das fontes e gases contidos no limite da atividade programática

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

Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8 que define um sistema único para a Rede Interligada Nacional, cobrindo todas as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste).¹³

A figura abaixo é uma ilustração do limite da CPA.

¹³ Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf>.

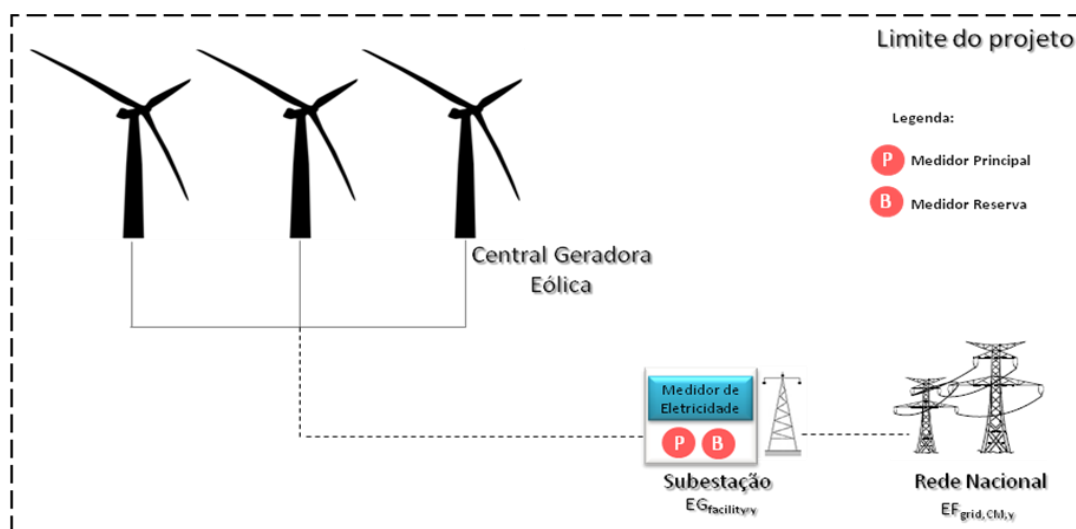


Figura 9: Limite da CPA

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

Tabela 3: Fontes de emissões incluídas ou excluídas no limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído(a) ?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do Projeto	Para centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	Não se aplica.		
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	Não se aplica.		
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	Não se aplica.		

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



As CPAs a serem incluídas no PoA proposto correspondem à instalação de uma nova central elétrica eólica interligada à rede. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base para essa opção é o seguinte:

- *Centrais geradoras eólicas totalmente novas:*

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

E.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade programática sendo incluída como programa de atividades registrado (avaliação e demonstração da adicionalidade da atividade programática): >>

E.5.1. Avaliação e demonstração da adicionalidade para uma atividade programática típica:

De acordo com os procedimentos fornecidos na metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, a adicionalidade de uma CPA típica deve ser avaliada e demonstrada através da aplicação da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”. Essa ferramenta fornece 4 passos para determinar se a atividade do projeto é adicional ou não, que estão mais detalhados a seguir.

Passo 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas vigentes

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:

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

Cenário 2: a atividade programática (CPA) proposta no âmbito do MDL sem estar registrada como uma atividade programática no âmbito do MDL.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:

Os dois cenários alternativos identificados acima estão em conformidade com todas as normas, e em conformidade com as seguintes entidades: ONS; ANEEL e as agências ambientais relevantes (em nível federal e estadual, quando aplicável).

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2



Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado:

A adicionalidade de uma CPA típica será demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento (opção III). As opções I e II não se aplicam a CPAs típicas a serem acrescentadas a este PoA considerando o seguinte:

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

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

Além disso, de acordo com o parágrafo 19, Anexo 5, EB62, a análise de benchmark foi identificada como o método mais adequado para demonstrar a adicionalidade da Atividade de projeto do MDL proposta, pois a alternativa à implementação da central geradora eolielétrica é o fornecimento de eletricidade da rede.

Subpasso 2b – Opção III - análise de benchmark

O indicador financeiro identificado para uma CPA típica do programa de atividades é ou a Taxa Interna de Retorno do Projeto (P-TIR) ou a Taxa Interna de Retorno do Acionista (E-TIR) calculada separadamente para cada fluxo de caixa do projeto. A TIR a ser apresentada na CPA será comparada ao benchmark adequado do setor elétrico (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB62), que é o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) para a TIR do projeto e Retorno de Capital Próprio (Ke) para a TIR de capital próprio. Preferivelmente, os dois indicadores serão calculados em termos reais.

Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Todas as hipóteses feitas e todos os dados usados para estimar o benchmark têm que ser apresentados à EOD. A planilha usada para cálculo do benchmark aplicável estará disponível com a ECG e também será fornecida à EOD. Os parâmetros usados no cálculo serão apresentados e discutidos separadamente em cada CPA.

O benchmark tem que ser calculado usando parâmetros que sejam padrão no mercado (p.ex., não relacionados à lucratividade esperada do patrocinador do projeto) considerando as informações do ano em que a decisão de construir a planta foi/é/será tomada. As justificativas do cálculo são apresentadas abaixo.



*Benchmark - Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)*¹⁴

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

O cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. Após o potencial de energia eólica ser descoberto, qualquer entidade corporativa pode obter a autorização do governo para construir uma central geradora eolielétrica. Além disso, até mesmo depois do proponente de projeto obter tal autorização, pode ser negociada depois. Além disso, o uso de um benchmark setorial é aplicável de acordo com a orientação fornecida em parágrafo 13, Anexo 5, CE 62.

O CMPC deve ser válido e aplicável no momento da decisão de investimento calculado através da fórmula a seguir:

$$\text{CMPC} = W_d \times K_d + W_e \times K_e, \text{ onde:}$$

W_e e **W_d** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. Os pesos serão obtidos nas Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos¹⁵, que considera um valor padrão para projetos do MDL. **K_d** e **K_e** são, respectivamente, o custo da dívida e o custo do capital próprio. Explicações detalhadas relativas aos dois cálculos são apresentadas a seguir.

*Custo da dívida (K_d)*¹⁴

K_d é o custo da dívida, que é observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já leva em conta os benefícios de impostos de contratação de dívidas. **K_d** também é derivado de empréstimos a longo prazo aplicados ao setor no Brasil, e portanto tem base em três variáveis, inclusive as taxas de juros da linha de crédito de esforço de financiamento do BNDES. K_d é calculado considerando a soma de:

- Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) (**a**);
- Remuneração do BNDES (**b**);
- Taxa de risco de crédito (**c**).

¹⁴ Deve ser determinado quando a CPA proposta usar a TIR do Projeto como indicador financeiro para demonstrar a adicionalidade.

¹⁵ Parágrafo 18, EB 62, Anexo 5. <http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf>



A TJLP (**a**) é um número variável do mercado que avalia a taxa da dívida a ser aplicada à parte média que toma empréstimo do BNDES. Este número é a maioria adjacente encontrada na parte da dívida dos tomadores de empréstimo do BNDES. A TJLP tem como base fatores pertencentes às taxas de mercado e o spread de taxas corporativas sobre o risco do governo.

A remuneração do BNDES (**b**) e a taxa de risco de crédito (**c**) são dois outros fatores que constituem a taxa da dívida que as empresas no Brasil encontram via BNDES. A remuneração do BNDES é a taxa fixada pelo BNDES para seus custos administrativos e operacionais, e para sua remuneração. Esta taxa varia de acordo com as políticas do BNDES, não é negociável e a taxa menos discutível na equação. Quanto à taxa de risco de crédito, cada ano o BNDES fornece limites inferiores e superiores para definir a sua margem de variação. Respeita sua percepção dos riscos e as políticas bancárias. Para fins de nosso cálculo e devido ao fato de que está sendo considerado o setor como um todo, estimamos essa taxa obtendo a média do limite superior da margem com a taxa estabelecida para empréstimos para a administração pública direta dos estados e cidades, que é a taxa mais baixa que pode ser fornecida a um investidor privado.

Dois outros componentes do cálculo de **Kd** são a alíquota do imposto marginal (**t**) e a previsão da inflação (**π**). No cálculo de **Kd**, a alíquota do imposto marginal (**t**) é multiplicada pelo Custo da dívida e depois pela razão dívida/custo total do capital para determinar a parte da dívida da fórmula do CMPC. No caso do Brasil e, especificamente, dos projetos de energia, esse fator do imposto pode ser de 34% (lucro real) ou 0% (lucro presumido). Isso é decidido pelo tipo específico do projeto e pelo regime de impostos no qual ele se enquadra.

Para serem elegíveis ao Lucro Presumido, as receitas das entidades corporativas devem ser inferiores a R\$ 48 milhões por ano (Artigo 13, Lei nº 9.718/1998)¹⁶.

No sistema de Lucro Presumido, 8% das vendas brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base para o cálculo do imposto de renda. Aplica-se a esse valor uma taxa de 25%, resultando no valor final do imposto de renda. Para o cálculo da contribuição social, 12% das vendas brutas além das receitas/ganhos financeiros são usados como base de cálculo. Aplica-se a esse valor uma taxa de 9%, resultando no valor final da contribuição social (conforme o Artigo 518 do Decreto Federal 3000, de 26 de março de 1999) (veja a Tabela 4 como exemplo).

¹⁶ Disponível para o público em português em <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>.



Tabela 4: Imposto de Renda e Contribuição Social (cálculo ilustrativo):

Imposto de Renda	\$
Faturamento bruto	1.000
Imposto de renda para lucro presumido (8%)	80
Receitas financeiras	500
Total do imposto de renda para lucro presumido	580
Imposto de renda devido (25%)	145
Contribuição Social	\$
Faturamento bruto	1.000
Contribuição social para lucro presumido (12%)	120
Receitas financeiras	500
Total da contribuição social para lucro presumido	620
Contribuição social devido (9%)	55,80

Fonte: KPMG. Investimentos no Brasil: Imposto. (2008)¹⁷.

Portanto, uma entidade corporativa que opte pelo esquema de lucro presumido paga a mesma alíquota de imposto de renda e contribuição social, sem importar seus custos, despesas, outros itens monetários, como juros a pagar, e itens não monetários, como depreciação, porque esses elementos não são dedutíveis nesse sistema.

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

Considerando as explicações acima, **Kd** é calculado através da seguinte equação:

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

Custo do capital próprio (Ke)¹⁸

Ke é o custo de capital próprio. De acordo com a opção b) fornecida no parágrafo 15 do Anexo 5, EB62, ele deve ser estimado usando as melhores práticas financeiras através do Modelo de Determinação do Preço dos Ativos Fixos – CAPM (do inglês *Capital Asset Pricing Model*) (mencionado como um

¹⁷ KPMG. Investimentos no Brasil: Imposto. São Paulo: Escrituras Editora, 2008. Disponível ao público em inglês no endereço eletrônico

http://www.kpmg.com.br/publicacoes/livros_tecnicos/Investment_in_Brazil10_out08.pdf

¹⁸ Deve ser determinado quanto a CPA proposta usar tanto a TIR do Projeto quanto a TIR do acionista como indicador financeiro para demonstrar a adicionalidade.



método apropriado para o cálculo de benchmarks na orientação 14, anexo 5, EB62). Este método considera o risco associado em investir no setor elétrico brasileiro, que nos últimos anos tem se tornado cada vez mais competitivo devido aos leilões conduzidos pelo governo.

K_e é a soma dos seguintes parâmetros:

- Taxa livre de riscos (**R_f**);
- Prêmio de risco do capital próprio (**R_m**);
- Estimativa do prêmio pelo risco país (**R_c**);
- Risco setorial (**β**)

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

Para ajustar a taxa livre de riscos (**R_f**) à taxa de inflação ajustada, foi reduzida a taxa de inflação esperada (dos Estados Unidos) (**π'**). A Nota do Tesouro de 10 anos (**$^{\wedge}TNX$**), e as TIPS (Títulos do Tesouro protegidos da inflação, do inglês, Treasury Inflation Protected Securities) é considerada para efeito de cálculo, e é facilmente cotada no Mercado dos EUA. O índice **$^{\wedge}TNX$** incorpora em seu valor a inflação, ao passo que o TIPS é um índice sem inflação. A subtração dos valores médios do período escolhido do **$^{\wedge}TNX$** e do TIPS resulta na inflação estimada. Não existe necessidade de ajuste para a inflação esperada do Brasil ao lidar com uma taxa de atratividade em termos reais.

O risco setorial é a sensibilidade média de empresas comparáveis nesse setor em relação aos movimentos no mercado subjacente. O parâmetro considerado para o risco setorial é o beta " **β** ", obtido da correlação entre os retornos de empresas dos EUA do setor e o desempenho dos retornos do mercado dos EUA. **β** foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. **β** ajusta o prêmio do mercado ao setor.

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

Observe que na fórmula acima existe o fator EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus, Índice de Títulos de Mercados Emergentes), considerado como o prêmio pelo risco país, **R_c** . Este fator leva em conta o risco país ou soberano embutido na dívida de um país. Considerando que o EMBI+ relativo ao



mercado de dívida livre de riscos dos EUA é 0, então o EMBI+ do Brasil seria calculado para o risco adicionado ou reduzido relativo dos mercados de dívida do Brasil em relação aos EUA.

A justificativa da adição do EMBI+ à taxa livre de riscos vem das vastas diferenças com os Estados Unidos em fatores como risco de crédito, histórico de inflação, política, mercados de dívida e outros. Ignorar essas diferenças resultaria na aplicação incorreta de fatores ambientais relevantes no processo de tomada de decisão de um investidor no Brasil.

Como mencionado no cálculo de **Kd** para obter a taxa do fluxo de caixa real, o número da meta para a inflação (π) no Brasil é reduzido do número nominal obtido do Banco Central do Brasil.

Considerando a explicação acima, K_e é calculado através da seguinte equação:

$$K_e = [(1 + R_f) / (1 + \pi') - 1] + (\beta \times R_m) + R_c$$

Indicador financeiro - Taxa Interna de Retorno do Projeto ou Acionista (P/E-TIR)

Como mencionado acima, o indicador financeiro identificado será a Taxa Interna de Retorno (TIR), que pode ser a TIR do Projeto (P-TIR) ou a TIR do Acionista (E-TIR). A TIR do Projeto pode ser comparada com o CMPC e a TIR do Acionista com o Retorno sobre o Capital Próprio (K_e)¹⁹. O fluxo de caixa de cada projeto será calculado considerando uma vida útil estimada de 20 anos²⁰.

A tabela apresentada abaixo fornece uma lista dos valores principais de entrada assim como uma breve justificativa do seu uso. Os valores usados serão apresentados na CPA. Além disso, os documentos que evidenciam todos os valores de entrada mencionados, usados para estimar a TIR, têm que ser fornecidos à EOD e a planilha de cálculo da TIR tem que ser anexada à CPA.

Tabela 5: Parâmetros e a justificativa dos dados utilizados na análise de investimento.

Parâmetro	Justificativa/fonte das informações usadas
Capacidade instalada (MW)	Preferivelmente com base na concepção do projeto do parque eólico e apoiada pela certificação eólica.
Fator de Capacidade da Planta †	Valor estimado pela empresa de certificação eólica com probabilidade de 50% (P50). O uso do relatório de certificação eólica está de acordo com o parágrafo 3(b) do Anexo 11, EB 48. Essa faixa de probabilidade representa uma probabilidade de 50:50 de uma geração maior ou menor de eletricidade pela planta e pode ser considerada conservadora. Por exemplo, as instituições financeiras geralmente consideram P90 no contrato de financiamento.

¹⁹ Orientação 12, Anexo 5, EB 62, link: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf>.

²⁰ O período máximo de avaliação é considerada para efeito de cálculo, e é facilmente cotada no Mercado dos EUA é o recomendado pela orientação 3, Anexo 5, EB 62. Link: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf>.



<i>Preço (R\$/MWh)</i>	O preço considerado na análise de investimentos é derivado do CCVE quando disponível, ou com base no <i>Preço de Liquidação das Diferenças – PLD</i> .
<i>Taxa TUST/TUSD</i>	No Brasil, os produtores de eletricidade que usam fontes renováveis recebem um desconto de 50% na taxa TUST (<i>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão</i>) ou na taxa TUSD (<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i>). Esse desconto visa aumentar os investimentos em projetos de energia renovável e deverá ser considerado como política do Tipo E-, como definido no Anexo 3, EB 22. Além disso, de acordo com esse esclarecimento, não é necessário considerar as políticas do tipo E- ²¹ no desenvolvimento do cenário da linha de base, se implementado após 11 de novembro de 2001. A redução da taxa TUST/TUSD foi estabelecida pela ANEEL, Resolução nº 77 datada de 18/08/2004 ²² . Portanto, o desconto não será levado em consideração.
<i>IPI%</i>	<i>Imposto sobre produtos Industrializados – IPI</i> significa um imposto cobrado sobre produtos industrializados. Desde 2009, o governo federal concordou em isentar as turbinas eólicas de pagar este imposto. Considerando que esta política é específica para turbinas eólicas, ou em vez disso, a política cria incentivos para tecnologias menos intensivas na emissão de GEE (política do Tipo E), a isenção não foi considerada.
<i>Investimento (R\$1.000)</i>	Preferivelmente com base nas cotações dos fabricantes e nas dos provedores de serviços EPC.

† Dependendo do ponto de conexão da planta (sistema distribuição ou transmissão) esse valor pode considerar as perdas na transmissão do sistema. As perdas de transmissão são determinadas no Centro de Gravidade do Sistema Interligado Nacional e podem ser confirmadas usando o relatório publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, disponível em www.ccee.org.br

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade deve ser realizada separadamente para cada CPA alterando os seguintes parâmetros:

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

Aqueles parâmetros foram selecionados como sendo os mais prováveis para oscilar ao longo do tempo. Além disso, essas variáveis constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto (parágrafo 20 do Anexo 5, EB62). Em primeiro lugar, foi realizada a análise de

²¹ Do parágrafo 6.b) do Anexo 3, CE 22 Tipo E- as políticas são *nacionais e/ou políticas ou normas setoriais que dão vantagens comparativas às tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões (p.ex., os subsídios públicos para promover a difusão da energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética)*.

²² Disponível em português em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acessado em 02/09/2011.



sensibilidade alterando cada um desses parâmetros em 10% e avaliando qual foi o impacto na TIR do Projeto ou na TIR do Acionista (parágrafo 21 do Anexo 5, EB62).

Foi realizada uma simulação alterando os parâmetros mencionados acima para verificar possíveis cenários onde a TIR do Projeto ou Acionista, qual for aplicável, igualaria o benchmark correspondente. Independentemente do resultado, será apresentada uma avaliação da probabilidade de ocorrência do cenário.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3

Passo 3. Análise de barreiras

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

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

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

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

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4

Passo 4. Análise da prática comum

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

Não aplicável uma vez que a atividade de projeto proposta é listada como uma das medidas descritas no parágrafo 6 da ferramenta, como discutido abaixo.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Não aplicável uma vez que a atividade de projeto proposta é listada como uma das medidas descritas no parágrafo 6 da ferramenta, como discutido abaixo.

De acordo com o parágrafo 47 da ferramenta de adicionalidade, uma abordagem gradual deve ser aplicada durante a realização da análise da prática comum. Além disso, a ferramenta lista as medidas para as quais o método é aplicável.

A CPA típica a ser incluída no PoA proposto combina com a opção (b) - *Mudança de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia (incluindo a melhoria da eficiência energética, bem como utilização de energias renováveis)* - já que consiste de uma mudança de uma eletricidade de rede a geração de



energia de centrais elétricas eólicas²³. Portanto, somente as centrais geradoras eolielétricas foram consideradas nesta análise da prática comum.

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

Tendo em conta a concepção de saída ou a capacidade da CPA proposta, a gama aplicável a saída de concepção ou capacidade instalada a ser considerada, enquanto que a condução da análise da prática comum, como estabelecida acima é determinado de acordo com este passo.

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

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

(i) *Produto*

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

(ii) *Área geográfica aplicável*

A ferramenta de adicionalidade afirma:

"A área geográfica aplicável abrange o país anfitrião inteiro, por padrão; se a tecnologia aplicada no projeto não for específica do país, a área geográfica aplicável deve ser estendida a outros países".

A tecnologia a ser aplicada no projeto não é específica ao país. Não obstante, o Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados²⁴ (com mais de 4.000 km de distância no eixo norte-sul, bem como no eixo leste-oeste) e seis regiões climáticas: subtropical, semi-árida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida).

Estas variações climáticas obviamente têm uma forte influência nos aspectos técnicos relacionados à implementação de parques eólicos, uma vez que os eventos meteorológicos têm uma forte influência sobre o regime eólico. Como citado por VESELKA²⁵, *o clima afeta todos os principais aspectos do setor*

²³ Analogamente ao exemplo dado no Anexo 8 do CE 62.

²⁴ Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/areateritorial/principal.shtm>. Acessado em 18 de abril de 2011.

²⁵ VESELKA, T. D. Balance power [Equilíbrio de energia]: A warming climate could affect electricity. Geotimes. Earth, energy and environment news [Um clima quente poderia afetar a eletricidade. Geotimes. Notícias sobre a Terra, energia e meio

de energia elétrica, desde a geração de eletricidade, sistema de transmissão e distribuição à demanda de consumo de energia. Portanto, é razoável assumir que a tecnologia pode variar consideravelmente de local para local dentro do país.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica, todas as regiões do país têm algum potencial de geração de eletricidade usando o vento, no entanto, o maior potencial de energia eólica está localizado na região nordeste do país, onde a maioria dos projetos em operação está localizada (Figura 10).

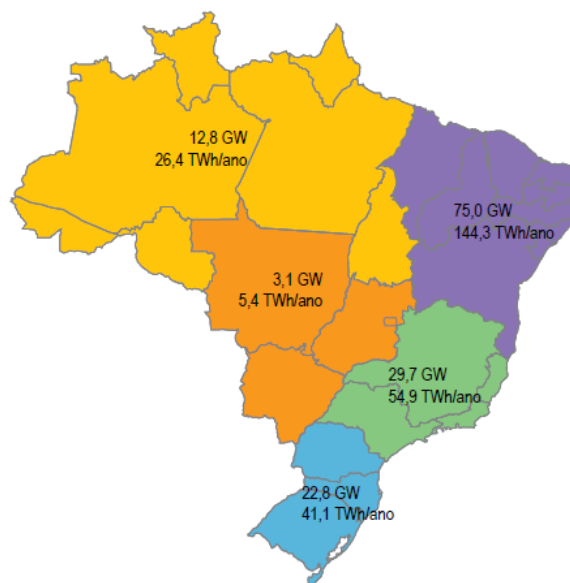


Figura 10: Potencial de recurso eólico brasileiro²⁶.

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

Apenas para fins de referência, par ao segundo semestre de 2011 até o primeiro semestre de 2012, a TUSD no estado de Alagoas (localizado na mesma região que Rio Grande do Norte) era de R\$ 7,35/kW e R\$ 3,51/kW no estado do Rio Grande do Norte (menos da metade do que Alagoas). Os dois estados estão localizados na região nordeste do país.

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

ambiente]. American Geological Institute [Instituto Geológico dos EUA]: Agosto de 2008. Disponível em: <http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>.

²⁶ ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3 ed. – Brasília: Aneel, 2008. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/EdicaoLivros2009atlas.cfm>>. Acessado em 18 de abril de 2011.



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

Em resumo, tendo em conta as definições apresentadas acima, só centrais elétricas eólicas interligadas à rede; com uma capacidade instalada na faixa estabelecida no *Passo 1* acima e localizadas no mesmo estado que o em que a planta considerada em uma CPA típica será implementada serão levadas em consideração ao realizar a análise da prática comum.

Outras atividades de projeto do MDL, definidas pela ferramenta como aquelas *registradas (...)* e que *tenham sido publicadas no website da UNFCCC para consulta pública internacional como parte do processo de validação* não precisam ser levadas em consideração. Além disso, a análise da prática comum só compreende plantas que se tornaram operacionais antes da data de início identificada para a CPA sob consideração.

O resultado de N_{all} para a faixa acima identificado no *Passo 1* é determinado pelo conjunto de plantas considerado identificado de acordo com os critérios acima discutidos. Uma lista contendo o conjunto resultante de plantas vai ser fornecida ao EOD.

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

De acordo com a ferramenta metodológica “*Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade*”, tecnologias diferentes são as que entregam a mesma geração e diferem em pelo menos um dos seguintes itens (conforme apropriado no contexto de área geográfica aplicável e medida aplicada nas CPAs propostas):

(a) *Fonte de energia/combustível*

Apenas a geração de energia da fonte de eólica (centrais elétricas eólicas) deve ser considerada nessa análise.

(b) *Matéria-prima*

Não se aplica.

(c) *Tamanho da instalação (capacidade energética):*

(i) *Micro (conforme definição do parágrafo 24 da Decisão 2/CMP.5 e parágrafo 39 da Decisão 3/CMP.6);*

(ii) *Pequena (conforme definição do parágrafo 28 da Decisão 1/CMP.2);*



(iii) *Grande.*

Não se aplica.

(d) *Clima de investimento na data da decisão do investimento, inter alia:*

(i) *Acesso à tecnologia*

Centrais elétricas eólicas podem diferir significativamente entre si, considerando a região a ser implementado, clima, topografia, disponibilidade de linhas de transmissão, direção e velocidade do vento, etc. Por isso, dependendo do local do projeto, as diferenças relacionadas a aspectos técnicos de projetos de centrais elétricas eólicas têm influência na sua implementação, mesmo se os projetos de centrais elétricas eólicas estiverem localizados na mesma região. Considerando que essas diferenças técnicas obviamente têm influência no investimento/financiamento de um projeto e que os patrocinadores do projeto possuem diferentes capacidades de investimento, as informações financeiras deverão ser consideradas quando forem analisados projetos. Se informações ou incentivos financeiros estiverem acessíveis ou disponíveis ao público, essas informações deverão ser usadas na análise seguindo a ferramenta de adicionalidade; caso contrário, esse critério poderá ser excluído da análise da prática comum.

(ii) *Subsídios ou outros fluxos financeiros*

Se subsídios de outros fluxos financeiros foram identificados para outros projetos (apesar dessas informações nem sempre estarem disponíveis publicamente), ele têm que ser considerados como tecnologias diferentes do(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) incluso(s) no CPA.

(iii) *Políticas promocionais*

Conforme mencionado na seção A.4.3, PROINFA é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica lançado pelo governo brasileiro em 2002. Esse programa fornece melhores tarifas através dos CCVEs de longo prazo. Por isso, os projetos que tem participado no PROINFA não podem ser comparados com os projetos que não recebem esse tipo de incentivo. Já que o(s) projeto(s) a ser(em) incluso(s) no CPA não recebe(m) incentivo do PROINFA, os projetos do PROINFA foram considerados como tecnologia diferente do(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) incluído(s) no CPA.

(iv) *Normas legais*

Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Embora outras iniciativas com o objetivo de aumentar a geração de eletricidade no país fossem tomadas entre 1990 e 2003; elas não atraíram novos investimentos para o setor. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e novas instituições criadas como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – uma instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico com a função de avaliar, em uma base



perene, a segurança do fornecimento de energia elétrica – e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – uma instituição responsável pelo gerenciamento da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado. Essa nova estrutura foi aprovada pelo Congresso e publicada em março de 2004²⁷. Dado o novo marco regulatório, os participantes do projeto tem de considerar apenas os projetos que entraram em operação a partir de abril de 2004. Projetos que iniciaram as operações antes do novo quadro de eletricidade foram considerados com de tecnologia diferente do(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) incluído(s) no CPA.

(e) *Outras características, inter alia:*

(i) *Custo unitário da geração (os custos unitários são considerados diferentes se diferirem pelo menos 20%);*

Conforme mencionado no item “acesso à tecnologia”, os Participantes do projeto devem dar seu melhor para fazer uma comparação razoável apesar de informações relacionadas ao custo unitário de geração nem sempre estarem disponíveis.

Resultado: Considerando os critérios acima mencionados em conjunto com os resultados dos *Passos 1 e 2* acima, N_{diff} consistirá principalmente em projetos a iniciar operações a partir de abril de 2004 em diante, sem acesso aos incentivos do PROINFA.

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

O fator F e o resultado de $N_{all}-N_{diff}$ serão calculados dos resultados apresentados acima. Se o fator F for menor do que 0,2 e $N_{all}-N_{diff}$ for menor do que 3, então o(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) incluído(s) no CPA **não** é(são) considerado(s) “prática comum”. Portanto, a CPA é adicional.

E.5.2. Critérios e dados fundamentais para avaliar a adicionalidade de uma atividade programática:

Os critérios fundamentais para avaliar a adicionalidade de uma CPA a ser incluída no PoA proposto estão detalhados abaixo:

Passo 1 – Tem que ser confirmado que os cenários alternativos apresentados na seção E.5.1 do CDM-PoA-DD são confiáveis e atendem à legislação e normas obrigatórias no momento da validação da CPA.

²⁷ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm



Passo 2 – A análise de investimentos de uma CPA típica deve ser conduzida conforme descrita na seção E.5.1. no CDM-PoA-DD. O resultado deve demonstrar que indicador financeiro do projeto é menor que o benchmark correspondente, assim, mostra de modo inequívoco que o projeto não é a alternativa mais econômica ou financeiramente atraente.

Passo 3 – Não se aplica

Passo 4 – A análise da prática comum de uma CPA típica deverá ser realizada analisando as centrais geradoras eolielétricas implementadas dentro do limite do PoA, aplicando a abordagem gradual apresentada na seção E.5.1. de CDM-PoA-DD com relação a um banco de dados oficial e disponível ao público (por exemplo, o banco de dados da ANEEL). Se qualquer opção semelhante for identificada, o porquê a existência de um projeto semelhante não contradiz o resultado do passo 2 e/ou 3 do teste de adicionalidade deverá ser discutido.

E.6. Estimativa das reduções de emissões de uma atividade programática:
--

E.6.1. Explicação das escolhas metodológicas fornecidas na metodologia aprovada de linha de base e monitoramento aplicada, selecionada para uma atividade programática típica:

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base de uma CPA típica são determinadas seguindo os procedimentos estabelecidos pela metodologia ACM0002. Pela metodologia *"As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em decorrência da atividade do projeto. A metodologia considera que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por centrais elétricas interligadas à rede existentes e pela adição de novas centrais elétricas interligadas à rede"*.

O cálculo do fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue, como recomendado pela ACM0002, os procedimentos estabelecidos na ferramenta metodológica *"Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"*. De acordo com essa ferramenta, os Participantes do Projeto deverão aplicar seis passos para calcular o fator de emissão da linha de base como apresentado em mais detalhes a seguir.

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

De acordo com a ferramenta, *"Se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, esses delineamentos devem ser usados. Se esses delineamentos não estiverem disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e qualquer sistema elétrico interligado e justificar e documentar suas hipóteses no MDL-DCP"*.

A AND brasileira publicou a Resolução nº 8, emitida em 26 de maio de 2008, que define a Rede



Interligada Nacional como um sistema único que cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Assim, esse número será usado para calcular o fator de emissão da linha de base da rede.

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

Foi escolhida a Opção I da ferramenta que é incluir somente as centrais elétricas da rede no cálculo.

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

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é feito com base em um dos seguintes métodos:

- (a) OM simples ou
- (b) OM simples ajustada ou
- (c) OM da análise dos dados de despacho ou
- (d) OM média.

A análise dos dados de despacho não é uma opção disponível para o cálculo da margem de operação, pois é aplicável somente ao período *ex-post*. A margem de operação simples poderá ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis²⁸ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. Tabela 6 mostra a participação da energia hidrelétrica na produção total de eletricidade para o Sistema Interligado Nacional. Os resultados mostram a não aplicabilidade da margem de operação simples à Atividade de Projeto do MDL proposta.

Tabela 6 - Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema interligado nacional, 2007 a 2011

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
2007	92,79%
2008	88,62%
2009	93,27%
2010	88,77%
2011	91,18%

Fonte: ONS: Histórico de Geração, 2011. Disponível em <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>.

A quarta alternativa, uma margem de operação média, é uma simplificação excessiva e não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade do projeto na margem de operação. O uso do método da análise



dos dados de despacho é aplicável somente ao período *ex-post* para determinar o fator de emissão, que não é o período escolhido pelos participantes do projeto. Portanto, a margem de operação simples ajustada será usada para determinar o fator de emissão da rede.

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

De acordo com a ferramenta “o fator de emissão da OM simples ajustada ($EF_{grid,OM-adj,y}$) é uma variação da OM simples, em que as centrais elétricas / unidades geradoras (incluindo as importações) são separadas em fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (m).”

A OM simples ajustada foi calculada com base na geração líquida de eletricidade e em um fator de emissão de CO₂ para cada unidade geradora – ou seja, de forma similar à **Opção A** do método de OM simples – como a seguir:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

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

λ_y = Fator que expressa a porcentagem de tempo em que as unidades geradoras de baixo custo/inflexíveis ficam na margem no ano y

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

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

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

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

m = Todas as unidades geradoras da rede que alimentam a rede no ano y com exceção das de baixo custo/inflexíveis

k = Todas as unidades geradoras da rede de baixo custo/inflexíveis que alimentam a rede no ano y

y = O ano relevante conforme a época dos dados selecionados no Passo 3

Determinação de $EF_{EL,m,y}$

Considerando que somente os dados sobre geração de eletricidade e os tipos de combustível usados

²⁸ Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar.



em cada uma das unidades geradoras estavam disponíveis, o fator de emissão foi determinado com base no fator de emissão de CO₂ do tipo de combustível usado e na eficiência da unidade geradora, de acordo com a **Opção A2** do método OM simples. Foi usada a seguinte fórmula:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \cdot 3.6}{\eta_{m,y}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

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

$EF_{CO_2,m,i,y}$ = Fator de emissão de CO₂ médio do tipo de combustível i usado na unidade geradora m no ano y (tCO₂/GJ)

$\eta_{m,y}$ = Eficiência energética média líquida de conversão da unidade geradora m no ano y (razão)

m = Todas as unidades geradoras que alimentam a rede no ano y com exceção das de baixo custo/inflexíveis

y = O ano relevante conforme a época dos dados selecionados no Passo 3

Determinação de $EG_{m,y}$

As informações usadas para determinar este parâmetro foram fornecidas pelo ONS, que é uma fonte oficial, como recomendado pela ferramenta. ONS é uma entidade corporativa sem fins lucrativos, fundado em 26 de agosto de 1998, e responsável pela coordenação e controle da operação de instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob a supervisão e regulamentação da ANEEL²⁹.

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

Em termos de período, foi escolhida a **opção 1**. Nesse sentido, a margem de construção foi calculada usando as informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m quando do envio do CDM-PoA-DD à EOD, ou seja, 2010.

O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção foi determinado de acordo com a diretriz fornecida pela ferramenta, conforme discutido em detalhes na seção E.6.2 abaixo. A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima no passo 4.

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

O cálculo da margem combinada é feito com base no método **a)** fornecido pela ferramenta, como a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad \text{Equação 3}$$

²⁹ http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en



Onde:

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

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

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

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

De acordo com a ferramenta, para atividades de projeto de geração de energia eólica, como é o caso de uma CPA típica a ser acrescentada ao PoA proposto, os pesos são $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$.

Emissões do Projeto (PE_y)

De acordo com a ACM0002, para a maioria das atividades do projeto de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. No entanto, algumas atividades de projeto podem envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Essas emissões deverão ser consideradas emissões do projeto usando a equação a seguir:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

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

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto decorrentes do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂e);

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

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

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

De acordo com a metodologia, apenas projetos geotérmicos e termo-solares devem considerar emissões do consumo de combustíveis fósseis. Portanto, no caso da CPA proposta, $PE_{FF,y} = 0$ tCO₂e.

Emissões decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não-condensáveis ($PE_{GP,y}$)

Como a CPA a ser considerada no contexto do PoA proposto consiste na construção de uma central geradora eolielétrica, não existem emissões relacionadas a gases não condensáveis decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto, $PE_{GP,y} = 0$ tCO₂e.

Emissões a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)

Novos projetos de centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios devem considerar emissões de CH₄ e CO₂ a partir dos reservatórios. Considerando que uma CPA típica consiste na construção de uma nova central geradora eolielétrica, não existem emissões a partir de reservatórios de



água. Portanto, $PE_{HP,y} = 0 \text{ tCO}_2\text{e}$.

Cálculo das fugas (LE_y)

De acordo com a metodologia, “nenhuma emissão de fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas”. Assim, as emissões das fugas relacionadas à implementação da atividade do projeto proposta são $0 \text{ tCO}_2\text{e}$.

Reduções de emissões (ER_y)

De acordo com as explicações fornecidas acima, emissões do projeto e de fugas para o tipo de projeto que está sendo considerado no contexto do PoA proposto são zero. As reduções de emissões pelo projeto são iguais às emissões de linha de base. Para obter os procedimentos detalhados dos cálculos a serem aplicados em cada CPA, consulte a seção E.6.2. abaixo.

E.6.2. Equações, inclusive valores paramétricos fixos, a serem usados para calcular as reduções de emissões de uma atividade programática:

Emissões da linha de base (BE_y)

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

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- BE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2);
- $EG_{PJ,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh);
- $EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO_2/MWh).

As CPAs a serem acrescentadas no PoA no futuro consistirão de novas centrais elétricas eólicas. Portanto, o $EG_{PJ,y}$ é determinado da seguinte forma:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

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

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

A quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta do projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$, em MWh) é determinada, para fins da estimativa ex-ante, como sendo igual a capacidade instalada de cada planta multiplicada pelo fator de capacidade - conforme determinado pela Certificação Eólica (opção b, Anexo 11, EB48) especialmente realizada para o local considerado na CPA – e pelo número de horas previstas para a planta ficar em operação durante o ano y .

O cálculo do fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue os passos estabelecidos na “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”. Os resultados são apresentados abaixo.

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

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

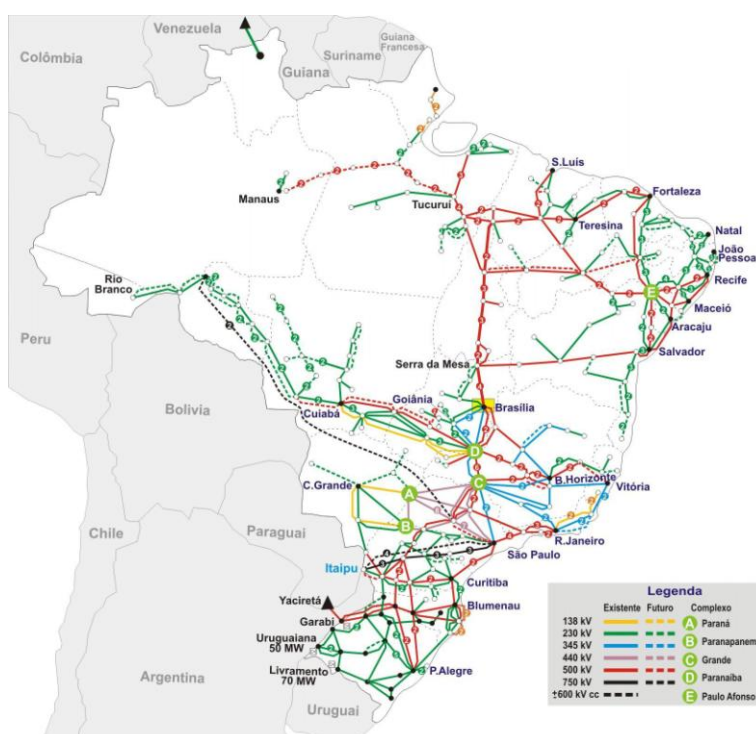


Figura 11: Sistema Interligado Nacional. (Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico)

- **PASSO 2** – *Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do*

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificação/adição de cabeçalhos ou logotipo, formato ou fonte.



projeto (opcional)

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

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

A margem de operação simples ajustada foi o método selecionado para o cálculo desse parâmetro. Consulte a seção E.6.1. para obter a justificativa adequada.

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

Uma planilha contendo todos os dados usados para determinar a margem de operação foi fornecida à EOD. O resultado é apresentado a seguir.

$$EF_{grid,OM-adj,y} = 0,2609 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

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

Como descrito acima na seção E.6.1., o período *ex-ante* foi a opção escolhida para determinar a margem de construção (opção 1).

O grupo de amostra das unidades geradoras *m* usadas no cálculo da margem de construção foi identificado seguindo o procedimento fornecido pela ferramenta. O resultado é discutido abaixo e é apresentado em detalhes na planilha fornecida à EOD que também está anexada ao CDM-PoA-DD.

(a) *Identificar o conjunto de cinco unidades geradoras, excluindo aquelas registradas como atividades de projeto do MDL, que começaram a fornecer energia à rede mais recentemente ($SET_{5-units}$) e determinar sua geração anual de eletricidade ($AEG_{SET-5-units}$, em MWh);*

Com base nas informações consolidadas mais recentes as $SET_{5-units}$ são: UTE Linhares, UHE Salto Pilão, UTE Camaçari, UTE Tocantinópolis e UTE Viana. A eletricidade gerada por este conjunto de plantas ($AED_{SET-5-units}$) em 2010 foi de 662.143 MWh.

(b) *Determinar a geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto, excluindo as unidades geradoras registradas como atividades de projeto do MDL (AEG_{total} , em MWh). Identificar o conjunto de unidades geradoras, excluindo as unidades geradoras registradas como atividades de projeto do MDL, que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede mais recentemente e que compreendem 20% do AEG_{total} (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração total de tal unidade será incluída no cálculo) ($SET_{\geq 20\%}$) e determinar sua geração de eletricidade anual ($AEG_{SET-\geq 20\%}$, em MWh);*

Sem considerar as atividades de projeto do MDL, em 2010, o sistema elétrico brasileiro gerou (AEG_{total}) 465.919.678 MWh. Grande parte das plantas compreende 20% do AEG_{total} . Esta informação ($SET_{\geq 20\%}$) pode ser verificada na planilha de cálculo anexada a este CDM-PoA-DD. A geração de eletricidade anual de $SET_{\geq 20\%}$, correspondente ao parâmetro $AEG_{SET-\geq 20\%}$, é de 93.183.936 MWh.



- (c) De $SET_{5-units}$ e $SET_{\geq 20\%}$ selecionar o conjunto de unidades geradoras que compreendem a maior geração de eletricidade anual (SET_{sample}); Identificar a data em que as unidades geradoras em SET_{sample} começaram a fornecer eletricidade à rede. Se nenhuma das unidades geradoras em SET_{sample} iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos, então utilizar o SET_{sample} para calcular a margem de construção. Ignorar os passos (d), (e) e (f).

Dos dados apresentados nos itens (a) e (b), pode-se observar que $SET_{\geq 20\%}$ é maior que $SET_{5-units}$. Portanto, SET_{sample} corresponde a $SET_{\geq 20\%}$. A planta mais antiga constituía no SET_{sample} iniciado para fornecer eletricidade à rede em janeiro de 1998. Portanto, os passos (d), (e) e (f) da ferramenta são aplicáveis.

- (d) Excluir de SET_{sample} as unidades geradoras que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos. Incluir nesse conjunto as unidades geradoras registradas como atividade de projeto do MDL, iniciando pelas unidades geradoras que começaram a fornecer eletricidade para a rede mais recentemente, até a geração de eletricidade do novo conjunto abranger 20% da geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo) na medida do possível. Determinar para o conjunto resultante ($SET_{sample-MDL}$) a geração anual de eletricidade ($AEG_{SET-sample-MDL}$, em MWh);

Plantas que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos foram excluídas. Quatro projetos de MDL foram incluídos no SET_{sample} . A geração de eletricidade pelo conjunto resultante de plantas, correspondente ao parâmetro $AEG_{SET-sample-CDM}$, é de 74.902.471 MWh.

Na geração anual de eletricidade daquele conjunto é composta por, pelo menos 20% da geração de eletricidade anual do sistema elétrico do projeto (ou seja, $AEG_{SET-sample-CDM} \geq 0.2 \times AEG_{total}$), depois usar o grupo de amostra $SET_{sample-CDM}$ para calcular a margem de construção. Ignorar os passos (e) e (f).

Com base nos resultados apresentados acima, $AEG_{SET-sample-MDL}$ é menor que AEG_{total} . Então, os passos (e) e (f) foram aplicados.

- (a) Incluir no grupo de amostra $SET_{sample-MDL}$ as unidades geradoras que começaram a fornecer eletricidade à rede há mais de 10 anos até que a geração de eletricidade do novo conjunto compreenda 20% da geração de eletricidade anual do sistema elétrico do projeto (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo);
- (b) O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção é o conjunto resultante ($SET_{sample-MDL->10\text{ anos}}$).

Cinco centrais geradoras que iniciaram o fornecimento de eletricidade à rede há mais de 10 anos foram incluídas. O conjunto resultante $SET_{sample-CDM->10\text{ anos}}$ é identificado na planilha de cálculo do fator de emissão da rede.

A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita no passo 4 acima, e considerando o conjunto de plantas identificado acima. Como mencionado anteriormente, este parâmetro



será avaliado, uma vez que a opção *ex-ante* foi escolhida.

O resultado para o fator de emissão da margem de construção é apresentado a seguir.

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1166 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

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

Aplicando os resultados apresentados acima nos PASSOS 4 e 5 acima à Equação 3 apresentada na seção E.6.1. e considerando os pesos $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (de acordo com o método **a**) da ferramenta) obtemos,

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

$$EF_y = 0,75 \times 0,2609 + 0,25 \times 0,1166$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,2248 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

Emissões do projeto (PE_y)

Conforme explicado na seção acima, não existem fontes de emissões do projeto associadas com a implementação de uma CPA típica considerada no contexto do PoA proposto.

Portanto, $PE_y = 0$.

Emissões das fugas (LE_y)

Conforme explicado na seção acima, não existem fontes de emissões das fugas associadas com a implementação de uma CPA típica considerada no contexto do PoA proposto.

Portanto, $LE_y = 0$.

Reduções de emissões (ER_y)

De acordo com a ACM0002, as reduções de emissões de uma CPA típica são calculadas como a seguir.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 7

Onde:

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

BE_y = Emissões do projeto no ano y (t CO₂);



PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e).

E.6.3. Dados e parâmetros a serem relatados no formulário CDM-CPA-DD:

Dado / Parâmetro:	$EF_{CO_2,m,i,y}$
Unidade do dado:	tCO_2/GJ
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 do tipo de combustível fóssil i usado na unidade geradora m no ano y
Fonte do dado usada:	Valores padrão do IPCC no limite inferior da incerteza em um intervalo de confiança de 95% como fornecido na tabela 1.4 do Capítulo 1 do Vol. 2 (Energia) das Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão que está anexada ao CDM-PoA-DD e também anexa ao CDM-CPA-DD.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a recomendação da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Os valores padrão do IPCC estão sendo usados, pois essa informação não é fornecida pelos fornecedores de combustível nem estão disponíveis para o público valores regionais e/ou locais.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EG_{m,y}$ e $EG_{k,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida gerada pela central elétrica/unidade geradora m ou k no ano y
Fonte do dado usada:	Publicações oficiais. Foram usados dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico.
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão que está anexada ao CDM-PoA-DD e também anexa ao CDM-CPA-DD.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Uma vez para cada período de obtenção de créditos usando os três anos históricos mais recentes para os quais os dados estão disponíveis no momento do envio do CDM-PoA-DD à EOD para validação (opção <i>ex-ante</i>).
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção E.6.1.

Dado / Parâmetro:	$\eta_{m,y}$
Unidade do dado:	-
Descrição:	Eficiência energética média líquida de conversão da unidade geradora m no ano y
Fonte do dado usada:	Valores padrão fornecidos no Anexo 1 da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão que está anexada ao CDM-PoA-DD e também anexa ao CDM-CPA-DD.
Justificativa da escolha	De acordo com a recomendação da “Ferramenta para calcular o fator de



do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	<i>emissão para um sistema elétrico</i> ”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção E.6.1.

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,OM-adj,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação simples ajustada no ano y
Fonte do dado usada:	Publicações oficiais (dados do ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Valor aplicado:	0,2609
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O período de cálculo <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção E.6.1.

Dado / Parâmetro:	$EF_{BM,2010}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y
Fonte do dado usada:	Publicações oficiais (dados do ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Valor aplicado:	0,1166
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O período de cálculo <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção E.6.1.

E.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

E.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados por cada atividade programática:

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Local da Atividade do Projeto



Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	A ser apresentado na CPA
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A quantidade de eletricidade alimentada na rede pelo projeto será quantificada através do medidor de energia localizado na subestação. O monitoramento deste parâmetro será realizado separadamente para cada planta. Esta informação será continuamente monitorada e gravada mensalmente, no mínimo.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção E.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal - classe de precisão 0,2). Além disso, existirá outro medidor na subestação (retaguarda) para assegurar que a eletricidade seja medida adequadamente. A informação será contra checada usando a evidência documentada da companhia de energia elétrica local ou da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, entidade governamental brasileira que monitora a quantidade de eletricidade no sistema interligado do nacional.
Comentário:	-

E.7.2. Descrição do plano de monitoramento para uma atividade programática:

O patrocinador do projeto de cada CPA irá prosseguir com as medidas de monitoramento necessárias conforme estabelecido nos procedimentos do ONS, ANEEL e CCEE. Todos os dados recolhidos como parte do plano de monitoramento descrito abaixo serão eletronicamente arquivados e mantidos durante pelo menos 2 anos após o final do último período de obtenção de créditos.

ONS é a entidade responsável por coordenar e controlar a operação de instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a supervisão e regulação da ANEEL³⁰ que é a agência reguladora do fornece condições favoráveis para o mercado de energia elétrica para desenvolver um equilíbrio entre fornecedores e benefício à sociedade³¹. A CCEE é uma organização civil privada e não lucrativa, uma empresa que está encarregada de realizar as transações atacadistas e a comercialização da energia elétrica dentro do SIN, nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre e no mercado de curto prazo³².

A eletricidade total exportada para a rede será monitorada seguindo os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS que define as características técnicas e a classe de precisão (0,2% de erro

³⁰ Informações disponíveis em <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en>.

³¹ Informações disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/>>.

³² Informações disponíveis em <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=25afa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>.



máximo permissível) dos medidores de eletricidade a serem usados³³. Além disso, o ONS também determina as exigências de calibração dos medidores de eletricidade (a cada dois anos)³⁴.

Existirão dois medidores de energia (principal e retaguarda) localizados na subestação, como especificado pela CCEE³⁵. Antes do início da operação, a CCEE exige que esses medidores sejam registrados individualmente no sistema deles e calibrados por uma entidade credenciada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC). Além disso, as informações sobre energia serão controladas em tempo real pela CCEE. Após a definição física dos pontos de medição e a instalação do sistema de medição de faturamento e da infraestrutura de comunicação, os pontos de medição serão registrados no SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica) gerenciado pela CCEE.

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

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

Os resultados finais da geração de eletricidade são publicados no website da CCEE e estão disponíveis ao público. Portanto, as informações da CCEE - que são uma fonte oficial e disponível ao público - serão usadas para cruzar as informações monitoradas pelo participante do projeto.

A empresa que é proprietária do parque eólico será responsável pela coleta e arquivamento dos dados e também pela calibração e manutenção dos equipamentos de monitoramento, pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes de dados de monitoramento, pela análise dos resultados/dados relatados, por auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com exigências operacionais e pelas ações corretivas. Além disso, é responsável pela gestão do projeto, e para a organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de medição, monitoramento e relatórios.

³³ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

³⁴ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.3: Manutenção do sistema de medição para faturamento.** Disponível em http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

³⁵ Os requisitos dos medidores estão disponíveis no website do ONS: http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf. Modelos de medidores que têm as características técnicas exigidas pelo ONS, disponíveis no website da CCEE: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=ca4da5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>.



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

E.8. Data da conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(eis)

Data da conclusão da aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento
(DD/MM/AAAA) 15/07/2011

Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:
ECOPART ASSESSORIA EM NEGÓCIOS EMPRESARIAIS LTDA.
URL: www.eqao.com.br
E-Mail: focalpoint@eqao.com.br
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222
São Paulo – SP
CEP: 01411-000
Brasil



Anexo 1

**INFORMAÇÕES DE CONTATO DA ENTIDADE COORDENADORA/GERENCIADORA E
DOS PARTICIPANTES DO PROGRAMA de ATIVIDADES**

Organização:	Deutsche Bank AG, Filial de Londres
Rua/Caixa Postal:	1 great Street Winchester House
Edifício:	Global markets Winchester House
Cidade:	Londres
Estado/Região:	
CEP:	EC2NDB
País:	Inglaterra
Telefone:	44 207 547 3347
FAX:	44 79 44382086
E-Mail:	milena.lopez@db.com
URL:	
Representado por:	Sra. Milena Lopez
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Lopez
Nome do meio:	
Nome:	Milena
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	44 79 44382086
Tel. direto:	44 207 547 3347
E-Mail pessoal:	milena.lopez@db.com

Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222 – cj.116
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-Mail:	focalpoint@eqao.com.br
URL:	www.eqao.com.br
Representado por:	Sra. Melissa Hirshheimer
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Melissa
Nome do meio:	
Nome:	Hirshheimer



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROGRAMA DE ATIVIDADES
(CDM-PoA-DD) - Versão 01



MDL – Conselho Executivo

página 54

Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (11) 3063-9068
Tel. direto:	+55 (11) 3063-9069
E-Mail pessoal:	focalpoint@eqao.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não existe financiamento público envolvido no programa de atividades proposto.

- - - - -



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco. Para obter detalhes consulte as seções E.6.1. e E.6.2. acima.

- - - - -



Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

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

- - - - -