



**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 do projeto: “Programa de Atividades no âmbito do MDL TUCANO para a Promoção de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil”.

Número da versão: 4

Data: 02/04/2012.

**A.2. Descrição do programa de atividades:**

**1. Operação geral e implantação do quadro do PoA**

O principal objetivo do Programa de Atividades (PoA) proposto 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).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso no sentido de atingir a meta de 10% de energia renovável em relação ao total da energia utilizada na região<sup>1</sup>. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002<sup>1</sup>, realizou-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development") em Johannesburgo em 2002<sup>1</sup>. No Plano de Implementação final da WSSD, não houve definição de metas ou cronogramas específicos; no entanto, sua importância foi reconhecida por atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio<sup>2</sup>.

No Brasil, o processo de privatização do setor elétrico começou em 1995 com a expectativa de tarifas adequadas, menos subsidiários, e melhores preços para geradores. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. No final da década de 1990, um forte aumento na demanda 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 revisar a legislação, o que favoreceu os produtores de energia independente de menor porte. Além disso, a eventual elegibilidade segundo o

<sup>1</sup> Comissão Econômica para América Latina e o Caribe (ECLAC, do inglês Economic Commission for Latin America and Caribbean) e GTZ. Fontes de energia renovável na América Latina e no Caribe. Situação e propostas de política. Disponível em: <<http://www.eclac.cl/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/1/14981/P14981.xml&xsl=/dmaah/tpl-i/p9f.xsl&base=/dmaah/tpl/top-bottom.xsl>>.

<sup>2</sup> Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas ofereçam apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim." Informações disponíveis em: <[http://www.un.org/jsummit/html/documents/summit\\_docs/2309\\_planfinal.htm](http://www.un.org/jsummit/html/documents/summit_docs/2309_planfinal.htm)>.



Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto atraiu a atenção dos investidores para projetos de energia renovável.

## 2. Política/medida ou meta declarada do PoA

Este programa de atividades é uma ação voluntária coordenada realizada pela entidade gerenciadora *Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQA)*, que consiste na implementação de projetos de energia renovável no Brasil. O eixo desse PoA é a construção de pequenas centrais hidrelétricas conforme definido pela ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*) (“PCH” - *Pequena Central Hidrelétrica*) interligadas ao *Sistema Interligado Nacional – SIN*.

Essa fonte de eletricidade mais limpa oferece uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental. 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 CO<sub>2</sub>).

O projeto 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). Em outras palavras, a implementação de pequenas centrais hidrelétricas assegura a geração de energia renovável, reduz a demanda do sistema elétrico nacional, evita o impacto social e ambiental negativo causado pela construção de centrais termelétricas a combustível fóssil e impulsiona a economia regional, aumentando a qualidade de vida nas comunidades locais.

Portanto, indiscutivelmente, o projeto tem reduzido os impactos ambientais negativos e desenvolverá a economia regional, resultando, conseqüentemente, em melhor qualidade de vida. Isso é, a sustentabilidade ambiental associada à justiça social e econômica.

## 3. Confirmação que o PoA proposto é uma ação voluntária da entidade coordenadora/gerenciadora

Como mencionado no item 2 acima, o PoA proposto é uma ação voluntária da *Ecopart Assessoria em negócios Empresariais Ltda. (EQA)*.

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

A Entidade de Coordenação ou de Gerenciamento (ECG) do “*Programa de Atividades do MDL TUCANO para a promoção de Pequenas centrais hidrelétricas no Brasil*” é a *Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQA)*. Portanto, *EQA* é uma entidade que comunica com o Conselho Executivo do MDL e também é o Participante do Projeto.

A tabela apresentada abaixo lista os participantes do projeto do programa de atividades.



Tabela 1 – Participantes do projeto envolvidos no PoA proposto.

Nome da Parte envolvida ((anfitrião) indica uma Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) envolvidas no PoA	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada Participante do Projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQAO) (entidade privada)	não
Países Baixos	Mabanaft Carbon B. V. (entidade privada)	

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 programa de atividades será implementado dentro da área geográfica do Brasil. Todas as atividades do programa do MDL (CPAs) inclusive no PoA serão implementadas no Brasil levando em consideração todas as políticas e normas setoriais e/ou nacionais aplicáveis.

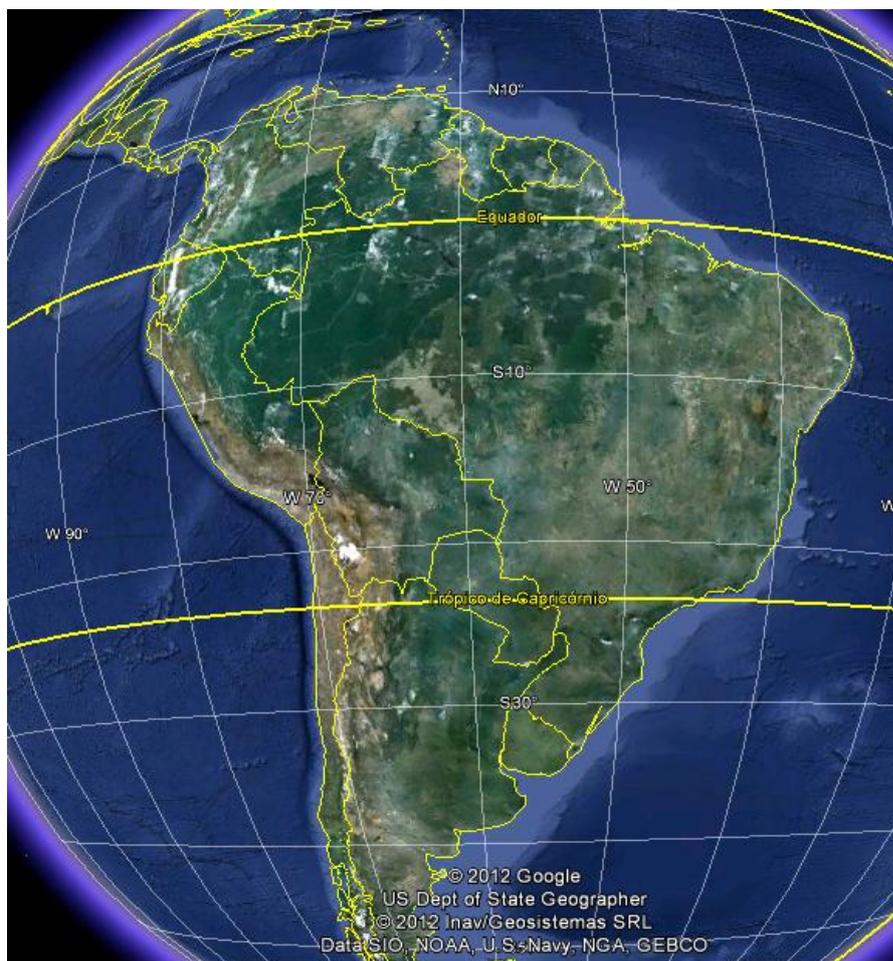


Figura 1 – Limite geográfico do POA

Fonte: GOOGLE EARTH (2011)<sup>3</sup>

#### **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:**

Todas as CPAs incluídas neste PoA consistem na implementação de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil como definido pela ANEEL<sup>4</sup>. De acordo com a Resolução ANEEL n° 394/1998<sup>5</sup>, pequenas centrais hidrelétricas consistem em uma instalação com capacidade instalada entre 1 MW e 30

<sup>3</sup> Disponível em: <<http://earth.google.com/>>. Acessado em 5 de julho de 2011.

<sup>4</sup> ANEEL é a entidade responsável pela regulação e supervisão da geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade. Além disso, ANEEL é mediadora dos interesses dos agentes do setor elétrico e consumidores. ANEEL também concede autorizações, permissões e concessões de serviços de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição). Informação detalhada é apresentada no website da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/>.

<sup>5</sup> ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução n° 394 emitida em 4 de dezembro de 1998. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES1998394.PDF>>.



MW e uma área de reservatório inferior a 3 km<sup>2</sup>. No entanto, a Resolução ANEEL nº 652/2003<sup>6</sup> apresenta outros critérios para classificar instalações com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW, cujas áreas de reservatório são maiores que 3 km<sup>2</sup>. Portanto, apenas plantas sob a classificação da ANEEL de pequenas centrais hidrelétricas serão consideradas e incluídas neste programa de atividade, sem importar a capacidade instalada e a área do reservatório.

A tecnologia a ser empregada nas pequenas centrais hidrelétricas deste PoA tem como base turbinas hidráulicas. Existem muitos tipos de turbinas hidráulicas. Os principais tipos são Francis, Kaplan e Pelton (Figura 2); dependendo da queda e vazão d'água do projeto, será escolhido o tipo de turbina que mais bem se enquadra na concepção do projeto.

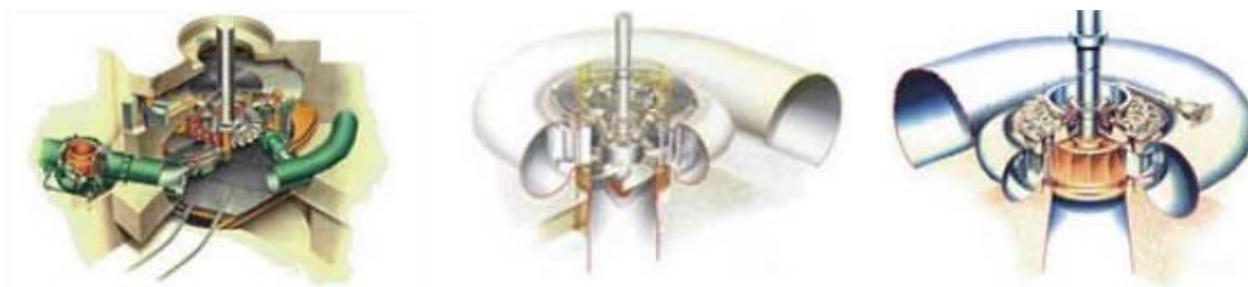


Figura 2 – Exemplos de turbinas Pelton, Kaplan e Francis, respectivamente

Fonte: ANEEL (2005)<sup>7</sup>

A tecnologia a ser usada nas atividades de projeto incluídas neste programa de atividades será detalhada em cada CPA-DD.

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

Os critérios de elegibilidade para a inclusão de uma CPA sob esse PoA segue o Anexo 3 do Relatório da 65<sup>a</sup> Reunião da CE conforme apresentado abaixo:

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

*Conforme apresentado na seção A.4.1.2, esse Programa de atividades será implementado dentro da área geográfica do Brasil.*

- (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).

<sup>6</sup> ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 652 emitida em 9 de dezembro de 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>>.

<sup>7</sup> ANEEL (2005). Capítulo 4 – Energia hidráulica. Atlas de Energia Elétrica. 2<sup>a</sup> edição. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>>. Acessado em 7 de julho de 2011.



*No caso desse PoA, não se pretende desenvolver logotipo do programa. No entanto, a contagem dupla pode ser evitada através da apresentação das coordenadas geográficas em cada CPA.*

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

*Somente pequenas centrais hidrelétricas como definidas pela ANEEL podem ser incluídas no PoA. Portanto, a tecnologia a ser empregada na(s) atividade(s) de projeto é baseada em turbinas hidráulicas. A tecnologia/medida da atividade do projeto tem de ser descrita em cada CPA.*

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

*Evidência documentada da data de início da CPA tem de ser apresentada em cada CPA. Se a data de início da CPA refere-se a uma data futura, evidência documentada relacionada à data futura deverá ser apresentada durante o processo de inclusão de cada CPA.*

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

*Conforme apresentada em seção E.1, esse PoA aplica a ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 12.3.0). Portanto, as CPAs tem de estar em conformidade com as condições de aplicabilidade da ACM0002, da seguinte maneira:*

- *A atividade do projeto é a instalação de uma unidade/central hidrelétrica interligada à rede (com um reservatório de fio d’água ou reservatório de acúmulo) em um local onde nenhuma central elétrica de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova);*
- *No caso de centrais hidrelétricas, pelo menos uma das condições a seguir deve aplicar-se:*
  - *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/m<sup>2</sup> 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/m<sup>2</sup> após a implementação da atividade do projeto.*



- *No caso de centrais hidrelétricas usando os reservatórios múltiplos onde a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios for menor que  $4 \text{ W/m}^2$  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  $4 \text{ W/m}^2$ ;*
  - *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  $4 \text{ W/m}^2$ , é menor que 15MW;*
  - *A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que  $4 \text{ W/m}^2$ , é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.*

*Além disso, a atividade do projeto não pode envolver:*

- *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;*
  - *Centrais hidrelétricas que resultam 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  $4 \text{ W/m}^2$ .*
  - *Retrofits, substituições ou adições de capacidade.*
- (f) As condições que garantem que as CPAs cumprem as exigências pertencentes à demonstração de adicionalidade.

*Conforme mencionado na seção E.5.1, a adicionalidade será avaliada em cada CPA e seguirá a versão da ferramenta metodológica “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 6.0.0). Portanto, todas as CPAs a serem incluídas nesse PoA têm de apresentar a avaliação de adicionalidade de acordo com o acima mencionado também.*

- (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.



*Conforme mencionado em seção C.1, a análise ambiental será conduzida em nível de CPA considerando peculiaridades de cada atividade do projeto. Portanto, os impactos ambientais e a análise têm de ser incluídos em cada CPA de acordo com os 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 a fim de emitir a 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 (AOD).

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

Além dos critérios apresentados acima, os seguintes critérios devem ser cumpridos:

- (i) O CPA deve incluir pequena(s) central(is) hidrelétrica(s) definida(s) pela ANEEL apenas.

*Descrição sobre como o projeto cumpre a definição de pequenas centrais hidrelétricas seguindo o critério da ANEEL deve ser inclusa no CPA. Documentos emitidos pela ANEEL podem ser usadas para verificar essa condição de aplicabilidade.*

- (j) Nenhum equipamento de geração de energia será transferido de outra atividade localizada em uma parte que não do anexo I e nenhum equipamento existente será transferido do projeto para outra atividade.

*O implementador do CPA deve confirmar que nenhum equipamento de geração de energia é transferido de outra atividade localizada em uma parte que não seja do anexo I. Como apenas novas pequenas centrais hidrelétricas serão inclusas no PoA, não há necessidade de demonstrar que o projeto não envolve a “transferência de um equipamento existente do projeto para outra atividade do projeto”.*

**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)”, serão avaliados os seguintes critérios:

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

Conforme mencionado na seção A.2, o programa de atividades proposto é uma ação voluntária coordenada da entidade gerenciadora *EQAO*.

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



Em fevereiro de 2001, a companhia de energia elétrica estatal federal Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) – com o apoio do BNDES (*Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social*) – criou o novo programa “PCH-COM” para promover a geração de eletricidade de projetos de pequenas centrais hidrelétricas (ELETROBRAS, [–])<sup>8</sup>.

No entanto, o programa não chamou a atenção dos desenvolvedores de projeto, pois a tarifa oferecida pela Eletrobrás era menor que a tarifa de mercado. O preço oferecido pela Eletrobrás foi R\$ 67/MWh – o preço de referência da "fonte de energia competitiva" ou o custo médio regular das adições de geração de energia –, mas o preço de referência de mercado da eletricidade para pequenas centrais hidrelétricas nessa época era cerca de R\$ 83/MWh. Assim, quatro meses após o lançamento do programa, nenhuma proposta tinha sido recebida e a Eletrobrás prorrogou a data final (CERPCH, [20–])<sup>9</sup>.

Lei no. 10.438 datada de abril de 2002 criou o PROINFA (*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*). Entre outras, uma das metas da iniciativa era aumentar a participação das fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo assim para uma maior sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a Eletrobrás para atuar como principal offtaker da energia elétrica gerada, 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.

A criação do PCH-COM e do PROINFA indica claramente que, sem apoio específico, as fontes renováveis e os pequenos projetos dificilmente seriam implementados.

É importante mencionar que o Decreto Brasileiro nº. 5.025 de 30<sup>de</sup> 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-”.

Apesar dos esforços do governo, os desenvolvedores de projeto do PROINFA ainda enfrentavam barreiras para a implementação dos projetos que causaram diversos atrasos no início da operação das unidades geradoras. As principais barreiras são as seguintes (MME, 2009)<sup>10</sup>:

- Índice de nacionalização: de acordo com o programa, os patrocinadores do projeto devem garantir que 60% dos equipamentos produzidos e da aquisição de serviços envolvidos no projeto venham do Brasil. No entanto, os critérios e a metodologia para calcular esse índice foram publicados somente em maio de 2007 através da Portaria do MME nº. 86/2007. Portanto, até a publicação do cálculo metodológico desse índice,

<sup>8</sup> ELETROBRAS ([–]). Conceituação do Programa PCH-COM. Informações disponíveis em: <[http://www.eletrobras.gov.br/EM\\_Programas\\_PCH-COM/conceituacao.asp](http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_PCH-COM/conceituacao.asp)>.

<sup>9</sup> CERPCH ([20–]). Artigo do Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Disponível em: <[http://www.cerpch.unifei.edu.br/Adm/materias\\_1/c6a22e3d8a4492cc067dc370ad1119b6.pdf](http://www.cerpch.unifei.edu.br/Adm/materias_1/c6a22e3d8a4492cc067dc370ad1119b6.pdf)>.

<sup>10</sup> Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf>>.



existiam incertezas para a compra dos equipamentos e para a assinatura dos contratos EPC (especialmente para projetos de energia eólica).

- Aporte de capital próprio: embora os desenvolvedores de projeto tenham assinado CCVEs com a Eletrobrás como uma das garantias para obtenção de financiamento, os projetos mal iniciaram a construção, considerando a falta de capital próprio. Além disso, o financiamento é difícil, principalmente se nenhuma empresa de engenharia/construtora grande estiver envolvida na composição societária do desenvolvedor do projeto.
- Falta de fornecimento de equipamentos locais: O aumento na demanda do mercado externo e o adiamento dos critérios para calcular o índice de nacionalização causam dificuldades para (e impedem em alguns casos) a compra dos equipamentos.
- Barreiras para a conexão à rede nacional das unidades geradoras (em especial na região Centro Oeste e Nordeste do Brasil).
- Novas exigências para obtenção e renovação das licenças ambientais (no caso de pequenas centrais hidrelétricas se tornaram extremamente severas).

O PROINFA foi criado em 2004 através da assinatura de CCVEs considerando o início da operação em 2006. No caso do não cumprimento dos termos do contrato (inclusive a entrega de eletricidade), os patrocinadores do projeto devem pagar à Eletrobrás por toda a eletricidade negociada para os 20 anos mais o reajuste (e penalidade contratual por perdas e danos dependendo do caso). No entanto, considerando as barreiras enfrentadas pelos desenvolvedores de projeto, o governo adiou diversas vezes a data final para início da operação de projetos do PROINFA sem penalidades.

Até a preparação deste PoA, muitos projetos ainda estavam com a construção parada, em construção ou com os CCVEs cancelados.

De acordo com a Lei nº 10.348, o programa seria realizado em 2 (duas) fases:

- a) Primeira fase: Os CCVEs entre produtores de energia renovável e a Eletrobrás seriam assinados até 30 de junho de 2004 para a implementação de uma capacidade instalada de 3.300 MW das unidades geradoras com início de operação até 30 de dezembro de 2008;
- b) Segunda fase: após atingir 3.300 MW, a meta seria alcançar 10% do consumo nacional total a partir de projetos eólicos, pequenas hidrelétricas e biomassa. Essa meta seria atingida em 20 anos.

A primeira fase do PROINFA foi realizada em 2004, por meio de duas chamadas públicas para seleção de projetos em 6 de abril e 5 de outubro, entretanto, não existe indicação de quando a segunda fase será realizada.

Outra iniciativa do governo brasileiro para promover projetos de energia renovável foi a realização do 1º *Leilão para Fontes de Energia Alternativa (LFA)* em 2007. Assim, projetos de combustíveis não fósseis participariam deste leilão e os projetos de energia renovável poderiam competir entre si. No entanto, os resultados deste leilão não foram satisfatórios, pois pouca energia



foi negociada. Os resultados do leilão demonstraram o desinteresse dos desenvolvedores de projeto e a necessidade de incentivos fortes para promover a energia renovável ficou clara.

O 2º Leilão para Fontes de Energia Alternativa foi realizado em agosto de 2010, no qual cinco pequenas centrais hidrelétricas, totalizando uma capacidade instalada de 101 MW, venderam energia (6% da capacidade total instalada de 1685,6 MW negociada). O 3º *Leilão de Energia de Reserva (LER)* realizado em agosto de 2010 também teve como foco projetos de energia renovável. Nesse leilão, somente duas pequenas centrais hidrelétricas venderam energia (2,5% da capacidade total instalada de 1.206,6 MW negociada).

Todas as informações (incluindo os resultados) dos leilões de energia realizados pelo governo brasileiro estão disponíveis ao público no website da CCEE (*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*): <<http://www.ccee.org.br/>>.

Apesar das iniciativas do governo, de acordo com a ANEEL (2011)<sup>11</sup>, 67,7% da geração do Brasil correspondem a grandes centrais hidrelétricas e 26,5% a usinas termelétricas. Somente 3% da capacidade instalada do Brasil provém de fontes de pequenas hidrelétricas (3,5 GW de um total de 114,3 GW).

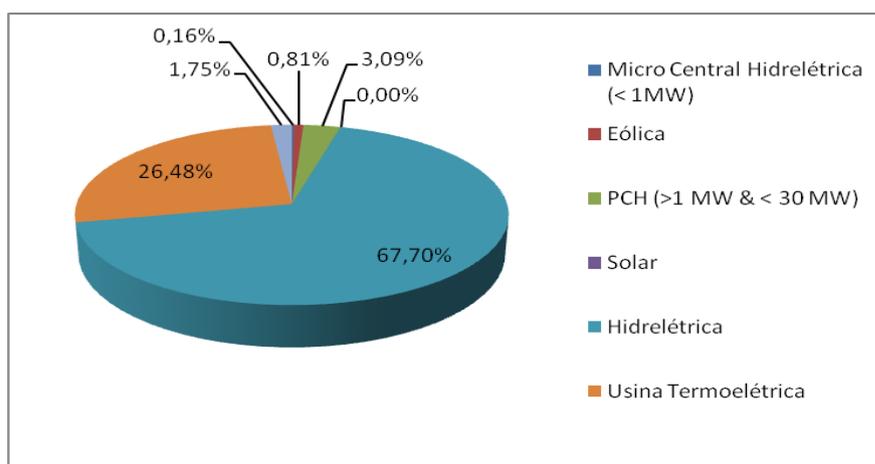


Figura 3 – Projetos de energia operacionais no Brasil

Fonte: ANEEL (2011)<sup>12</sup>

A tendência do cenário apresentado na Figura 3 com pouca participação das pequenas centrais hidrelétricas é continuar o mesmo. Ao observar as autorizações/concessões dadas para a construção de projetos de energia durante os três últimos três anos com informações disponíveis, é

<sup>11</sup> ANEEL (2011). Banco de Informações de Geração – (BIG). Projetos de energia elétrica em operação no Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acessado em maio de 2011.

<sup>12</sup> ANEEL (2011). Banco de Informações de Geração – (BIG). Projetos de energia elétrica em operação no Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acessado em maio de 2011.



possível observar a tendência de aumento da participação das centrais termelétricas na matriz elétrica brasileira em comparação com as pequenas centrais hidrelétricas.

Em 2007, foi autorizada a construção de 150 centrais termelétricas resultando em 5.761 MW (87,3% da capacidade total instalada de 6.596 MW para 2007). No caso de pequenas centrais hidrelétricas, somente 36 projetos foram aprovados, resultando em aproximadamente 212 MW (3,2% da capacidade total instalada autorizada)<sup>13</sup>.

Em 2008, o cenário foi o mesmo do ocorrido em 2007. 371 centrais termelétricas receberam autorização para serem construídas (resultando em aproximadamente 63% do total de 18.938 MW) em comparação com as 105 pequenas centrais elétricas autorizadas (1,55% da capacidade total instalada autorizada nesse ano)<sup>14</sup>.

Em 2009, a participação das centrais termelétricas aumentou 63% em comparação com 13,5% das pequenas centrais hidrelétricas. Portanto, as centrais termelétricas contribuíram para aproximadamente 24% da matriz elétrica e as pequenas centrais hidrelétricas para aproximadamente 3%<sup>15</sup>.

Considerando as explicações acima, muitos programas foram criados para promover projetos de energia renovável e, apesar dos esforços do governo, os desenvolvedores de projeto ainda enfrentam barreiras para a implementação de pequenas centrais hidrelétricas. Essas barreiras podem ser evidenciadas pelos resultados dos leilões de energia para fontes alternativas e pela participação das pequenas centrais hidrelétricas na matriz elétrica brasileira. A tendência de aumento na participação das centrais termelétricas na matriz elétrica brasileira é extremamente alta em comparação com as pequenas centrais hidrelétricas, como se pode constatar ao observar as autorizações e concessões dadas para a construção de projetos de energia de 2007 a 2009. Portanto, é possível demonstrar que um forte incentivo é necessário para promover projetos de energia renovável no Brasil, que incluem as pequenas centrais hidrelétricas. Caso contrário, esse tipo de projeto dificilmente seria implementado.

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

A implementação das atividades de projeto deste PoA não se baseou nem foi realizada para assegurar uma política/regulamentação obrigatória. Os participantes do projeto declaram que o PoA proposto é uma ação voluntária da entidade gerenciadora.

---

<sup>13</sup> ANEEL (2008). Relatório da ANEEL 2007. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Página 70. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.

<sup>14</sup> ANEEL (2009). Relatório da ANEEL 2008. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Página 60. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.

<sup>15</sup> ANEEL (2010). Relatório da ANEEL 2009. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Página 57. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.



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

Não se aplica. Como mencionado acima, a implementação das atividades de projeto deste PoA não se baseou nem foi realizada 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:**

A entidade responsável pela coordenação e o gerenciamento envolvida neste programa de atividades é a EQAO. A EQAO é responsável pelos assuntos relacionados ao MDL (desenvolvimento e gerenciamento de atividades programáticas, validação, aprovação, verificação).

A descrição das disposições operacionais e gerenciais estabelecidas para a entidade de coordenação/gerenciamento para a implementação do PoA é apresentada nos “Procedimentos Operacionais para a ECG do Programa de Atividades do MDL Tucano para a Promoção de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil” e seu resumo é apresentado abaixo:

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

A ECG está implementando um sistema de conservação de registros para a inclusão de CPAs no PoA proposto, que considera as seguintes informações: (a) data de inclusão no PoA, (b) nome do CPA, (c) número de referência do MDL, (d) nome das atividades do projeto envolvidas no CPA, (e) período de obtenção de créditos (datas de início e fim), (f) nome da planta, (g) local (município, estado e coordenadas GPS), (h) autorização da ANEEL para o início de operação da planta, (i) verificações e (j) informações se o implementador do CPA forneceu as declarações exigidas pela ECG (as declarações exigidas estão descritas no item (ii) abaixo).

Data de inclusão	Nome do CPA	Ref	Projeto	Período de Crédito		Informação da planta				Comercial		
				Data de início	Data de término	Nome	Localização	Coordenadas Geográficas		Resolução da ANEEL (autorização de operação comercial)	Verificações	Declaração de participação voluntária e conformidade ?
								Latitude (S)	Longitude (W)			
Não disponível ainda	Pequena Central Hidrelétrica Jambo	Não disponível ainda	Jambo	01/jun/2014	31/mai/2021	Jambo	São Sebastião do Alto e Santa Maria Madalena (RJ)	21°59'37" S	42°06'59" W	Não disponível ainda	Não disponível ainda	SIM

**Figura 4 – Sistema de conservação de registros da ECG para a inclusão de CPAs no “Programa de Atividades do MDL TUCANO para a promoção de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil”**



O sistema de conservação de registros da CMA 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. Isso será possível principalmente através da identificação da localização de centrais elétricas (estado, município e coordenadas geográficas).

Esse sistema de conversação de registros será atualizado pela ECG cada vez que um CPA for incluída no PoA proposto de acordo com a aprovação do Conselho Executivo do MDL e conforme apresentado no website da UNFCCC. É importante mencionar que durante essa atualização, propostas de melhorias no sistema de gerenciamento do PoA podem ser apresentadas.

- (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 está implementando um banco de dados para evitar a contabilidade dupla no momento da inclusão de um novo 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 pequenas centrais hidrelétricas serão inclusas no PoA proposto, apenas projetos do MDL brasileiros registrados sob o 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 no banco de dados.

Apesar do PoA proposto aplicar a metodologia ACM0002, os projetos registrados AMS-I.D também serão considerados e analisados no banco de dados da ECG já que pequenas centrais hidrelétricas podem ter capacidade instalada menor que 15 MW no Brasil<sup>16</sup>.



Atividades de Projetos MDL registrados no Brasil na CQNUMC (ACM0002)



26/1/2012

Registrado	Título	Tipo	Metodologia	Ref	País anfitrião
2/out/06	<a href="#">Cachoeira Encoberta and Triunfo Small Hydroelectric Power Plants - Brascan Energética</a>	hidro	<a href="#">ACM0002 ver. 5</a>	0520	Brasil
2/out/06	<a href="#">Passo do Melo, Salto Natal, Pedrinho I, Granada, Ponte and Salto Corgão Small Hydroele</a>	hidro	<a href="#">ACM0002 ver. 5</a>	0519	Brasil
15/dez/06	<a href="#">Repowering Small Hydro Plants (SHP) in the State of São Paulo, Brazil</a>	hidro	<a href="#">ACM0002 ver. 6</a>	0489	Brasil
15/dez/06	<a href="#">ARAPutanga Centrais Elétricas S. A. - ARAPUCEL - Small Hydroelectric Power Plants Projec</a>	hidro	<a href="#">ACM0002 ver. 5</a>	0530	Brasil
28/dez/06	<a href="#">Osório Wind Power Plant Project</a>	hidro	<a href="#">ACM0002 ver. 6</a>	0603	Brasil

**Figura 5 – Banco de dados da ECG para Atividades de projeto do MDL registradas sob a ACM0002 no Brasil (parcialmente apresentado)**

<sup>16</sup> De acordo com a legislação brasileira atual, as pequenas centrais hidrelétricas podem ter capacidades instaladas de 1 MW a 30 MW. Resolução ANEEL n° 394/1998 e Resolução ANEEL n° 652/2003 podem ser consultadas.



Atividades de Projetos MDL registrados no Brasil na CQNUMC (AMS-I.D.)



26/1/2012

Registrado	Título	Tipo	Metodologia	Ref	País anfitrião
22/jan/06	<a href="#">UTE Barreiro S.A. Renewable Electricity Generation Project</a>	biomassa	<a href="#">AMS-I.D. ver. 6</a>	143	Brasil
11/fev/06	<a href="#">Koblitz - Piratini Energia S. A - Biomass Power Plant – Small Scale CDM Project</a>	biomassa	<a href="#">AMS-I.D. ver. 7 / .</a>	228	Brasil
11/fev/06	<a href="#">CAMIL Itaquí Biomass Electricity Generation Project</a>	biomassa	<a href="#">AMS-I.D. ver. 7 / .</a>	231	Brasil
26/fev/06	<a href="#">Pesqueiro Energia Small Hydroelectric Project (PESHPI)</a>	hidro	<a href="#">AMS-I.D. ver. 7</a>	242	Brasil
22/abr/06	<a href="#">BT Geradora de Energia Elétrica S. A. – Ferradura Small Hydro Power Plant – Small Scale C</a>	hidro	<a href="#">AMS-I.D. ver. 7</a>	229	Brasil

Figura 6 – Banco de dados da ECG para Atividades de projeto do MDL registradas sob AMS-I.D no Brasil (parcialmente apresentado)



Programa de Atividades MDL registradas na UNFCCC na CQNUMC



26/1/2012

Registrado	Título	Tipo	Metodologia	Ref	País anfitrião
29/out/09	<a href="#">Methane capture and combustion from Animal Waste Management System (AWMS) of th</a>	cap. metano	<a href="#">AMS-III.D. ver. 13</a>	2767	Brasil

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

O banco de dados da ECG 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 apresentadas no website da UNFCCC. É importante mencionar que durante essa atualização, propostas de melhorias no sistema de gerenciamento do PoA podem ser apresentadas.

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

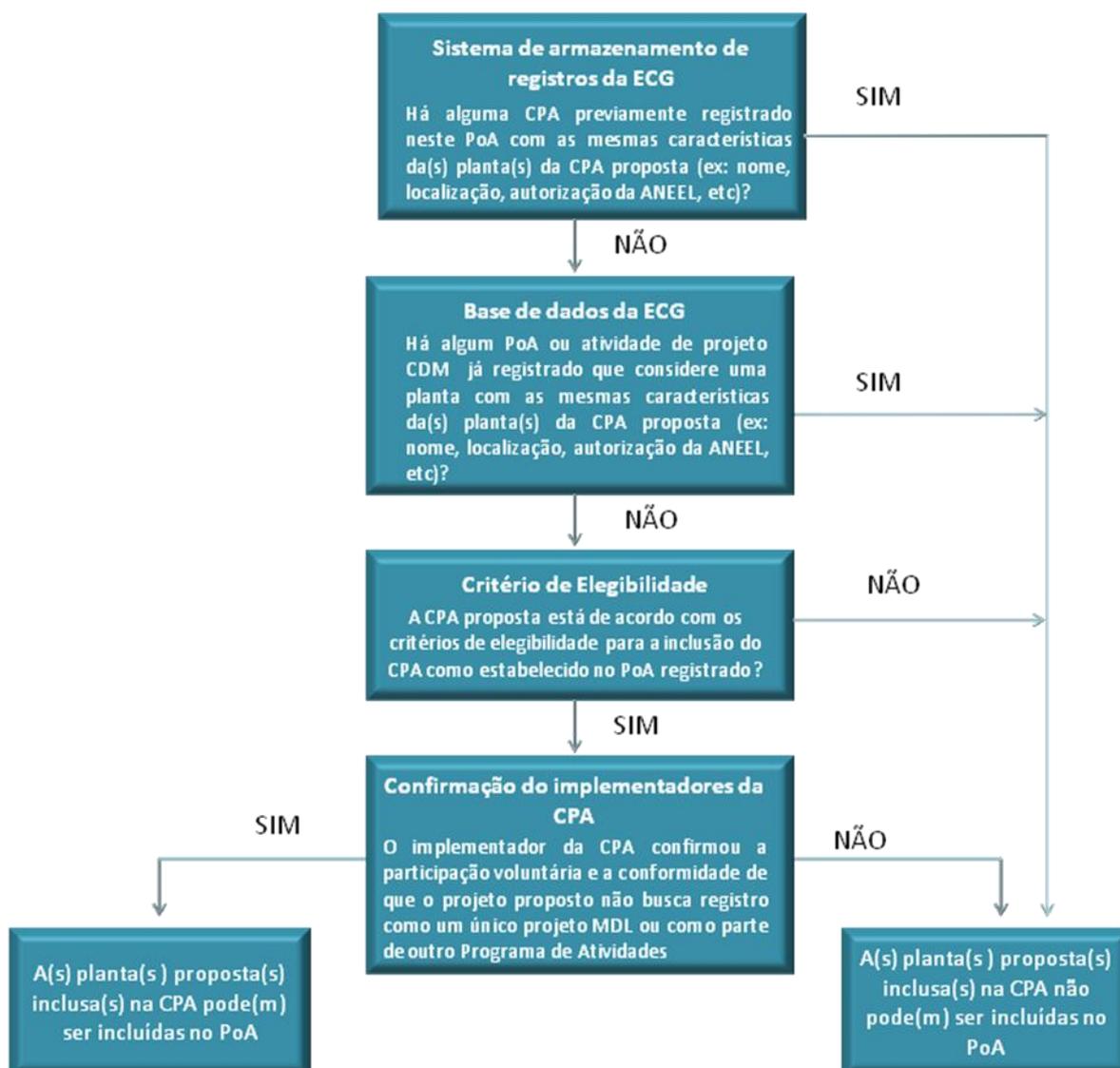
- A ECG confirmará se a atividade do projeto proposta já está registrada como um CPA sob esse PoA através da análise do seu próprio sistema de conservação de registros de CPAs registrados;
- A ECG confirmará se o projeto proposto já está registrado sob o MDL através da análise do banco de dados de Atividade de projeto do MDL e Programa de Atividades do MDL registrados no Brasil;
- A ECG 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;
- A ECG estabelecerá um relacionamento com o implementador do CPA (através de uma carta de intenções ou contrato);
- A ECG solicitará a assinatura do implementador do CPA para duas 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. As responsabilidades para a inclusão de um CPA sob o PoA proposto são divididas entre os departamentos da ECG conforme descrito em “Procedimentos Operacionais para a ECG do Programa de Atividades do MDL Tucano para a promoção de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil”. O sistema apresentado nesse procedimento e resumido acima será conduzido pela equipe competente e será revisado por iguais (departamento comercial e técnico).

O sistema/procedimento da ECG para a inclusão de novas CPAs nesse PoA está apresentado abaixo:



**Figura 8 – O procedimento da ECG para evitar a contabilidade dupla ao incluir projeto(s) novo(s) no(s) CPA(s) para esse PoA**

Resumindo, quando uma CPA nova for identificada, as informações gravadas no sistema de conservação de registros da ECG a respeito de seus próprios projetos e o banco de dados da ECG relacionado às Atividades do Projeto do MDL e Atividades do Programa do MDL registradas serão consultadas. Assim, as informações a respeito da(s) pequena(s) central(is) hidrelétrica(s) considerada(s) na nova CPA devem ser comparadas com as CPAs já adicionados a esse PoA proposto e Atividades do Projeto do MDL e Atividades do Programa do MDL já registradas. Se for confirmado que não há outro(s) projeto(s) previamente adicionado(s) a esse PoA ou registrado sob MDL parecido com o(s) projeto(s) proposto(s), a ECG procederá os seguintes itens (c), (d) e (e)



descritos acima. Uma nova CPA deverá ser incluída após a passagem no sistema/procedimento acima.

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

Durante a inclusão da CPA no PoA, a CPA será preparado pela equipe técnica da ECG e será revisado pelo supervisor técnico da ECG.

É importante mencionar que sob o PoA proposto, treinamento será realizado para a operação, manutenção e monitoramento das CPAs, que é da responsabilidade do implementador da CPA. Portanto, também haverá treinamentos internos para a equipe da ECG. Todos os documentos relacionados ao treinamento estarão disponíveis no servidor de dados da ECG, que será apresentado durante a auditoria de inclusão ou verificação das CPAs.

Todos os dados e as informações relacionados às CPAs estarão disponíveis com os implementadores da CPA e a ECG. Todos os dados fornecidos pelos implementadores da CPA à ECG serão gravados no servidor de dados da ECG, para a qual um backup é feito diariamente.

É importante mencionar que as CPAs serão validados pelos EODs na hora de sua inclusão no PoA. Isso é outra confirmação que nenhuma contagem dupla ocorrerá no PoA proposto

(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 a CPA estão cientes de e concordaram que sua atividade está sendo inscrita ao PoA proposto, o operador/implementador da 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 do PoA proposto será realizado seguindo a ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”.

A ECG opta por um método de verificação que não usa amostragem, mas verifica cada CPA. A verificação ocorrerá separadamente para cada CPA ou em grupos. O sistema de contabilidade que será implementado pela ECG irá assegurar que não ocorra nenhuma dupla contagem e que o status de verificação possa ser determinado a qualquer momento para cada CPA. A descrição do plano de monitoramento para uma CPA típica é apresentado na seção E.7.2 deste PoA.



O monitoramento da geração de eletricidade pelas pequenas centrais hidrelétricas segue os procedimentos estabelecidos pelo *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)*<sup>17</sup>, ANEEL e CCEE.

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. Como os pontos de medição são definidos fisicamente e o sistema de medição de faturamento e a infraestrutura de comunicação serão instalados, 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 pequena central hidrelétrica 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 há financiamento público envolvido no PoA proposto.

Este PoA não é um desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD) por um país do Anexo 1.

---

<sup>17</sup> O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).



**SEÇÃO B. Duração do programa de atividades**

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

22/10/2011.

A data de início deste PoA é a mesma data de início do processo de comentário público internacional.

**B.2. Duração do programa de atividades:**

28 anos.



**SEÇÃO C. Análise ambiental**

**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

Já que os projetos de pequenas centrais hidrelétricas têm impactos diferentes durante a implementação, principalmente dependendo do local do projeto, uma descrição separada dos impactos ambientais e sua avaliação seria mais razoável se conduzidas em nível de CPA.

Além disso, de acordo com a legislação brasileira, a análise ambiental e a emissão das licenças para as unidades de geração de energia são realizadas pela agência ambiental nacional ou estadual, dependendo do caso. Portanto, a análise ambiental das atividades de projeto será realizada no nível da CPA para motivos conservadores.

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

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 permissões da agência ambiental pertinente (federal e/ou local, dependendo do projeto).

De acordo com o CONAMA - *Conselho Nacional do Meio Ambiente*, as seguintes licenças devem ser obtidas nesses casos (Resolução CONAMA nº 237/97<sup>18</sup>):

- 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 começa com uma análise prévia (estudos preliminares) feita pelo departamento de meio ambiente. Após isso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar o Estudo Ambiental.

O resultado dessas avaliações é a licença prévia (LP), que reflete o entendimento positivo da agência ambiental sobre os conceitos ambientais do projeto.

<sup>18</sup> Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>.



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.

As atividades de projeto que serão incluídas neste PoA devem ter ou estar em processo de obter as licenças necessárias exigidas pela regulamentação ambiental brasileira.

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

De acordo com o artigo 3 da Resolução CONAMA nº 237 datado de 19 de dezembro de 1997 e com a Lei Complementar nº 38 de 21 de novembro de 1995, para emitir as licenças, o *Estudo de Impacto Ambiental (EIA)* e o *Relatório de Impacto Ambiental (RIMA)* são exigidos para projetos de energia hidrelétrica com capacidade instalada maior que 10 MW. No entanto, de acordo com o artigo 12 da Resolução CONAMA nº 237, a entidade competente (agência ambiental do estado ou nacional responsável pelo licenciamento) deverá avaliar a importância do impacto da implementação do projeto e os tipos de estudos necessários para cada projeto:

- EIA/RIMA (mencionados acima) ou;
- o Relatório Ambiental Simplificado (RAS).

Considerando as explicações acima, dependendo do projeto (tipo, tamanho, local e outros), um EIA/RIMA ou um RAS podem ser solicitados pela agência ambiental responsável pelo processo de licenciamento. No entanto, um estudo de avaliação de impacto será exigido de qualquer forma e será apresentado durante o processo de inclusão de cada CPA (se disponível).



**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

Considerando a falta de conhecimento sobre futuras CPAs, a consulta aos atores locais foi realizada no nível do PoA com base nas exigências da Autoridade Nacional Designada brasileira, a *Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*, para obter a Carta de Aprovação.

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

Resolução nº 9 de 20 de março de 2009 emitida pela Autoridade Nacional Designada estabelece todas as exigências relacionadas ao processo de aprovação do MDL para o Programa de atividades. Uma das exigências é o convite para comentários dos atores locais <sup>19</sup> pelo menos 15 dias antes do início da validação, ou seja, o início do processo de comentário público internacional (GSP). Os seguintes atores deverão ser convidados:

- A Secretaria Executiva da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (A Autoridade Nacional Designada brasileira);
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Entidades nacionais relevantes cujas finalidades guardem relação direta ou indireta com o Programa de Atividades;
- Ministério Público Federal.

Considerando a exigência acima, cartas foram enviadas aos seguintes atores em 3 de outubro de 2011:

- *Secretaria Executiva da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC;*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente – FBOMS;*
- *Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH;*
- *Ministério Público Federal.*

<sup>19</sup> Informações disponíveis em: <[http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0201/201258.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0201/201258.pdf)>.



O conteúdo da carta a ser enviada aos atores locais é apresentado na Resolução nº 7 de 5 de março de 2008 emitida pela AND brasileira. Portanto, as cartas foram preparadas de acordo com Resolução nº 7/2008, informando o link onde o PoA, CPAs relacionadas e o relatório do “Anexo III” foram disponibilizados em português para consulta e comentários. “Anexo III” é um relatório contendo informações relacionadas à contribuição do PoA proposto para desenvolvimento sustentável. O link do website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) onde o PoA e CPAs relacionados seriam disponibilizados para o processo de comentário público internacional e as informações de contato dos Participantes do projeto também foram inclusas na carta enviada aos atores locais.

Foram enviadas cartas-convite para os atores mencionados acima (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estarão disponíveis mediante solicitação e serão fornecidas à EOD).

**D.3. Síntese dos comentários recebidos:**

Não foram levantadas preocupações nas chamadas públicas relativas ao projeto nem no processo de comentário público local (exigido pela AND) nem no processo de comentário público internacional (exigido pelas modalidades e procedimentos do MDL) até a preparação deste PoA.

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

Não foram levantadas preocupações nas chamadas públicas relativas ao projeto nem no processo de comentário público local (exigido pela AND) nem no processo de comentário público internacional (exigido pelas modalidades e procedimentos do MDL) até a preparação deste PoA.



**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)<sup>20</sup>.

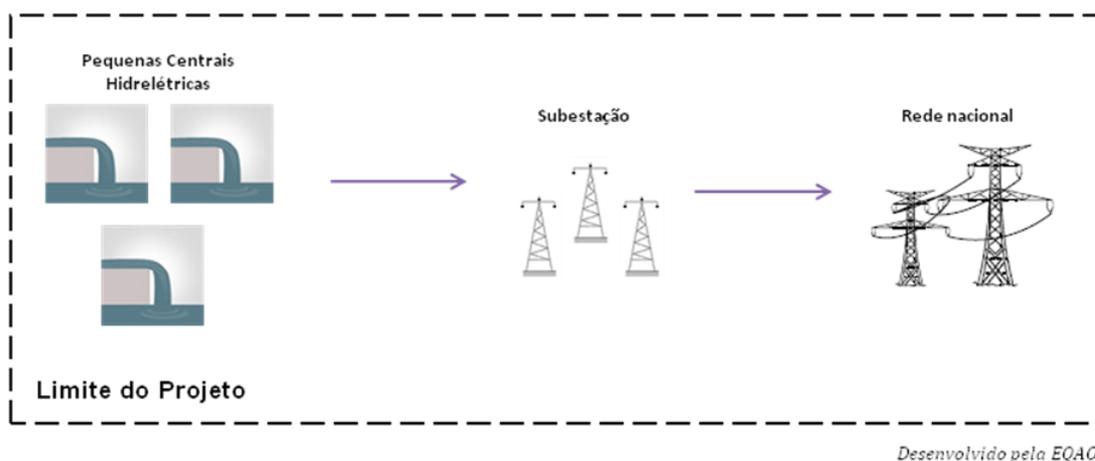
**E.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela se aplica a cada atividade programática:**

A ACM0002 é aplicável a projetos que consistem em "atividades de 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)". Portanto, a metodologia aplica-se às atividades de projeto propostas no âmbito deste PoA.

Além disso, para centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios, a densidade de potência da central elétrica será superior a 4 W/m<sup>2</sup>.

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

Como descrito na metodologia ACM0002 "a extensão espacial do limite do projeto inclui a central elétrica do projeto e todas as centrais interligadas fisicamente ao sistema elétrico, ao qual a central elétrica do projeto de MDL está conectada".



**Figura 9 – Limite do projeto das CPAs**

<sup>20</sup> Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>>.



As fontes de gases de efeito estufa e emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostradas na tabela abaixo.

Tabela 2 – Fontes de gases de efeito estufa e emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído(a) ?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO <sub>2</sub> decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO <sub>2</sub>	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH <sub>4</sub>	não	Fonte de emissão pequena.
		N <sub>2</sub> O	não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do Projeto	Emissões de CH <sub>4</sub> do reservatório.	CO <sub>2</sub>	não	Fonte de emissão pequena.
		CH <sub>4</sub>	Sim	Fonte principal de emissão.
		N <sub>2</sub> O	não	Fonte de emissão pequena.

**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 pequena central hidrelétrica nova interligada à rede. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base para essa opção é o seguinte:

*“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 o parágrafo 73 do 47º relatório da reunião do CE, “a adicionalidade deve ser demonstrada no nível do PoA ou no nível da CPA”. No caso desse PoA, a adicionalidade será avaliada em nível CPA considerando as características específicas de cada projeto a serem incluídos no PoA. Essa avaliação segue os passos da ferramenta metodológica “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”: identificação de alternativas, análise de investimentos e/ou barreiras e análise da prática comum como apresentado abaixo.

**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: A alternativa à CPA é a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida pelas centrais elétricas existentes do sistema interligado.

Cenário 2: A CPA proposta realizada sem estar registrada como atividade de projeto do MDL.

**Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:**

As duas alternativas, a CPA e o cenário alternativo, deverão estar em conformidade com todas as regulamentações, em conformidade com as seguintes entidades: ONS, ANEEL, o Ministério de Minas e Energia (MME), CCEE, a agência ambiental do estado do(s) projeto(s) proposto(s) incluído(s) na CPA e o Conselho Executivo do MDL.

**SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2**

**Passo 2. Análise de investimentos**

As “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” (versão 5) deverão ser usadas junto com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”.

**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 que nenhuma das seguintes se aplica:

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 parques eólicos - não é uma alternativa possível no local onde



o projeto está planejado.

### Subpasso 2b: Opção III – Aplicar a análise de benchmark

O indicador financeiro identificado para o projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR). A TIR será comparada com o benchmark apropriado do setor elétrico (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, EB62), que é o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) ou o Custo de Capital Próprio (Ke). Preferivelmente, os dois indicadores (TIR e benchmark) devem ser calculados em termos reais.

#### *Custo médio ponderado de capital (CMPC)*

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 pequena central hidrelétrica ser descoberto, qualquer entidade corporativa pode obter a autorização do governo para construir uma pequena central hidrelétrica. Além disso, mesmo após os proponentes do projeto obterem essa autorização, ela poderá ser negociada/vendida posteriormente. Portanto, o uso de um benchmark setorial é aplicável de acordo com a orientação fornecida no parágrafo 13, Anexo 5, EB62.

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

$$\text{CMPC} = Wd \times Kd + We \times Ke, \text{ onde:}$$

**We** e **Wd** 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 investimentos"<sup>21</sup>, que considera um valor padrão para projetos do MDL. **Kd** e **Ke** 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 (Kd)

**Kd** 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. **Kd** 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. Kd é calculado considerando a soma de:

<sup>21</sup> Parágrafo 18, EB 62, Anexo 5. Disponível em: <[http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg\\_guid03.pdf](http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf)>.



- Custo financeiro (a);
- Remuneração do BNDES (b);
- Taxa de risco de crédito (c).

O custo financeiro (a) é representado pela TJLP (*Taxa de Juros de Longo Prazo*). A TJLP é um número variável do mercado que avalia a taxa da dívida que deve 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 compõem 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 e é não negociável e a taxa menos discutível na equação. Com relação à taxa de risco de crédito, todos os anos o BNDES fornece os limites inferior e superior da margem de variação dessa taxa. 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 ( $\pi$ ). 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 34% ou 0%. 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)<sup>22</sup>.

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)<sup>23</sup>.

---

<sup>22</sup> Informações disponíveis ao público em português no endereço eletrônico:  
<<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>>.

<sup>23</sup> Informações disponíveis ao público em português no endereço eletrônico:  
<<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/L2Parte3.htm>>.



Tabela 3 – Imposto de Renda e Contribuição Social (cálculo ilustrativo)

<b>Imposto de Renda</b>	<b>\$</b>
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

<b>Contribuição Social</b>	<b>\$</b>
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)<sup>24</sup>

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 ( $\pi$ ) no Brasil é reduzido do número nominal obtido. O  $\pi$  é obtido do Banco Central do Brasil ([www.bcb.gov.br](http://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)

**Ke** representa a taxa de retorno para os investimentos de capital próprio, estimada através do modelo de precificação de ativos financeiros (CAPM, abreviação do inglês "Capital Asset Pricing Model"). O CAPM é um dos modelos mais amplamente aceitos, usado para determinar a taxa de retorno necessária sobre o capital próprio. O CAPM calcula um risco não diversificável de ativos recém-introduzidos. O CAPM leva em consideração a sensibilidade dos ativos em relação ao risco não diversificável, referenciado como beta ( $\beta$ ). Também está incorporado ao modelo o prêmio de mercado, que pode ser acompanhado usando os dados históricos do mercado de capital próprio local ou pertinente.

Para o cálculo de Ke, serão usados os seguintes parâmetros:

<sup>24</sup> 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](http://www.kpmg.com.br/publicacoes/livros_tecnicos/Investment_in_Brazil10_out08.pdf)>



- Taxa livre de riscos (**Rf**);
- Prêmio de risco do capital próprio (**Rm**);
- Estimativa do prêmio pelo risco país (**Rc**);
- Risco setorial (**β**).

**Rf** é a taxa livre de riscos. A taxa livre de riscos usada para cálculo do **Ke** 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 (**Rf**) à taxa de inflação ajustada, foi reduzida a taxa de inflação esperada (dos Estados Unidos) ( $\pi^*$ ). Em seu cálculo, considera-se o Título do Tesouro Norte-Americano de 10 Anos (^TNX) e TIPS (Treasury Inflation Protected Securities) são considerados para seu cálculo, que são prontamente cotados no mercado dos EUA. O índice ^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 ^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.

**Rm** 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 o fator EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus, Índice de Títulos de Mercados Emergentes), considerado como o prêmio pelo risco país, **Rc**. 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 ( $\pi$ ) 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:

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

Todos os dados usados para calcular o benchmark serão apresentados à EOD. A planilha usada para cálculo do CMPC estará disponível com os participantes do projeto e será fornecida à EOD.

#### *Indicador financeiro - Taxa Interna de Retorno (TIR)*

Como mencionado acima, o indicador financeiro identificado será a Taxa Interna de Retorno (TIR), que pode ser a TIR do projeto ou a TIR do capital próprio. A TIR do projeto pode ser comparada com o CMPC e a TIR do capital próprio pode ser comparada com o Custo do Capital Próprio ( $K_e$ )<sup>25</sup>. O fluxo de caixa de cada projeto será calculado considerando uma vida útil estimada de 20 anos<sup>26</sup>.

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

**Tabela 4 – Parâmetros principais do fluxo de caixa**

<b>Parâmetro</b>	<b>Justificativa/fonte das informações usadas</b>
<i>Capacidade instalada (MW)</i>	Preferivelmente com base na concepção do projeto da pequena central hidrelétrica ou na autorização da ANEEL (se disponível).
<i>Fator de Capacidade da Planta (FCP)</i>	Como apresentado nas “Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas” (Anexo 11, EB48), o FCP deverá ser definido ex-ante como descrito a seguir:  <i>"(a) O fator de carga da planta fornecido para os bancos e/ou financiadores de capital próprio ao solicitar financiamento do projeto para a atividade de projeto, ou para o governo ao solicitar aprovação da implementação da atividade de projeto;</i>  <i>(b) O fator de carga da planta determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (por exemplo, uma empresa de engenharia)".</i>

<sup>25</sup> Orientação 12, Anexo 5, CE 62. Disponível em: <[http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg\\_guid03.pdf](http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf)>.

<sup>26</sup> O período máximo de avaliação é o recomendado pela orientação 3, Anexo 5, EB 62. Disponível em: <[http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg\\_guid03.pdf](http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf)>.



<i>Preço da energia (R\$/MWh)</i>	O preço do CCVE considerado na análise de investimentos.
<i>Custo de operação (BRL/ano)</i>	Preferivelmente baseado na legislação, cotações e experiência prévia do patrocinador do projeto com outros projetos similares e/ou outra evidência documental do patrocinador do projeto.
<i>100% taxa TUST ou TUSD</i>	<p>Em cada projeto de energia, a taxa TUST (<i>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão</i>) ou a taxa TUSD (<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i>) deve ser aplicada no Brasil. A escolha entre taxa TUSD ou TUST depende de a central elétrica estar interligada direta ou indiretamente à <i>rede básica de conexão</i>. No entanto, independentemente de a atividade de projeto estar interligada direta ou indiretamente à rede básica de conexão, a taxa deverá ser paga.</p> <p>Os produtores de eletricidade que usam fontes renováveis recebem um desconto de 50% nas taxas TUST e TUSD. 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-<sup>27</sup> 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<sup>28</sup>. Portanto, o desconto não será levado em consideração.</p>
<i>Investimento</i>	Preferivelmente com base nas cotações dos fabricantes e nas dos provedores de serviços EPC.

### Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

A Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto deverá ser comparada ao benchmark calculado acima.

### Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Como exigido pela Ferramenta de adicionalidade, deverá ser realizada uma análise de sensibilidade para demonstrar se a conclusão relativa à atratividade financeira/econômica é robusta em relação a variações razoáveis nas hipóteses críticas. Portanto, deverá ser realizada a análise de sensibilidade do projeto alterando-se os seguintes parâmetros:

---

<sup>27</sup> 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).*

<sup>28</sup> Disponível em português em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acessado em 02/09/2011.



- Aumento nas receitas do projeto (preço da energia e fator de carga da planta/energia assegurada);
- Redução dos custos operacionais (custos de operação e investimentos).

De acordo com as Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimentos “*somente as variáveis, incluindo o custo do investimento inicial, que constituem mais de 20% do total dos custos do projeto ou do total das receitas do projeto devem estar sujeitas a uma variação razoável*”. Além disso, afirma que “*variações na análise de sensibilidade devem cobrir, pelo menos, uma faixa entre +10% e -10%*”. Portanto, a análise financeira deve ser realizada com base nos critérios estabelecidos acima.

Ao realizar a análise de sensibilidade, nos casos em que a TIR resultante ultrapassa o benchmark, uma avaliação da probabilidade da ocorrência desse cenário em comparação com a probabilidade das hipóteses na análise de investimentos apresentada deverá ser incluída e discutida aqui considerando o contexto da atividade de projeto.

**SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3**

### Passo 3. Análise de barreiras

Não se aplica. A adicionalidade será demonstrada através da análise de investimentos (Passo 2).

**SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4**

### Passo 4. Análise da prática comum

De acordo com a ferramenta metodológica “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”:

“A não ser que o tipo de projeto proposto tenha demonstrado ser primeiro-de-seu-tipo [*do inglês “first of its kind”*] (de acordo com o sub-passo 3a), e por medidas diferentes daquelas listadas no parágrafo 6, os testes genéricos de adicionalidade acima devem ser complementados com uma análise da medida em que o tipo do projeto proposto (ex: tecnologia ou prática) já está relevantemente difundida no setor e região (...)

§6 Medida (para atividades de redução de emissão) é uma classe ampla de atividades de redução de emissões de gases de efeito estufa possuindo características comuns. Quatro tipos de medidas são atualmente abrangidos no quadro:

- (a) Substituição de combustível e matéria-prima;
- (b) Substituição de tecnologia com ou sem alteração da fonte de energia (incluindo melhorias da eficiência energética, assim como o uso de energias renováveis);
- (c) Destruição do metano;
- (d) Prevenção de formação de metano.”



Considerando as medidas apresentadas acima, a CPA aplica a opção (b) já que o(s) projeto(s) a ser(em) considerado(s) na CPA consistirá de uma substituição da geração de energia à rede para a geração da energia de uma fonte d'água (centrais hidrelétricas)<sup>29</sup>. Portanto, apenas centrais hidrelétricas precisam ser consideradas na análise da prática comum e somente o teste de adicionalidade é aplicado.

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

Não aplicável uma vez que as CPAs a serem incluídas no PoA proposto aplica a opção (b) das medidas descritas no parágrafo 6 da ferramenta metodológica “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade”. Por favor, refira-se ao teste de adicionalidade abaixo.

**Sub-passo 4b. Discutir opções similares que estão ocorrendo:**

Não aplicável uma vez que as CPAs a serem incluídas no PoA proposto aplica a opção (b) das medidas descritas no parágrafo 6 da ferramenta metodológica “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade”. Por favor, refira-se ao teste de adicionalidade abaixo.

De acordo com o parágrafo 47 da ferramenta de adicionalidade, o seguinte teste de adicionalidade deve ser aplicado:

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

A faixa de saída de +/-50% da saída do desenho ou capacidade do(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) considerado(s) na CPA tem de ser calculada e apresentada aqui.

***Passo 2:** Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem o mesmo produto ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável, calculada 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 registradas e os projetos submetidos à validação não devem ser incluídos nesse passo.*

Para realizar a análise do passo 2, as definições da área geográfica e produto apresentadas na ferramenta metodológica "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" devem ser usadas da seguinte forma.

*(i) Produto*

A ferramenta metodológica “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” define “produto” como “bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (por

---

<sup>29</sup> Analogamente ao exemplo apresentado no Anexo 8 do CE 62.



*exemplo, clínquer, iluminação, cozinhas residenciais*”). Portanto, no caso desse PoA, o produto considerado é a eletricidade renovável gerada pelas centrais hidrelétricas interligadas à rede.

(ii) *Área geográfica aplicável*

A ferramenta metodológica “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” declara:

*"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 usada no(s) projeto(s) a ser(em) considerado(s) nas CPAs não é específica do país. No entanto, alguns aspectos importantes sobre a tecnologia devem ser considerados. O Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados<sup>30</sup> (com mais de 4.000 km de distância nos eixos norte-sul e leste-oeste) e seis regiões climáticas distintas: subtropical, semiárida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida). Considerando as condições distintas do clima, a precipitação varia de 500 a mais de 3.000 mm/ano<sup>31</sup>. Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados à implementação de uma central hidrelétrica, *já que os eventos meteorológicos têm forte influência no processo hidrológico*<sup>32</sup>. Como citado por VESELKA (2008), *o clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica, desde a geração de eletricidade, sistema de transmissão e distribuição à demanda de consumo de energia*<sup>33</sup>.

Uma evidência da distinguibilidade regional do clima pode ser observada pela divisão do valor do preço spot em submercados (Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte), conhecido como *Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)*. O PLD é usado para precificar a compra e venda de eletricidade no mercado de curto prazo.

Entretanto, as condições climáticas não são a única característica distintiva entre as diversas regiões brasileiras. Para o uso do sistema de transmissão, a “TUSD” (*Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição*) ou “TUST” (*Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão*) deve ser aplicada. A tarifa TUSD/TUST varia dependendo do estado onde a central elétrica está interligada. A TUSD/TUST é estabelecida sob uma regulamentação da ANEEL e possui um forte impacto na análise financeira do projeto. Apenas como referência, no primeiro semestre de 2010, a TUSD no estado de São Paulo

---

<sup>30</sup> Disponível em: [http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default\\_territ\\_area.shtm](http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm).

<sup>31</sup> Informações disponíveis ao público no website do *Instituto Nacional de Meteorologia – INMET*. Gráfico de normas climatológicas (1961 a 1990): <<http://www.inmet.gov.br/>>.

<sup>32</sup> PINTO, J. A. Estudo de indicadores climáticos para a previsão de longo termo de vazões na bacia do Alto São Francisco. Universidade Federal de Minas Gerais: Belo Horizonte, 2005. Disponível em: <<http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/20D.PDF>>.

<sup>33</sup> 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 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](http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html)>.



(localizado na mesma região de Minas Gerais) era R\$ 1,82/kW<sup>34</sup> e R\$ 4,64/kW<sup>35</sup> no estado de Minas Gerais (mais de duas vezes maior que a de São Paulo).

Além disso, 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.

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 “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 hidrelétricas. Por tanto, é razoável considerar apenas projetos localizados no mesmo estado do(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) considerado(s) nas CPAs.

**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 demonstração e avaliação da adicionalidade”, tecnologias diferentes são tecnologias 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 água (centrais hidrelétricas) 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.*

---

<sup>34</sup>Resolução ANEEL nº 961 emitida em 6 de abril de 2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh2010961.pdf> >.

<sup>35</sup>Resolução ANEEL nº 960 emitida em 6 de abril de 2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh2010960.pdf> >.



De acordo com a atual regulamentação brasileira, as hidrelétricas de pequena escala são definidas como plantas com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW e áreas de reservatório não maiores que 3 km<sup>236</sup>. Já que o(s) projeto(s) a ser(em) incluso(s) na CPA é(são) inseridos no contexto da legislação brasileira, é razoável comparar o(s) projeto(s) proposto(s) para incluir nas CPAs com outras pequenas centrais hidrelétricas de acordo com a definição de País Anfitrião de centrais elétricas de pequena escala (e não na definição do MDL-CE de pequena escala).

Considerando as explicações acima, nenhuma central hidrelétrica de grande escala conforme definido pela ANEEL pode ser considerado nessa análise da prática comum. Portanto, a tecnologia que entrega a mesma geração das CPAs propostas no contexto da medida e área geográfica aplicável é a geração de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas interligadas à rede. As centrais hidrelétricas de grande escala devem ser consideradas como tecnologia diferente para o(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) incluso(s) na CPA.

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

(i) *Acesso à tecnologia*

As pequenas centrais hidrelétricas podem ser significativamente diferentes entre si se considerarmos a região em que serão implementados, o clima, a topografia, a disponibilidade de linhas de transmissão, a regularidade da vazão dos rios, etc. Somente por estes motivos, é extremamente difícil e não é razoável comparar diferentes plantas e potenciais de energia hidrelétrica. Além disso, não é possível instalar as centrais hidrelétricas em um local ideal (perto de centros de carga e linhas de transmissão) nem transferi-las facilmente (movê-las para uma nova região em que é oferecida uma tarifa melhor) como, por exemplo, as centrais elétricas modulares alimentadas com combustível fóssil (diesel, gás natural). As diferenças podem ser ainda maiores se não houver possibilidade de um grande armazenamento de água, como no caso de pequenas centrais hidrelétricas.

Por isso, dependendo do local do projeto, as diferenças relacionadas a aspectos técnicos de projetos de pequenas centrais hidrelétricas têm influência na sua implementação, mesmo se os projetos de pequenas hidrelétricas 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 de pequenas hidrelétricas. 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.

---

<sup>36</sup> ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução nº 652, emitida em 9 de dezembro de 2003.*



(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) na 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) na 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) na CPA.

(iv) *Normas legais*

Marco do setor elétrico: 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 2004<sup>37</sup>. Dado o novo marco regulatório, os participantes do projeto tem que 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) na CPA.

---

<sup>37</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm)



(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 mencionados acima, os Participantes do projeto considerarão projetos como tendo a mesma tecnologia do(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) incluído(s) na CPA se forem classificados como pequenas centrais hidrelétricas que estão localizadas no mesmo estado do(s) projeto(s) proposto(s) e com início de operações de abril de 2004 em diante. Os projetos que tenham recebido incentivos do PROINFA devem ser considerados como tecnologia diferentes do(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) incluído(s) na CPA

**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.

Os Participantes do Projeto devem calcular F e  $N_{all}-N_{diff}$ . Se o fator F for maior do que 0,2 e  $N_{all}-N_{diff}$  for maior do que 3, então o(s) projeto(s) proposto(s) a ser(em) incluído(s) na CPA é(são) considerado(s) “prática comum”.

Planilha com pesquisa completa da análise da prática comum deve ser apresentada ao EOD durante o processo de inclusão de cada CPA.

**SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL**

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

A “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade” não é aplicável para instalações totalmente novas onde a geração poderia ser fornecida por outras instalações existentes ou novas instalações que poderiam ser implementadas em paralelo com a atividade de projeto do MDL. Portanto, a ferramenta metodológica “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” foi usada.

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



**Passo 1** – Tem que ser confirmado que os cenários alternativos apresentados na seção E.5.1 acima são confiáveis e atendem à legislação e regulamentações obrigatórias no momento do processo de inclusão de cada CPA.

**Passo 2** – A análise de investimentos de uma CPA típica deve ser conduzida conforme descrita acima na seção E.5.1 no MDL-PoA-DD. O resultado deve demonstrar que a TIR de um projeto é mais baixo do que o CMPC, assim inequivocadamente demonstrando que a alternativa do desenvolvedor do projeto não é de investir no projeto.

**Passo 3** – Não se aplica.

**Passo 4** – A análise da prática comum de uma CPA típica deverá ser realizada analisando as pequenas centrais hidrelétricas implementadas dentro do limite do PoA, aplicando os critérios apresentados acima na seção E.5.1. a um banco de dados oficial e disponível ao público (por exemplo, o banco de dados da ANEEL). Se qualquer opção semelhante for identificada, demonstração de por que 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:**

#### **Reduções de emissões ( $ER_y$ )**

De acordo com a metodologia selecionada aprovada ACM0002, as reduções de emissões são calculadas da seguinte maneira:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

$ER_y$  = Reduções de emissões no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e);

$BE_y$  = Emissões da linha de base no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>);

$PE_y$  = Emissões do projeto no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e).

#### **Emissões da linha de base ( $BE_y$ )**

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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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” (versão 2.2.1). 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.

**I. Cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada para a geração de eletricidade interligada à rede ( $EF_{grid,CM,y}$ )**

**PASSO 1 - Identificar os sistemas de eletricidade 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, em 26 de maio de 2008, que define o Sistema Interligado 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/inflexíveis<sup>38</sup> 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. A tabela abaixo mostra a participação da energia hidrelétrica na produção total de eletricidade do Sistema Interligado Nacional. Os resultados mostram a não aplicabilidade da margem de operação simples à Atividade de Projeto do MDL proposta.

**Tabela 5 - Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema interligado nacional, 2006 a 2011**

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
2006	91,81%
2007	92,79%
2008	88,62%
2009	93,27%
2010	88,77%
2011	91,18%

Fonte: ONS (2011)<sup>39</sup>

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)

<sup>38</sup> Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar.

<sup>39</sup> Operador Nacional do Sistema: Histórico de Geração. Disponível em <[http://www.ons.org.br/historico/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx)>.



são separadas em fontes de energia de baixo custo/inflexíveis ( $k$ ) e em 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 CO<sub>2</sub> para cada unidade geradora - ou seja, de forma similar à **Opção A** do método de OM simples – como a seguir:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

$EF_{grid,OM-adj,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação simples ajustada no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)

$\lambda_y$  = 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 CO<sub>2</sub> da unidade geradora  $m$  no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)

$EF_{EL,k,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da unidade geradora  $k$  no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/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 em cada uma das unidades geradoras estavam disponíveis, o fator de emissão foi determinado com base no fator de emissão de CO<sub>2</sub> do tipo de combustível usado e na eficiência da unidade geradora, de acordo com a **Opção A2** do método OM. Foi usada a seguinte fórmula:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO2,m,i,y} \cdot 3.6}{\eta_{m,y}} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:



- $EF_{EL,m,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da unidade geradora  $m$  no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)
- $EF_{CO2,m,i,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> médio do tipo de combustível  $i$  usado na unidade geradora  $m$  no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/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. O ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, fundada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação de unidades de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob supervisão e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, [--])<sup>40</sup>.

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

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração (tCO<sub>2</sub>/MWh) de todas as unidades geradoras  $m$  durante o ano mais recente  $y$  para o qual os dados de geração de energia estão disponíveis.

O grupo de amostra de unidades geradoras  $m$  usado para calcular a margem de construção deverá ser determinado de acordo com o seguinte procedimento, consistente com o período de dados selecionado acima:

- (a) Identificar o conjunto de cinco unidades geradoras, excluindo as unidades geradoras registradas como atividades de projeto do MDL, que começaram a fornecer eletricidade para a rede mais recentemente (SET5-units) e determinar sua geração anual de eletricidade (AEGSET-5-units, em MWh).

Com base nas informações consolidadas mais recentes as SET5-units são: UTE Linhares, UHE Salto Pilão, UTE Camaçari, UTE Tocantinópolis e UTE Viana. A eletricidade gerada por este conjunto de plantas (AEDSET-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 (AEGtotal, em MWh). Identificar o conjunto de unidades geradoras, excluindo as unidades geradoras registradas como atividades de projeto do MDL, que começou a fornecer eletricidade para a rede mais

---

<sup>40</sup> Informações disponíveis em: <[http://www.ons.org.br/institucional/modelo\\_setorial.aspx?lang=en](http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en)>. Acessado em 15 de julho de 2011.



recentemente e que abrange 20% de AEG<sub>total</sub> (se 20% for parte da geração de uma unidade, a geração dessa unidade será totalmente incluída no cálculo) ( $SET_{\geq 20\%}$ ) e determinar sua geração anual de eletricidade (AEG<sub>SET- $\geq 20\%$</sub> , em MWh).

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

- (c) De  $SET_{5\text{-units}}$  e  $SET_{\geq 20\%}$  selecionar o conjunto de unidades geradoras que compreendem a maior geração de eletricidade anual ( $SET_{\text{sample}}$ ); Identificar a data em que as unidades geradoras em  $SET_{\text{sample}}$  começaram a fornecer eletricidade à rede. Se nenhuma das unidades geradoras em  $SET_{\text{sample}}$  iniciaram o fornecimento e eletricidade à rede há mais de 10 anos, então utilizar o  $SET_{\text{sample}}$  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  $SET_{5\text{-units}}$ . Portanto,  $SET_{\text{sample}}$  corresponde a  $SET_{\geq 20\%}$ . A planta mais antiga constituía no  $SET_{\text{sample}}$  iniciado para fornecer eletricidade à rede em janeiro de 1998. Portanto, os passos (d), (e) e (f) da ferramenta são aplicáveis.*

- (d) Excluir de  $SET_{\text{sample}}$  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 ( $SET_{\text{sample-CDM}}$ ) a geração anual de eletricidade (AEG<sub>SET-sample-CDM</sub>, 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  $SET_{\text{sample}}$ . A geração de eletricidade pelo conjunto resultante de plantas, correspondente ao parâmetro AEG<sub>SET-sample-CDM</sub>, é de 74.902.471 MWh.*

Se a geração anual de eletricidade desse conjunto abranger pelo menos 20% da geração anual de eletricidade do sistema elétrico do projeto (*ou seja*,  $AEG_{\text{SET-sample-CDM}} \geq 0,2 \times AEG_{\text{total}}$ ), usar então o grupo de amostra  $SET_{\text{sample-CDM}}$  para calcular a margem de construção. Ignorar os passos (e) e (f).

*Com base nos resultados apresentados acima, AEG<sub>SET-sample-MDL</sub> é menor que AEG<sub>total</sub>. Então, os passos (e) e (f) foram aplicados.*

- (e) Incluir no grupo de amostra  $SET_{\text{sample-MDL}}$  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);



- (f) O grupo de amostra de unidades geradoras  $m$  usado para calcular a margem de construção é o conjunto resultante ( $SET_{sample-CDM->10yrs}$ ).

*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. Para os cálculos, consulte a planilha anexa ao PoA.

Do resultado do grupo de amostra de unidades geradoras  $m$ , BM é calculada como a seguir:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh);

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

$EF_{EL,m,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da unidade geradora  $m$  no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$m$  = Unidades geradoras incluídas na margem de construção;

$y$  = Ano histórico mais recente para o qual os dados da geração de energia estão disponíveis.

O fator de emissão de CO<sub>2</sub> da unidade geradora  $m$  no ano  $y$  ( $EF_{EL,m,y}$ ) o parâmetro é calculado conforme determinado pela orientação no passo 4 (a) para o OM simples, usando opções A1, A2 ou A3. A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima no passo 4, *ou seja*, Opção A2.

Em termos de período de dados, a **opção 1** é escolhida. Neste sentido, a margem de construção foi calculada usando a informação mais recente disponível de unidades já construídas para o grupo amostral  $m$  no momento de submissão do PoA-DD para a EOD, *i.e.*, 2010.

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

O cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) tem base em um dos seguintes métodos:

- (a) Média ponderada do CM; ou



(b) CM simplificado.

O método de média ponderada do CM (opção A) deve ser usado como a opção preferida.

O método CM simplificado (opção b) apenas pode ser usado se:

- A atividade do projeto está localizada em um País Menos Desenvolvido (LDC) ou num país com menos de 10 projetos de MDL registrados na data de início da validação; e
- As exigências de dados para a aplicação do passo 5 acima não podem ser satisfeitas.

(a) *Média ponderada do CM*

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

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$EF_{grid,OM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

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

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

Os seguintes valores padrão devem ser usados para  $w_{OM}$  e  $w_{BM}$ :

- Atividades do projeto de geração de energia eólica e solar:  $w_{OM} = 0,75$  e  $w_{BM} = 0,25$  (devido a sua natureza intermitente e que não permite despacho) para o primeiro período de obtenção de créditos e para períodos de obtenção de créditos subsequentes;
- Todos os outros projetos:  $w_{OM} = 0,5$  e  $w_{BM} = 0,5$  para o primeiro período de obtenção de créditos e  $w_{OM} = 0,25$  e  $w_{BM} = 0,75$  para o segundo e o terceiro períodos de obtenção de créditos, a menos que esteja especificado de outro modo na metodologia aprovada que se refere a essa ferramenta.

Já que todos os projetos a serem considerados nesse PoA são projetos de pequenas centrais hidrelétricas, os pesos usados para a margem de construção e operação são 0,50 para ambos.

(b) *CM Simplificado*

A margem combinada é calculada usando a equação 4 acima com as seguintes condições:

- $w_{BM} = 0$ ;
- $w_{OM} = 1$ .



Sob o CM simplificado, o fator de emissão da margem de operação ( $EF_{grid,OM,y}$ ) deve ser calculado usando o OM médio (opção (d) no passo 3 da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico).

Conforme apresentado no Passo 3, o fator de emissão da margem de operação foi calculado com case no OM ajustado simples e, portanto, essa opção não se aplica ao PoA proposto.

## II. *Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL ( $EG_{PJ,y}$ )*

De acordo com a ACM0002, o cálculo de  $EG_{PJ,y}$  é diferente dependendo do caso do projeto como a seguir:

- (a) Plantas totalmente novas (instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede em um local onde nenhuma central elétrica renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto);
- (b) Retrofittings e substituições de uma central elétrica de energia renovável existente;
- (c) Adição de capacidade de uma central elétrica de energia renovável existente.

As CPAs a serem acrescentadas a este PoA no futuro poderão consistir apenas em pequenas centrais hidrelétricas novas e, portanto:

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

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 para a 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 carga da planta e pelo número de horas previstas para a planta ficar em operação durante o ano  $y$ .

No entanto, a energia exportada para a rede pelas usinas é comumente calculada pela energia assegurada (em MW médios) dos projetos, o que é o resultado da multiplicação da capacidade instalada e o FCP.

A energia assegurada de uma usina hidrelétrica é calculada baseada em dados hidrológicos, altura da barragem e eficiência da turbina/gerador/transformador. Ela representa a eletricidade a ser despachada para a rede pela usina e, portanto, constitui a quantidade de energia disponível para comercialização (a venda de eletricidade não pode ultrapassar a energia assegurada do projeto).



De acordo com ANEEL (2005)<sup>41</sup>, “a energia assegurada é associada às condições operacionais estimadas em longo prazo das usinas, assumindo um risco específico de suprimento de energia (déficit) principalmente quando a geração de energia é relacionado a variabilidade hidrológica na qual as centrais hidrelétricas estão sujeitas... para o cálculo da energia assegurada, isto é considerada a indisponibilidade forçada/programada”.

É importante mencionar que a energia assegurada da usina não é determinada livremente pelos patrocinadores do projeto, mas deve ser calculada de acordo com a metodologia estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)<sup>42</sup>.

No setor de eletricidade brasileiro, a energia assegurada é sempre usada para estimar a eletricidade a ser despachada para a rede da usina.

### *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:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

$PE_y$  = Emissões do projeto no ano y (tCO<sub>2</sub>e);

$PE_{FF,y}$  = Emissões do projeto decorrentes do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO<sub>2</sub>);

$PE_{GP,y}$  = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO<sub>2</sub>e);

$PE_{HP,y}$  = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO<sub>2</sub>e).

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

De acordo com a metodologia, somente projetos geotérmicos e termosolares têm que considerar as emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis. Portanto, no caso da CPA proposta,  $PE_{FF,y} = 0$  tCO<sub>2</sub>.

<sup>41</sup> Informação disponível no website da ANEEL: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>>.

<sup>42</sup> Explicação detalhada relacionada com a energia assegurada está disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>>.



*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 pequenas centrais hidrelétricas, não existem emissões relacionadas a gases não condensáveis decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto,  $PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2$ .

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

De acordo com a ACM0002, novos projetos de hidrelétricas que resultam em reservatórios únicos ou múltiplos devem considerar as emissões do projeto seguinte maneira:

- a) Se a densidade de potência de um reservatório único ou múltiplo ( $PD$ ) for maior que  $4 \text{ W/m}^2$  e menor ou igual a  $10 \text{ W/m}^2$ :

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \times TEG_y}{1000} \quad \text{Equação 8}$$

Onde:

$PE_{HP,y}$  = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano  $y$  ( $\text{tCO}_2\text{e}$ );

$EF_{Res}$  = Fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios de centrais hidrelétricas e o valor padrão conforme o CE23 é  $90 \text{ kg CO}_2\text{e/MWh}$ ;

$TEG_y$  = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano  $y$  (MWh).

- b) Se a densidade de potência ( $PD$ ) do projeto for maior que  $10 \text{ W/m}^2$ ,  $PE_{HP,y} = 0 \text{ tCO}_2$ .

A densidade de potência da atividade do projeto é calculada como a seguir:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 9}$$

Onde:

$PD$  = Densidade de potência da atividade do projeto, em  $\text{W/m}^2$ ;

$Cap_{PJ}$  = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W);



$Cap_{BL}$  = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero;

$A_{PJ}$  = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio ( $m^2$ );

$A_{BL}$  = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio ( $m^2$ ); Para novos reservatórios, esse valor é zero.

### ***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 tCO<sub>2</sub>.

### ***Reduções de emissões ( $ER_y$ )***

De acordo com as explicações fornecidas acima, as reduções de emissões são iguais as emissões da linha de base menos as emissões do projeto e das fugas. 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:**

### ***Reduções de emissões ( $ER_y$ )***

De acordo com a metodologia selecionada aprovada ACM0002, as reduções de emissões são calculadas da seguinte maneira:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{Equação 10}$$

Onde:

$ER_y$  = Reduções de emissões no ano y (tCO<sub>2</sub>);

$BE_y$  = Emissões da linha de base no ano y (tCO<sub>2</sub>);

$PE_y$  = Emissões do projeto no ano y (tCO<sub>2</sub>e).

### ***Emissões da linha de base ( $BE_y$ )***



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

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

Equação 11

Onde:

$BE_y$  = Emissões do projeto no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>);

$EG_{PJ,y}$  = 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>/MWh).

### I. Cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada para a geração de eletricidade interligada à rede ( $EF_{grid,CM,y}$ )

#### PASSO 1 - Identificar os sistemas de eletricidade 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.

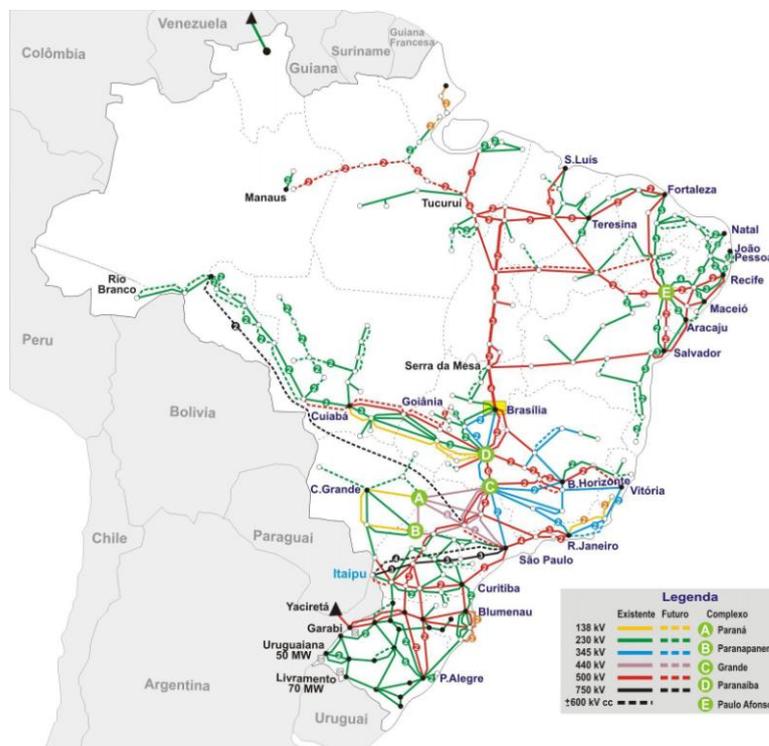


Figura 10 – Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (2011)<sup>43</sup>

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

A Opção I foi escolhida e somente centrais elétricas interligadas à rede foram 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)

A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima no passo 4. Esse parâmetro será validado, pois a opção *ex-ante* foi escolhida. O grupo de amostra de unidades geradoras *m* usado para calcular a margem de construção é identificado na planilha fornecida à EOD que também está anexada ao DCP.

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 5 apresentada na seção E.6.1. e considerando os pesos  $w_{OM} = 0,5$  e  $w_{BM} = 0,5$ , temos:

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

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5 \times 0,2609 + 0,5 \times 0,1166$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,1887 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

## II. Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado

<sup>43</sup> ONS (2011). Mapas do SIN. Disponível em < [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/mapas\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx)>.



**da implementação da atividade de projeto do MDL ( $EG_{PJ,y}$ )**

Como descrito na seção E.6.1, apenas projetos totalmente novos serão incluídos no PoA e, portanto,  $EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$ . A quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta do projeto para a 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 carga da planta e pelo número de horas previstas para a planta ficar em operação durante o ano  $y$ , ou como a energia assegurada multiplicada pelo número de horas previstas de operação da planta durante o ano  $y$ . A energia assegurada ou o FCP deve seguir o “Diretrizes para o relatório e validação de fator de capacidade da planta” como mencionado na seção E.6.1.

**Emissões do projeto ( $PE_y$ )**

Como explicado na seção E.6.1, somente emissões dos reservatórios de água de centrais hidrelétricas ( $PE_{HP,y}$ ) aplicam-se ao PoA proposto. Portanto, a densidade de potência de cada unidade considerada nas CPAs será calculada e deverá ser maior que  $4 \text{ W/m}^2$  conforme exigido pela ACM0002.

Se a densidade de potência resultante for maior que  $4 \text{ W/m}^2$  e menor ou igual a  $10 \text{ W/m}^2$ , as emissões do projeto serão calculadas de acordo com a ACM0002. Caso contrário,  $PE_{HP,y} = 0$ .

**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,  $LE_y = 0$ .

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

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$Cap_{BL}$
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto. Para novas centrais hidrelétricas, esse valor é zero.
Fonte do dado usada:	Local do projeto.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Determinação da capacidade instalada com base em normas reconhecidas.



Comentário:	A metodologia afirma que este valor deve ser aplicado para novas centrais hidrelétricas.
-------------	--

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$A_{BL}$
Unidade do dado:	$m^2$
Descrição:	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio ( $m^2$ ). Para novos reservatórios, esse valor é zero.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc.
Comentário:	A metodologia afirma que este valor deve ser aplicado para novas centrais hidrelétricas.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{Res}$
Unidade do dado:	$kgCO_2e/MWh$
Descrição:	Fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios das usinas hidrelétricas.
Fonte do dado usada:	Decisão pelo EB23
Valor aplicado:	$90 kgCO_2e/MWh$
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Valor padrão conforme apresentado em ACM0002.
Comentário:	Aplicável apenas de a densidade de potência de um reservatório único ou múltiplo ( $DP$ ) for maior do que $4 W/m^2$ e menor do que ou igual a $10 W/m^2$ .

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{CO_2,m,i,y}$
Unidade do dado:	$tCO_2/GJ$



Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> do tipo de combustível fóssil <i>i</i> usado na unidade geradora <i>m</i> no ano <i>y</i>
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 PoA-DD.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a recomendação da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”. 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:	-

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b><math>EG_{m,y}</math> e <math>EG_{k,y}</math></b>
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida gerada pela central elétrica/unidade geradora <i>m</i> ou <i>k</i> no ano <i>y</i>
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 PoA - 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 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.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	<b><math>\eta_{m,y}</math></b>
Unidade do dado:	-
Descrição:	<i>Eficiência energética média líquida de conversão da unidade geradora <i>m</i> no ano <i>y</i></i>



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 PoA-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”.
Comentário:	Para obter detalhes sobre as escolhas metodológicas, consulte a seção E.6.1.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{grid,OM-adj,y}$
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> 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.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> 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	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



dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	<i>sistema elétrico</i> ”.
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:**

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	<i>Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/projeto à rede no ano y.</i>
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 definido em cada CPA-DD.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição contínua e, pelo menos, registro mensal. Dados dos medidores de eletricidade, que podem ser conferidos pela nota fiscal ou pelos documentos da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica – CCEE. Arquivado eletronicamente.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Verificação cruzada dos resultados de medição com nota fiscal (gravações para eletricidade vendida) ou controle interno (se disponível). Se os dados do CCEE estão disponíveis para verificar a eletricidade líquida do projeto e a nota fiscal pode ser usada para verificar a eletricidade líquida gerada pelo projeto, a nota fiscal pode ser usada para propósitos de verificação cruzada. Quando da verificação, o controle interno do patrocinador do projeto pode estar disponível, o qual também poderá ser usado para o propósito da verificação cruzada.  Os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal. A frequência e o procedimento de calibração dos medidores de eletricidade serão conduzidos seguindo os requisitos do ONS.
Comentário:	-

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$Cap_{PJ}$
--------------------------	------------



Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	A ser definido em cada CPA-DD.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Determinação da capacidade instalada com base em normas reconhecidas.  A capacidade instalada da central elétrica será confirmada pela EOD durante a verificação na visita ao local. As tags dos equipamentos e as licenças emitidas pela agência ambiental do estado estarão disponíveis nesse momento. Arquivado eletronicamente.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	-

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$A_{PJ}$
Unidade do dado:	$m^2$
Descrição:	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	A ser definido em cada CPA-DD.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc.  O reservatório será monitorado através de dados topográficos do local da atividade de projeto (levantados uma vez na época da concepção do projeto) e do nível do reservatório, que será monitorado anualmente pelo patrocinador do projeto. Arquivado eletronicamente.
Procedimentos de GQ/CQ:	-
Comentário:	-



Dado / Parâmetro:	$TEG_y$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, 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 definido em cada CPA-DD.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição contínua e, pelo menos, registro mensal.
Procedimentos de GQ/CQ:	Os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal.
Comentário:	Aplicável às atividades do projeto de energia hidrelétrica com uma densidade de potência da atividade do projeto (DP) maior do que $4 \text{ W/m}^2$ e menor do que ou igual a $10 \text{ W/m}^2$ .

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

A atividade de projeto irá prosseguir de acordo com a “Metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002” – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”.

Existirão medidores de energia nas centrais elétricas e nas subestações mais próximas de cada central elétrica do PoA proposto. Essas subestações ajustam a tensão da eletricidade gerada pelas centrais elétricas e a despacham para a rede nacional.

Os medidores localizados na planta irão medir a eletricidade bruta e os medidores localizados na subestação irão medir a eletricidade líquida das atividades de projeto. A medição líquida será usada para faturamento e, também, para fins de redução de emissões. As medições brutas são somente para controle interno e verificação cruzada dos dados, no caso de discrepâncias significativas (perdas).

É importante mencionar que os medidores localizados na subestação têm que ser os especificados pela *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*. CCEE viabiliza e regulamenta a comercialização de energia elétrica. Além disso, a CCEE terá acesso on-line aos dados de medição dos medidores localizados na subestação.



Os dados monitorados e exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último.

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

Data de conclusão da aplicação da metodologia para o estudo da atividade do projeto (DD/MM/AAAA): 02/04/2012.

Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQAQO)  
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222  
Código postal + cidade: 01411-000 São Paulo, SP  
País: Brasil  
Telefone: +55 (11) 3063-9068  
Fax: +55 (11) 3063-9069  
E-Mail: [info@eqao.com.br](mailto:info@eqao.com.br)

A EQAQO é a entidade responsável pela coordenação e o gerenciamento do PoA e consultor de MDL do projeto.



Anexo 1

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

Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQAO)
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
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:	<a href="mailto:info@eqao.com.br">info@eqao.com.br</a>
URL:	<a href="http://www.eqao.com.br/">http://www.eqao.com.br/</a>
Representado por:	Sra. Melissa Sawaya Hirschheimer
Cargo:	-
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Hirschheimer
Nome do meio:	Sawaya
Nome:	Melissa
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	+55 (11) 3063-9069
Tel. direto:	+55 (11) 3063-9068
E-Mail pessoal:	<a href="mailto:focalpoint@eqao.com.br">mailto:focalpoint@eqao.com.br</a>

Organização:	Mabanaft Carbon B. V.
Rua/Caixa Postal:	Wilhelminakade 101 (43º andar)
Edifício:	-
Cidade:	Rotterdam
Estado/Região:	Província de South Holland
CEP:	3072 AP
País:	Países Baixos
Telefone:	-
FAX:	-
E-Mail:	-
URL:	<a href="http://www.mabanaft.com/Mabanaft/en/home/index.php">http://www.mabanaft.com/Mabanaft/en/home/index.php</a>
Representado por:	Sra. Patricia Rosenthal Liebesny
Cargo:	Gerente de desenvolvimento de negócios
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Liebesny
Segundo nome:	Rosenthal
Nome:	Patricia
Departamento:	Global Carbon Markets



Celular:	+31 (0) 6 3100-7936
FAX direto:	+31 (0) 10 411-0753
Tel. direto:	+31 (0) 10 290-6946
E-Mail pessoal:	<a href="mailto:patricia.rosenthal@mabanaft.nl">patricia.rosenthal@mabanaft.nl</a>

-----



Anexo 2

**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD) por um país do Anexo 1.

-----



Anexo 3

**INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE**

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco.

-----



**Anexo 4**

**INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO**

Esta seção foi deixada intencionalmente em branco.

-----