



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

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Projeto MDL das PCHs Poço Fundo e Providência (JUN1133), Brasil
Número da versão do DCP	3.2
Data de conclusão do DCP	07/03/2014
Participante(s) do projetos	Poço Fundo Energia S.A. e Providência Energia S.A.
Parte(s) Anfitriã(s)	Brasil
Âmbito setorial e metodologia(s) selecionada(s)	1 - Indústrias de Energia (fontes renováveis / não renováveis), Metodologia ACM0002, versão 14.0.0
Quantidade estimada de reduções anuais de emissões de GEE	31.316tCO ₂

MDL – Comitê Executivo**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto****A.1. Objetivo e descrição geral da atividade de projeto**

A atividade do projeto irá consistir na construção da **Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Poço Fundo** com capacidade final instalada de 14,44 MW e da **Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Providência** com capacidade final instalada de 5,0 MW.

A **PCH Poço Fundo** estará localizada no rio Preto, bacia do rio Atlântico Ocidental, no município de São José do Vale do Rio Preto – Estado do Rio de Janeiro, Brasil. Ela terá um pequeno reservatório com 0,19 Km². A PCH será gerida pela Poço Fundo Energia S.A., empresa de propósito especial, responsável pela construção e operação da usina.

A **PCH Providência** estará localizada no rio Preto, bacia do rio Atlântico Ocidental, no município de Teresópolis – Estado do Rio de Janeiro, Brasil. Ela terá um pequeno reservatório com 0,0926 Km². A PCH será gerida pela Providência Energia S.A., sociedade de propósito específico responsável pela construção e operação da usina.

O objetivo da atividade do projeto é fornecer energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), substituindo a geração térmica com combustíveis fósseis presentes no sistema, pela geração de energia renovável.

A construção da PCH ajuda a atender ao crescimento da demanda de energia no Brasil, a diminuir sua dependência externa de eletricidade e contribui para sustentabilidade ambiental, uma vez que aumenta a participação da energia renovável no quadro que compõe o consumo total de eletricidade no país.

Antes do início da implementação da atividade de projeto, a eletricidade estava sendo gerada por outras usinas elétricas conectadas à rede, incluindo termoelétricas a base de combustíveis fósseis (mais detalhes sobre o Sistema Interligado Nacional – SIN em B.5. Etapa 4). O cenário de linha de base é o mesmo que o cenário antes do início da implementação da atividade de projeto.

Com relação às contribuições do projeto para a mitigação das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE), a atividade de projeto reduzirá estes gases, evitando que entrem em operação usinas termoelétricas por combustíveis fósseis. A principal fonte de emissão será a emissão de CO₂ da geração de eletricidade nas termoelétricas que serão substituídas devido à atividade de projeto, como descrito no item B.3. A quantidade estimada média de reduções anuais de emissão de GEE é 31.316 tCO₂. Os créditos estimados para o primeiro período de sete anos é 219.212tCO₂. Na ausência da atividade de projeto (cenário de linha de base), combustíveis fósseis seriam queimados em plantas termoelétricas conectadas a rede para suprir a demanda elétrica do país.

No ponto de vista dos Participantes do Projeto, a iniciativa da atividade de projeto ajudará o Brasil a alcançar seu desenvolvimento sustentável e também, além disso, está alinhada com as exigências específicas do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) do país anfitrião, por que:

- Ele contribuirá para a sustentabilidade ambiental reduzindo o uso de energia fóssil (recurso não renovável). Assim, o projeto contribuirá para o melhor uso dos recursos naturais e fará uso de tecnologias limpas e eficientes.
- Contribuirá para o aumento da oportunidade de emprego em áreas onde o projeto estará localizado.
- Contribuirá para a melhoria da economia local reduzindo a quantidade de poluentes emitidos na atmosfera e custos sociais relativos a estes.
- Contribuirá com a conservação da biodiversidade brasileira através do investimento em Unidades de Conservação exigidos pelos mecanismos descritos pela Lei Federal nº 9.985/2000 ([link](#))

MDL – Comitê Executivo

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19985.htm) que instituiu o Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC).

Além disso, o projeto ajudará a diversificar as fontes de geração de eletricidade e descentralizar a geração de energia, trazendo vantagens específicas tais como:

- Aumento da confiabilidade, com interrupções menos frequentes e extensas;
- Menores exigências com relação à margem de reserva;
- Perdas menores nas linhas de transmissão e distribuição;
- Controle da energia reativa;
- Mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição.

A.2. Localização da atividade de projeto**A.2.1. Parte(s) Anfitriã(s)**

Brasil.

A.2.2. Região/Estado/Província, etc.

Região Sudeste – Estado do Rio de Janeiro (RJ)

A.2.3. Cidade/Comunidade etc.

- PCH Poço Fundo – Cidade de São José do Vale do Rio Preto
- PCH Providência – Cidade de Teresópolis

A.2.4. Localização Física/Geográfica

A PCH Poço Fundo estará localizada no rio Preto, com coordenadas geográficas 22° 11' 20"S e 48 ° 53' 29" O, ou, em coordenadas decimais -22.188889 latitude e longitude -48.891389, na cidade de São José do Vale do Rio Preto, Estado do Rio de Janeiro, região sudeste, Brasil.

A PCH Providência estará localizada no rio Preto, com coordenadas geográficas 22° 15 'S e 42° 54'O, ou, em coordenadas decimais -22.25 latitude e longitude -42.9, na cidade de Teresópolis, Estado do Rio de Janeiro, região sudeste, Brasil.

Figura 1: Localização do Estado do Rio de Janeiro



Figura 2: Localização da cidade de São José do Vale do Rio Preto

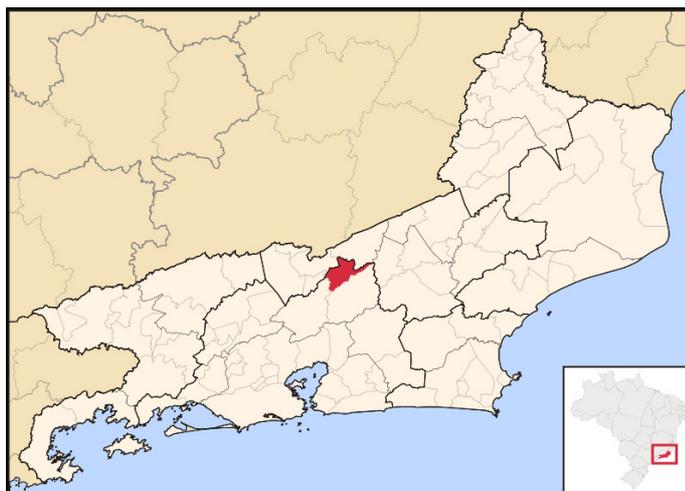
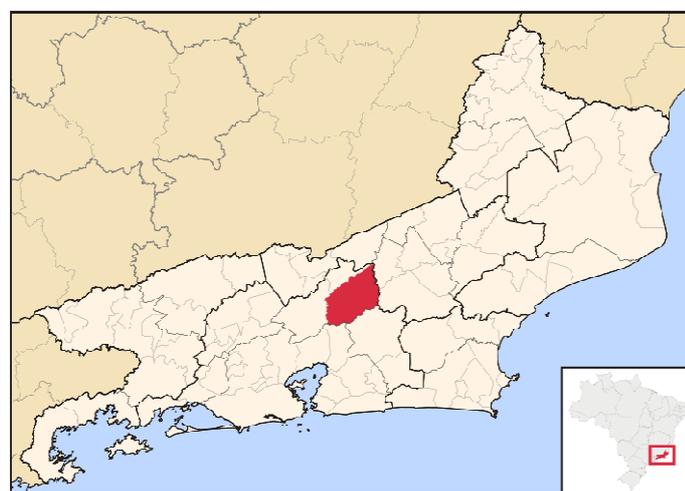


Figura 3: Localização da cidade de Teresópolis



A.3. Tecnologias e/ou medidas

Escopo setorial:1

A atividade de projeto é a construção de duas usinas hidrelétricas *Greenfield* (novas) a fio-d'água (Escopo setorial: Indústrias de energia – fontes renováveis/ não-renováveis).

Anteriormente à implementação do projeto proposto, a eletricidade era gerada pela matriz energética operante (a qual tem uma forte participação de usinas geradoras por combustíveis fósseis). O cenário de linha de base da atividade de projeto é o mesmo que o cenário existente antes do início da implementação da atividade de projeto.

A atividade de projeto reduzirá as emissões dos GEEs evitando a entrada em operação de usinas termelétricas conectadas à rede, que usam combustíveis fósseis como fonte de energia (as usinas de energia renovável tem prioridade sobre a geração térmica não renovável, pois, em geral, as usinas termelétricas começam a trabalhar quando as outras fontes limpas de energia não podem suprir a demanda). Na ausência da atividade de projeto, estas plantas iriam operar para suprir a demanda elétrica do país. Parte desta demanda, atualmente suprida por plantas termelétricas, começará a ser supridas pelas plantas da atividade de projeto.

MDL – Comitê Executivo

A tecnologia que será usada no empreendimento é o uso do Rio Preto para a geração de energia elétrica. A energia gravitacional da água será utilizada para movimentar as turbinas e fazendo isto, aciona os geradores que possibilitarão a geração de eletricidade. Esta será uma fonte de energia renovável e limpa que apresentará impacto ambiental mínimo.

A atividade de projeto é composta por empreendimentos classificados como Pequena Central Hidrelétrica, porque de acordo com a Resolução número 652 do Brasil, em 09/12/2003, emitido pela ANEEL (link <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>), para ser considerada uma PCH a área do reservatório deve ser inferior a 3 Km² (300 ha) e a capacidade instalada total deve estar entre 1 MW e 30 MW. Como pode ser verificado nas tabelas 1 e 2, as duas usinas atendem a esses requisitos.

A PCH Poço Fundo irá enviar energia gerada ao Sistema Interligado Nacional através da subestação de Ponte Nova (de propriedade da AMPLA), localizada a 11 km da subestação da PCH Poço Fundo.

A PCH Providência irá enviar energia gerada ao Sistema Interligado Nacional através da subestação de Ponte Nova (de propriedade da AMPLA), localizada a 2 km da subestação da PCH Providência.

A linha de transmissão exclusiva da subestação de cada PCH até a subestação da Ampla irá operar em 34,5kV para ambas as PCHs.

A tecnologia e os equipamentos que serão utilizados na atividade de projeto serão desenvolvidos e fabricados no Brasil e não se espera a transferência de know-how ou tecnologia para o país anfitrião. As fontes de emissões e GEEs envolvidas são as emissões de CO₂ provenientes da geração de eletricidade por combustíveis fósseis em usinas e emissões de CH₄ dos reservatórios de novas usinas hidrelétricas de grande porte que serão implantados para complementar a disponibilidade de energia no país (no caso da entrada adicional de energia da atividade de projeto não fosse ocorrer).

As características técnicas dos equipamentos que serão implementados nas PCHs podem ser vistos nas tabelas abaixo:

Tabela 1: Características técnicas dos principais equipamentos instalados na PCH Poço Fundo

Gerador	Características
Tipo	Síncrono
Quantidade	2
Potência (kW)	2 x 7.220
Potência Nominal (kVA)	2 x 7.800
Fator de Potência	0,925
Tensão (kV)	6,9
Frequência (Hz)	60
Turbinas	Características
Tipo	Francis
Quantidade	2
Potência (kW)	2 x 7.220

MDL – Comitê Executivo

Fluxo Nominal (m ³ /s)	11,27
Queda de referência (m)	69,4
Outras Informações	Características
Eficiência do Conjunto Turbina- Gerador (%)	90,6
Área do reservatório (Km ²)	0,19
Densidade de Potência (W/m ²)	76,00

Tabela 2: Características técnicas dos principais equipamentos instalados na PCH Providência

Gerador	Características
Tipo	Síncrono
Quantidade	2
Potência (kW)	2 x 2.502
Potência Nominal (kVA)	2 x 2.780
Fator de potência	0,9
Tensão (kV)	6,9
Frequência (Hz)	60
Turbinas	Características
Tipo	Francis
Quantidade	2
Potência (kW)	2 x 5.000
Fluxo Nominal (m ³ /s)	11,27
Queda de referência (m)	46,7
Outras Informações	Características
Eficiência do Conjunto Turbina- Gerador (%)	90,0
Área do reservatório (Km ²)	0,0926
Densidade de Potência (W/m ²)	54,00

Todos os equipamentos devem ser novos, uma vez que são usinas *greenfield* (novas). A vida útil prevista para o gerador e turbinas pode ser superior a 30 anos. A vida útil da construção civil é de mais de 50 anos. O sistema de medição para cada PCH deve ser feito através de no mínimo dois medidores (um

MDL – Comitê Executivo

principal e um backup) localizados em um painel dentro da casa de força ou diretamente na subestação onde será o ponto de ligação à rede. Mais detalhes na seção B.7.3.

O cenário da linha de base da atividade de projeto é o mesmo do cenário existente antes do início da implementação da atividade de projeto.

Os fluxos de massa, energia e equilíbrio dos sistemas e equipamentos relevantes para a atividade do projeto são descritos na seção B.3.

A.4. Partes e Participantes do projeto:

Parte envolvidas (anfitriã) indicado como uma Parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (quando aplicável)	Indique se a parte envolvida gostaria de ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (País Anfitrião)	Poço Fundo Energia S.A. (entidade privada)	Não
	Providência Energia S.A. (entidade privada)	

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

Não há financiamento público provido por partes do Anexo I, de modo que a receita de créditos de carbono é a opção escolhida.

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

B.1. Referência da metodologia

O projeto usa a metodologia ACM0002 “*Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis*” - versão 14.0.0 (válida a partir de 4 de Outubro de 2013).

A ACM0002 versão 14.0.0 também se refere às seguintes ferramentas:

- Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico (versão 04.0.0);
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 07.0.0);
- Guia para a avaliação da análise de investimento (versão 05)

B.2. Aplicabilidade da metodologia

Segundo as definições da CQNUMC (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima), a atividade do projeto enquadra-se no escopo setorial número 1 que se refere às indústrias de energia (fontes renováveis ou não renováveis). A metodologia ACM0002 versão 14.0.0 é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável conectada à rede que:

- (a) instala uma usina de geração de energia em um local onde nenhuma usina de geração de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (planta Greenfield);
- (b) envolve uma adição da capacidade instalada;
- (c) envolve um retrofit de uma (ou mais) planta(s) existente(s); ou

MDL – Comitê Executivo

(d) envolve uma recolocação de uma (ou mais) planta(s) existente(s).

No caso da atividade de projeto, a alternativa (a) é a aplicável: (a) a instalação de novas usinas de energia em locais onde não existiam usinas de energia renováveis operando antes da implementação da atividade de projeto (plantas *Greenfield* - novas)

A metodologia ACM0002 versão 14.0.0 é aplicável às atividades de projeto de geração renovável conectada à rede de energia sob as seguintes condições:

- *A atividade de projeto é a instalação, adição de capacidade, modernização ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: usina/planta de energia hidrelétrica (também com um reservatório a fio d'água ou um reservatório de acumulação), usina/planta de energia geotérmica, usina/planta de energia solar, usina/planta de energia das ondas, usina/planta de energia maremotriz;*

A atividade de projeto é a instalação de duas novas usinas hidrelétricas.

- *No caso de adições de capacidade, modernizações ou substituições (exceto para a energia eólica, solar, das ondas ou projetos de aumento de capacidade de energia das marés que utilizam Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ, y}$): a planta já existente ter entrado em operação comercial antes de o início de um período mínimo histórico de referência de cinco anos, utilizado para o cálculo das emissões de linha de base e definido na seção de emissão de linha de base, e não a expansão da capacidade ou modernização da planta ter sido realizada entre o início deste período histórico mínimo de referência e a implementação da atividade de projeto.*

Não aplicável à atividade de projeto, porque ele consiste em novas usinas hidrelétricas.

No caso de plantas de geração hidroelétrica uma das seguintes condições deve ser aplicada:

- *A atividade do projeto é implementada em um único ou múltiplos reservatório(s) existente(s), com nenhuma modificação no volume de nenhum dos reservatórios; ou*

Não aplicável à atividade de projeto.

- *A atividade do projeto é implementada em um único ou múltiplos reservatório(s) existente(s), onde o volume de nenhum dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório da atividade de projeto, por definição dada na seção “Emissões do Projeto”, é maior que $4W/m^2$; ou*

Não aplicável à atividade de projeto

- *A atividade do projeto resulta em um novo reservatório único ou múltiplo e a densidade de potência de cada reservatório, segundo as definições descritas na seção Emissões do Projeto, é maior que $4 W/m^2$.*

Os resultados da atividade de projeto em novos reservatórios e as densidades de potência estão acima de $4W/m^2$, conforme descrito nos cálculos na seção B.6.

No caso de usinas hidrelétricas utilizando múltiplos reservatórios, onde a densidade de qualquer dos reservatórios de energia é inferior a $4 W/m^2$ as seguintes condições devem ser aplicadas:

MDL – Comitê Executivo

- A densidade de potência calculada para a atividade de projeto inteira usando a equação 5 é maior que 4 W/m²;
- Múltiplos reservatórios e usinas hidrelétricas estão localizadas no mesmo rio e foram projetados em conjunto para funcionar como um projeto integrado que constitui coletivamente a capacidade de geração da usina combinada;
- O fluxo de água entre os reservatórios múltiplos não é usado por qualquer outra unidade de energia hidrelétrica, que não faz parte da atividade de projeto;
- A capacidade instalada total das unidades de potência, que são conduzidos usando água dos reservatórios, com densidade de potência inferior a 4 W/m², é inferior a 15 MW;
- A capacidade instalada total das unidades de potência, que são conduzidos usando água de reservatórios com uma densidade de potência inferior a 4 W/m², é inferior a 10 por cento da capacidade total da atividade de projeto de múltiplos reservatórios.

Não se aplica a esta atividade de projeto (não são múltiplos reservatórios)

A metodologia não é aplicável para o seguinte:

- As atividades do projeto que envolvem a mudança de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, uma vez que, neste caso, a linha de base pode ser a continuação da utilização de combustíveis fósseis no local (**não aplicável**);
- Usinas termoelétricas a biomassa (**não aplicável**);
- Hidrelétricas que resultam na criação de um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente, onde a densidade de potência da planta é inferior a 4 W/m² (**não aplicável**).

Então, as pequenas centrais hidrelétricas Poço Fundo e Providência são consideradas geração elétrica por fonte renovável com novos reservatórios, os quais tem densidade de potência de 76,00 W/m² e 54,00 W/m² respectivamente. Como a soma da capacidade instalada das duas usinas é de 19,44 MW, superior a 15 MW, assim, a atividade de projeto está incluída na categoria de projeto de grande escala, considerando os padrões do MDL.

Portanto, a metodologia ACM0002 versão 14.0.0 é aplicável.

B.3. Limites do Projeto

Conforme a metodologia ACM0002 versão 14.0.0, a extensão espacial dos limites do projeto inclui as usinas elétricas da atividade de projeto e todas as usinas ligadas fisicamente à rede em que as usinas do projeto MDL estão conectadas. Neste caso, as PCHs Poço Fundo e Providência serão ligadas ao SIN.

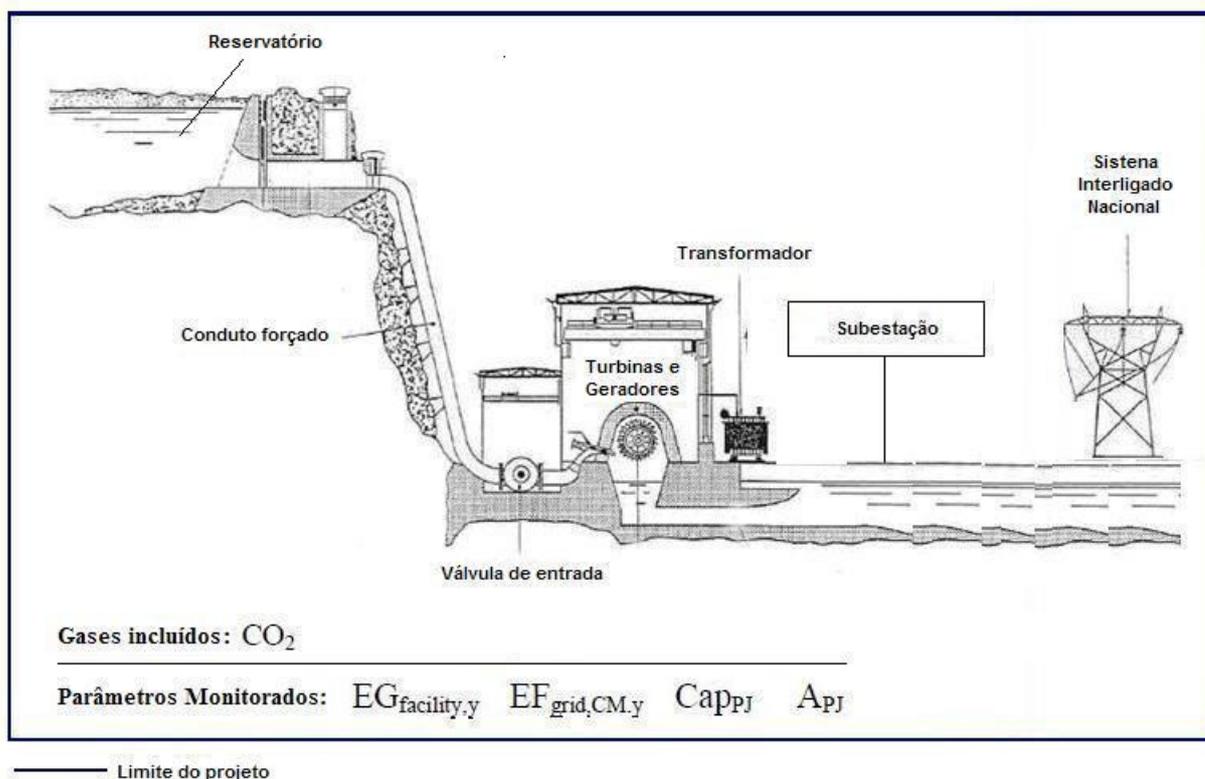
Os gases de efeito estufa inclusos e excluídos nos limites do projeto estão descritos na tabela abaixo:

Tabela 3: Descrição das fontes de gases inclusos ou excluídos nos limites do projeto:

Fonte		GEE	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Emissões de CO ₂ de geração de eletricidade em usinas a combustível fóssil substituídas pela atividade de projeto	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
e	Para usinas hidrelétricas, emissões de	CO ₂	Não	Fonte de emissão secundária

	CH ₄ do reservatório	CH ₄	Não	Considerando-se que a densidade de potência da PCH Poço Fundo é 76,00 W/m ² e da PCH Providência é 54,00 W/m ² , portanto superior a 10 W/m ² , as emissões do reservatório não são consideradas.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

O diagrama abaixo ilustra os limites do projeto, principais equipamentos, parâmetros monitorados e gases incluídos (por PCH) ¹:



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

De acordo com a metodologia ACM0002 versão 14.0.0, se a atividade de projeto é a “instalação de uma nova usina/unidade renovável conectada a rede”, a linha de base é a seguinte:

“Eletricidade entregue a rede pela atividade de projeto que teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na descrição do cálculo da margem combinada (CM) descrita na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

Assim, as emissões de linha de base são os kWh produzidos pela unidade de geração renovável

¹ Está previsto entregar a eletricidade das PCHs Poço Fundo e Providência através da **Subestação Ponte Nova** (que pertence à empresa AMPLA - <http://www.ampla.com>), com linhas de transmissão distantes 11 e 2 Km, respectivamente, em 34,5 kV

MDL – Comitê Executivo

multiplicados por um coeficiente de emissão (quantificado em tCO₂/MWh), calculado de uma maneira transparente e conservadora.

Na ausência da atividade de projeto (cenário de linha de base), a eletricidade seria gerada por outras usinas integrantes do sistema único brasileiro, incluindo as térmicas a combustíveis fósseis (mais detalhes sobre a linha de base e o Sistema Interligado Nacional – SIN em B.5. Passos 1a e 4 respectivamente).

A geração de eletricidade das PCHs Poço Fundo e Providência proverá os MWh necessários para o cálculo dos GEEs da linha de base.

Também, a atividade de projeto utiliza como fonte para o cálculo do Fator de Emissão do SIN os dados da margem de operação e da margem de construção disponibilizados pela Autoridade Nacional Designada (AND) deste país hospedeiro (publicamente disponíveis).

O Fator de Emissão de CO₂ resultante da geração de energia elétrica verificada no SIN do Brasil é calculado a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O método utilizado para fazer este cálculo é o método “Análise do Despacho”. Estas informações são necessárias para projetos de energia renovável que estejam conectados à rede elétrica e implantados no Brasil sob os padrões do MDL.

Os dados resultantes do trabalho da ONS, do Ministério de Minas e Energia e do Ministério de Ciência e Tecnologia, estão disponíveis para os proponentes de projetos MDL. Portanto, estes podem ser aplicados para o cálculo *ex ante* de emissões evitadas pela atividade de projeto, e utilizados para o cálculo *ex-post* das reduções de emissões.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser observados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>.

B.5. Demonstração de adicionalidade

Este item foi elaborado com base na versão 14.0.0 da "ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis conectado a uma rede", e da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" prevalecendo a Metodologia desde que esta suplanta a Ferramenta. Para análise de investimento foi usada a “Diretriz para avaliação da análise de investimento”.

Etapa 0: Demonstração se a atividade de projeto é a primeira do seu tipo

Não utilizado, a atividade de projeto não é a primeira do tipo no Brasil.

Etapa 1. Identificação de alternativas para atividade de projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais**Sub-etapa 1a. Defina alternativas para a atividade de projeto**

Devido ao projeto ser a instalação de uma nova planta hidroelétrica conectada à rede, o cenário de linha de base, de acordo com a versão 14.0.0 da metodologia ACM0002, é o seguinte:

MDL – Comitê Executivo

“A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido de outra forma gerada pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido no cálculo da margem combinada (CM) detalhada na Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

A metodologia selecionada ACM0002 versão 14.0.0 descreve o cenário de linha de base, assim, alternativas para o projeto não são necessárias ser identificadas conforme parágrafo 115 do Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (VVS) versão 05.0.

Resultado da Sub-etapa 1a: Não necessário identificar cenário(s) alternativo(s) realista(s) e credível(is) da atividade de projeto

Sub-etapa 1b: Consistência com leis mandatórias e regulamentações

A instalação das PCHs Poço Fundo e Providência está em conformidade com todas as regulamentações das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Instituto Estadual do Ambiente do Rio de Janeiro (INEA) e o Conselho Executivo do MDL. Para mais detalhes, a seção B.7.3 explica os requisitos necessários para o monitoramento das PCHs. A licença prévia e a Seção D.2 detalham os Planos Ambientais e os documentos da ANEEL detalham as leis referentes às PCHs. Os procedimentos operacionais das PCHs irão seguir todos os requisitos definidos por estes três órgãos brasileiros e o Conselho Executivo do MDL.

ONS – Agência responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional).

ANEEL – Agência Reguladora, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e escritório no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas do Governo Federal.

INEA – É um órgão criado para proteger, conservar e recuperar o meio ambiente e promover o desenvolvimento sustentável.

Nos estágios atuais e futuros da atividade de projeto proposta (até a operação comercial), os passos mais importantes a serem avaliados são:

Emissão pela ANEEL do Despacho de aceitação do Projeto Básico das PCHs e/ou Autorizações² para as usinas (isso já foi feito, mais detalhes na seção D.1).

Emissão de licenças ambientais³ pelo INEA de acordo com a fase do projeto, o que já foi feito para a PCH Poço Fundo - na fase atual a **Licença Prévia** foi emitida e o próximo passo será a emissão de **Licença de Instalação**, que está em andamento - e será emitido para PCH Providência a **Licença Prévia**, mais detalhes na seção D.1).

A autorização do ONS para despacho de eletricidade para o SIN deve ocorrer quando finalizar a construção das PCHs. Durante esta fase os procedimentos de medição da rede deverão ser seguidos (ver seção B.7.3 para mais detalhes).

² Através do Despacho ANEEL que aceita a concepção do projeto das PCHs e também da Resolução Autorizativa da ANEEL

³ Há três licenças, a Prévia (“de acordo” para a exploração), Instalação (“de acordo” para a construção) e Operação (“de acordo” para a operação da PCH).

MDL – Comitê Executivo

Resultado do Sub-etapa 1b: A atividade de projeto está em conformidade com a legislação e regulamentos obrigatórios tendo em conta a aplicação na região ou país e as decisões do CE em nível nacional e/ou políticas e regulamentos setoriais.

Etapa 2. Análise de Investimento

A análise de investimento deve ser realizada para determinar se a atividade de projeto não é:

- (a) A mais economicamente ou financeiramente atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem os rendimentos da venda das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Para a atividade de projeto proposta, a análise de investimento determina se a atividade de projeto não é economicamente ou financeiramente viável sem os rendimentos das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Sub-etapa 2a. Determine o método de análise apropriado

A fim de determinar o método de análise apropriado, as seguintes opções estão disponíveis para serem utilizadas na análise da adicionalidade:

- Opção I - Análise simples de custos;
- Opção II- Análise de comparação de investimentos;
- Opção III - Análise de índice referencial (*benchmark*).

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” versão 07.0.0, se a atividade de projeto MDL e as alternativas identificadas na Etapa 1 gerarem benefícios econômicos ou financeiros que não os respectivos rendimentos do MDL, então a análise comparativa de investimentos (Opção II) ou a análise de benchmark (Opção III) devem ser utilizados. A Opção II deve ser aplicada quando há cenários alternativos credíveis para atividade do projeto. Como não há nenhuma alternativa para comparar com os indicadores do projeto (Taxa Interna de Retorno) a Opção III é a mais adequada.

Sendo assim, a opção III foi escolhida.

Sub-etapa 2b - Opção III: Aplicar a análise de Benchmark (*referência*)

O indicador financeiro mais apropriado para este tipo de projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR do capital próprio) porque esta é a composição da taxa de retorno efetivo anual que pode ser obtida sobre o capital investido.

A análise do indicador financeiro/econômico é baseada em parâmetros que são padrões nos mercados de energia brasileiro e mundial, considerando características específicas do tipo de projeto – investimento em projetos de energia.

A análise de benchmark é realizada comparando a TIR do capital próprio com um benchmark. O valor de referência estabelecido para esta comparação é o Custo de Capital Próprio (K_e), com base no *Capital Asset Pricing Model* (Modelo de Precificação do Capital Próprio), em linha com as regras responsáveis geralmente aceitos. Os detalhes são descritos a seguir:

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

K_e – Custo do Capital Próprio

MDL – Comitê Executivo

O custo de capital próprio foi calculado em linha com "*Guia para avaliação da análise de investimento*", publicado na 62ª reunião do Conselho Executivo do MDL (Anexo 5) fazendo uso de fontes confiáveis e a TIR do Capital Próprio pode ser comparável com o Custo do Capital Próprio porque os retornos requeridos/esperados sobre o capital próprio são referências apropriadas para a TIR do capital próprio, como descrito no item 12 desta Diretriz.

Cálculo do Custo de Capital

O custo de capital próprio foi calculado da seguinte forma:

$$K_e = R_f + \text{Beta} * (\text{US Premium} + \text{Country ERP})^4$$

Onde:

K_e = Custo do capital próprio (também referido como Retorno do Capital Próprio);

R_f = Taxa livre de risco;

US Premium = Prêmio de risco dos Estados Unidos;

Country ERP = Prêmio de risco Brasil;

Beta = fator de ajuste para refletir o risco dos projetos, este valor é a média das empresas de energia no Brasil, alavancado para a estrutura de capital da atividade de projeto.

Em nosso caso o retorno livre de risco é a média das taxas dos títulos americanos (T-Bond) correspondente aos anos 2003 a 2012⁵. Valor aplicado 3,22⁶%;

US Premium e também Country ERP (para o Brasil) estão disponíveis na referência de A. Damodaran disponível em <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls>. Valores aplicados 5,80% e 1,75% respectivamente.

Para o estabelecimento do Beta foi feito uso da referência de A. Damodaran para empresas brasileiras (Betas médios para Indústria de Energia⁷ alavancada para a estrutura de capital proposta para a atividade de projeto⁸). Valor aplicado 2,155.

É importante observar que esta atividade de projeto faz uso de fontes confiáveis e também fontes conservadoras para o cálculo de referência de acordo com as referências apresentadas nas "*Diretrizes para avaliação da análise de investimento*".

Por isso:

$$K_e = 3,22\% + 2,155 * (5,80\% + 1,75\%)$$

Logo

$$K_e = 19,49\%^9$$

⁴ A. Damodaran na apresentação "Estimating Discounting Rates" (em Português "Estimando Taxas de Desconto")

⁵ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histret.html

⁶ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histret.html Taxa média de retorno do T-Bonds = 5,64% - 2,42% (para estar em termos reais é descontada a taxa da inflação projetada baseada no índice CPI <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiiai.txt>) da página:

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html

⁷ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/emergcompfirm11.xls> (País: Brasil, Indústria: Energia) **resulta em 0,849** - da página: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html

⁸ Beta não alavancado = Beta alavancado / (1 + D/E (1-T) onde D= Dívida, E = Capital Próprio, T = Impostos e Taxas - logo 2,155 = 0,849 * 1 + 70% / 30% (1-34%) fonte: BNDES, Camacho

Abaixo, a tabela 4 resume os valores de referência para a TIR do capital próprio e o valor do capital próprio utilizado como benchmark.

Tabela 4: Comparação entre a TIR do projeto e o Benchmark

Benchmark Custo do Capital Próprio	TIR do capital Próprio PCH Poço Fundo	TIR do capital Próprio PCH Providência
19,49%	6,58%	4,65%

O fluxo de caixa foi elaborado para 20 anos de operação¹⁰.

Como o fluxo de caixa da atividade do projeto é considerado informação confidencial, esta será integralmente apresentada às entidades de validação em uma planilha separada. Na planilha também são identificadas todas as fontes de referência para os valores aplicados.

O fluxo de caixa possui como valores principais de entrada os seguintes:

Tabela 5: Principais valores de entrada do fluxo de caixa

Parâmetro	PCH Poço Fundo	PCH Providência
Investimento (R\$)	69.564.515,18 ¹¹	28.823.950,00 ¹²
Energia assegurada (MW médio)	7,2	2,75
Preço da Energia (R\$/MWh)	135,00	135,00
Custos anuais de Operação e Manutenção Anual, Seguro, Administração, Meio Ambiente (R\$)	913.294,00	497.161,00

A TIR do projeto permaneceu abaixo do valor de custo do capital próprio do proponente do projeto. A análise mostra que os projetos estão destruindo capital da empresa investidora quando considerados parâmetros que compõem o cálculo do capital próprio da Poço Fundo Energia S.A. e da Providência Energia S.A., enfrentando, portanto barreiras de investimento devido à existência de alternativas mais atrativas.

As RCEs são instrumentos altamente significativos para que o empreendedor supere tais barreiras, melhorando a qualidade de seu investimento e ainda estimulando futuros investimentos em projetos de geração de energia renovável.

Sub-etapa 2d: Análise de sensibilidade

Para uma melhor compreensão da barreira de investimento também foi realizada uma **análise de sensibilidade** na qual foram variados os seguintes parâmetros: (1) Investimento, (2) Energia Assegurada, (3) Preço da Energia e (4) Custos anuais de O&M, Seguro, Administração e Meio Ambiente, de forma a avaliar o impacto da variação dos mesmos sobre o projeto.

⁹ Favor checar a planilha "Ke_POF_PRV_v2_1" fornecida para mais detalhes sobre o cálculo realizado.

¹⁰ Como definido em *Aplicabilidade da " Diretrizes para avaliação da análise de investimento" versão 05.0* desde que a vida útil operacional da atividade de projeto é maior que 20 anos

¹¹ Documento "OPE - PCH-PFD-B-GEOR-0001-dezembro de 2011 rev1"

¹² Documento "Providencia - OPE FINAL Alternativa 3.pps" de Julho 2010"

Uma **Análise do Ponto de Equilíbrio** foi realizada a fim de discutir a probabilidade de ocorrência destes cenários.

As tabelas 6.1 e 6.2 apresentam os principais resultados da análise¹³.

Tabela 6.1: Análise de Sensibilidade da PCH Poço Fundo

Parâmetro	Valor Original	TIR do Capital Próprio +10%	Ponto de equilíbrio	% de desvio
Investimento (R\$)	69.564.515,18 ¹⁴	8,64%	41.523.059,11	- 40,31%
Energia Assegurada (MWmédio)	7,20	8,59%	11,26	+56,44%
Preço da Energia (R\$/MWh)	135,00	8,75%	205,81	+ 52,45%
Custos anuais de O&M, Seguro, Administração, Meio Ambiente (R\$)	913.294,00	6,83%	Não sensível o suficiente para atingir a referência	-100%

Tabela 6.2: Análise de Sensibilidade da PCH Providência

Parâmetro	Valor Original	TIR do Capital Próprio +10%	Ponto de equilíbrio	% de desvio
Investimento (R\$)	28.823.950,00 ¹⁵	6,45%	15.123.926,57	- 47,53%
Energia Assegurada (MWmédio)	2,75	6,40%	4,62	+ 67,87%
Preço da Energia (R\$/MWh)	135,00	6,54%	225,54	+ 67,07%
Custos anuais de O&M, Seguro, Administração, Meio Ambiente (R\$)	497.161,00	4,96%	Não sensível o suficiente para atingir a referência	- 100%

Diante do acima descrito, é possível verificar que para todos os parâmetros analisados a variação da margem de 10% determinada pelo MDL como indicador de sensibilidade não levam a TIR do Capital Próprio das PCHs à referência de 19,49% (de fato para alcançar o valor de referência as variações de parâmetros deveriam ser acima de 40,31%). Portanto, flutuações dessa amplitude não levariam a TIR da atividade de projeto a alcançar ou superar o valor de referência considerado.

A atividade de projeto levou em consideração a receita das vendas das RCEs para sua implementação. Estes benefícios financeiros em moeda forte (euro ou dólar) trazem ao projeto uma maior segurança contra depreciações monetárias.

Diante das explicações, informações e evidências apresentadas pelos PPs, a TIR da atividade de projeto está abaixo do benchmark estabelecido (custo do capital próprio), evidenciando que a atividade de projeto está destruindo capital, não sendo portanto a opção de investimento financeiramente mais atrativa. Os benefícios do MDL foram ponto chave para ir em frente e implementar a atividade de projeto, melhorando sua atratividade financeira.

Portanto, a atividade de projeto é financeiramente adicional.

Resultado da Etapa 2: Após a análise de sensibilidade é concluído que a atividade proposta de MDL é improvável de ser financeira/economicamente atrativa (pela Etapa 2c).

Etapa 3: Análise de Barreiras

Não é necessário. Como se concluiu na análise de sensibilidade a atividade de projeto não é financeiramente atrativa.

¹³ O valor usado na conversão é uma média que resulta em US\$ 1,00 = R\$ 2,029, obtido no sítio de internet do Banco Central do Brasil, link: <http://www4.bcb.gov.br/pec/conversao/Resultado.asp?idpai=convmoeda>, como descrito nos arquivos "IRR_POF_v2_1.xls" e "IRR_PRV_v2_1.xls"

¹⁴ Documento "OPE - PCH-PFD-B-GEOR-0001-dezembro de 2011 rev1"

¹⁵ Documento "Providencia - OPE FINAL Alternativa 3.pps" de Julho 2010

MDL – Comitê Executivo**Etapa 4: Análise da Prática Comum**

A abordagem passo a passo a seguir demonstra claramente que a atividade de projeto não representa a prática comum.

A lista das usinas operando no país é disponibilizada pela ANEEL¹⁶.

PASSO 1: Calcular a capacidade aplicável ou a faixa de saída como +/-50% da capacidade total do projeto ou da saída da atividade de projeto proposta.

Os projetos a serem considerados na análise devem ter potência instalada entre 9,72 MW (50% abaixo da atividade de projeto proposta com 19,44 MW de capacidade total instalada) e 29,16 MW (50% acima).

PASSO 2: Identificar projetos similares (ambos MDL e não-MDL) que preencham todas as seguintes condições:

- (a) Os projetos estão localizados na área geográfica aplicável;
- (b) Os projetos aplicam a mesma medida que a atividade do projeto proposto;
- (c) Os projetos utilizam a mesma fonte de energia/combustível e matéria-prima que a atividade de projeto proposta, se a tecnologia de medição implementada é implementada pela atividade do projeto proposto;
- (d) As plantas em que os projetos são implementados produzem bens ou serviços com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicações (por exemplo clínquer), que a planta do projeto proposto;
- (e) A capacidade ou saída dos projetos está dentro da capacidade aplicável ou intervalo de saída calculado no Passo 1;
- (f) Os projetos entraram em operação comercial antes do documento de concepção do projeto (DCP-MDL) ser publicado para consulta global ou antes da data de início da atividade de projeto, o que for mais cedo para a atividade de projeto proposta.

Os projetos similares estão listados abaixo:

Tabela 7: projetos similares (ambos MDL e não MDL)

¹⁶ <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>, arquivo “Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração”

Nome	Estado	Tipo	Diferença	MW
Faxinal II	MT	Hídrica	MDL	10
Furnas do Segredo	RS	Hídrica	MDL	9,8
Ivan Botelho III	MG	Hídrica	MDL	24,4
Ombreiras	MT	Hídrica	MDL	26
Salto Corgão	MT	Hídrica	MDL	27
Canoa Quebrada	MT	Hídrica	MDL	28
Santa Edwiges I	GO	Hídrica	MDL	10,1
Santa Edwiges II	GO	Hídrica	MDL	13
Braço Norte IV	MT	Hídrica	MDL	14
Primavera	RO	Hídrica	MDL	18,2
Salto	MT	Hídrica	MDL	19
São João (Castelo)	ES	Hídrica	MDL	25
Alto Benedito Novo I	SC	Hídrica	MDL	15
Cachoeirão	MG	Hídrica	MDL	27
Graça Bernand (Terra Santa)	MT	Hídrica	MDL	27,4
Paranatinga II	MT	Hídrica	MDL	29,01
Porto das Pedras	MS	Hídrica	MDL	28,03
Salto Buriti	PA	Hídrica	MDL	10
Salto Curuá	PA	Hídrica	MDL	22,5
Eng. Ernesto Jorge Dreher	RS	Hídrica	MDL	17,9
Ouro	RS	Hídrica	MDL	16
Pampeana	MT	Hídrica	MDL	27,99
Pedra do Garraão	ES/RJ	Hídrica	MDL	19
Pirapetinga	RJ/ES	Hídrica	MDL	20
Planalto	GO/MS	Hídrica	MDL	17
Rodeio Bonito	SC	Hídrica	MDL	14,68
Santa Edwiges III	GO	Hídrica	MDL	11,6
Santa Gabriela	MT/MS	Hídrica	MDL	26
São Domingos II	GO	Hídrica	MDL	24,3
Angelina	SC	Hídrica	MDL	26,27
Anhanguera	SP	Hídrica	MDL	22,68
Arvoredo	SC	Hídrica	MDL	13
Criúva	RS	Hídrica	MDL	23,949
Goiandira	GO	Hídrica	MDL	27
Ibirama	SC	Hídrica	MDL	21
Malagone	MG	Hídrica	MDL	19
Paíol	MG	Hídrica	MDL	20
Palanquinho	RS	Hídrica	MDL	24,165
Piedade	MG	Hídrica	MDL	21,69
Pipoca (UG1)	MG	Hídrica	MDL	20
São Francisco	PR	Hídrica	MDL	14
São Gonçalo	MG	Hídrica	MDL	11
Sitio Grande	BA	Hídrica	MDL	25
Ninho da Água	MG	Hídrica	MDL	10
Braço	RJ	Hídrica	MDL	11,52
Corrente Grande	MG	Hídrica	MDL	14
Barra da Paciência	MG	Hídrica	MDL	23
Eng. Henrique Kotzian	RS	Hídrica	MDL	13
Caju	RJ	Hídrica	MDL	10
Marco Baldo	RS	Hídrica	MDL	16
São Sebastião do Alto	RJ	Hídrica	MDL	13,2
Moinho	RS	Hídrica	MDL	13,7
Boa Fé	RS	Hídrica	MDL	24
Divisa	MT	Hídrica	MDL	10,8
Autódromo	RS	Hídrica	MDL	24
Victor Baptista Adami	SC	Hídrica	MDL	25
Santana I	MT	Hídrica	MDL	14,758
São Paulo	RS	Hídrica	MDL	16
Paracambi	RJ	Hídrica	MDL	25
Pezzi	RS	Hídrica	MDL	19
Galheiros	GO	Hídrica	MDL	12,06
São Sebastião	SC	Hídrica	MDL	9,9
Salto Góes	SC	Hídrica	MDL	20
Barra do Rio Chapéu	SC	Hídrica	MDL	15,15
Serra dos Cavalinhos II	RS	Hídrica	MDL	29
Pardos	SC	Hídrica	MDL	10
Segredo	MT	Hídrica	MDL	26,12
Salto Três de Maio	PA	Hídrica	MDL	20
Nova Aurora	GO	Hídrica	MDL	21
Santa Luzia Alto	SC	Hídrica	MDL	28,5
Palmeiras	SP	Hídrica	MDL	16,5
Indaia Grande	MS	Hídrica	MDL	19,98
Unai Baixo	MG	Hídrica	MDL	26
Esmeralda	RS	Hídrica	Proinfa	22,2
Piranhas	GO	Hídrica	Proinfa	18
Flor do Sertão	SC	Hídrica	Proinfa	16,5
José Gelásio da Rocha	MT	Hídrica	Proinfa	23,7
Rondonópolis	MT	Hídrica	Proinfa	26,6
Alto Irani	SC	Hídrica	Proinfa	21
Alto Sucuriú	MS	Hídrica	Proinfa	29
Boa Sorte	TO	Hídrica	Proinfa	16
Bonfante	MG/RJ	Hídrica	Proinfa	19
Caçador	RS	Hídrica	Proinfa	22,5
Calheiros	RJ/ES	Hídrica	Proinfa	19
Collno II	BA	Hídrica	Proinfa	16
Cotiporã	RS	Hídrica	Proinfa	19,5
Da Ilha	RS	Hídrica	Proinfa	26
Funil	MG	Hídrica	Proinfa	22,5
Jararaca	RS	Hídrica	Proinfa	28
Lagoa Grande	TO	Hídrica	Proinfa	25,6
Plano Alto	SC	Hídrica	Proinfa	16
São Joaquim	ES	Hídrica	Proinfa	21
Linha Emilia	RS	Hídrica	Proinfa	19,5
Monte Serrat	RJ/MG	Hídrica	Proinfa	25
Retiro Velho	GO	Hídrica	Proinfa	18
Santa Fé	ES	Hídrica	Proinfa	29
São Lourenço	MT	Hídrica	Proinfa	29,1
São Simão	ES	Hídrica	Proinfa	27
Areia Branca	MG	Hídrica	Proinfa	19,8
Figueirópolis	MT	Hídrica	Proinfa	19,41
São Tadeu I	MT	Hídrica	Proinfa	18
Sete Quedas Alta	MT	Hídrica	Proinfa	22
Novo Horizonte	PR	Hídrica	Proinfa	23
Sapezal	MT	Hídrica	Proinfa	16
Cidezal	MT	Hídrica	Proinfa	17
Parecis	MT	Hídrica	Proinfa	15,4
Porto Góes	SP	Hídrica	Pequenas Centrais	14,3
São Bernardo	RS	Hídrica	Pequenas Centrais	15

Ponte Alta	MS	Hídrica	Pequenas Centrais	13
Santa Laura	SC	Hídrica	Pequenas Centrais	15
Cachoeira da Lixa	BA	Hídrica	Pequenas Centrais	14,8
Carangola	MG	Hídrica	Pequenas Centrais	15
Colino I	BA	Hídrica	Pequenas Centrais	11
Mambai II	GO	Hídrica	Pequenas Centrais	12
Cocais Grande	MG	Hídrica	Pequenas Centrais	10
Água Limpá	TO	Hídrica	Pequenas Centrais	14
Areia	TO	Hídrica	Pequenas Centrais	11,4
Rondon	MT	Hídrica	Pequenas Centrais	13
Pontal do Prata	GO	Hídrica	Pequenas Centrais	13,744
Indaiazinho	MS	Hídrica	Pequenas Centrais	12,5
Toca do Tigre	RS	Hídrica	Pequenas Centrais	11,84
Campo Florido	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Miguel Forte	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
Caeté	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,8
Contagem	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	19,3
Agrovale	BA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
Água Bonita	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	17
Coruripe	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16
Fartura	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	17,4
Giasa II	PB	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
Ruette	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	28
Winimport	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,5
Thermal REFAP	RS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	27,12
Bunge Araxá	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,5
Alunorte	PA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	27,8
Fartura	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	22
Jitituba Santo Antônio	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	15
CNT	GO	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
Cidade Nova	AM	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,2
Gusa Nordeste	MA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
Serra do Navio	AP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	21,6
São João Biogás	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	21,6
São José	PE	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	18
Pitangueiras	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
Santa Cruz AB	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Carneirinho	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	24
Pirapama	PE	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Ecoluz	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12,33
REFAP	RS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	26
Ripasa	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,6
Monte Alegre	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16
Guariroba	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Rigesa	SC	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Frutal	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,09
Vale do Ivaí	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16
Tropical Bioenergia	GO	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	15
Cerradão	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Alcoa Beneficiamento	PA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	9,83
Cocamar Maringá	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	13
Biolins	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	28
Marituba	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Berneck	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Iacanga	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	19
Total	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Maracaju	MS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10,4
São Francisco	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	21,8
Monteverde	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
São Miguel	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	13,2
Moçoões	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
Petribu	PE	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	22
DVPA	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	28
Salvador	BA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	19,73
CENPES	RJ	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,06
Vale do Paracatu - BEVAP	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Selecta	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,4
Lwarcel	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,3
Citrovita Catanduva	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	15
Eldorado	MS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	24
Santa Teresa	PE	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
S.A Usina Coruripe	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
Rio Pardo	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Cargill Uberlândia	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
São Borja	RS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12,5
RECAP	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	13,6
Bunge nº 1 Cubatão	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,5
Ipê	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
LDC Bioenergia Lagoa da Prata	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
CEM	GO	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Millennium	PB	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	10,2
Parque Eólico de Beberibe	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	25,6
Taiba Albatroz	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	16,5
Paracuru (SIIF Energies)	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	21,4
Canoa Quebrada (RV)	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	10,5
Pedra do Sal	PI	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	21,3
Foz do Rio Choró	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	25,2
Praias de Parajuru	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	28,8
Praia do Morgado	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	28,8
Gargáú	RJ	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	28,05
Cerro Chato II	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	28
Mangue Seco 3	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Mangue Seco 2	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Mangue Seco 1	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Mangue Seco 5	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Campo Belo	SC	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	10,5
Missaba II	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	14,4
Amparo	SC	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	22,5
Aratuá I	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	14,4
Cabeço Preto	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	19,8
Cabeço Preto IV	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	19,8
Sangradouro 3	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	24
Sangradouro 2	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Osório 2	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	24
Quixaba	SE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	25,5
Mel 2	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	20
Osório 3	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Fazenda Rosário 2	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	20

MDL – Comitê Executivo

PASSO 3: Dentre as plantas identificadas no Passo 2, identificar aqueles que não são nem atividades de projeto do MDL registradas, atividades de projetos apresentados para o registro, nem atividades de projeto em validação.

As plantas de energia que não são projetos de MDL validados e nem sob validação são:

Nome	Estado	Tipo	Diferença	MW
Salto Três de Maio	PA	Hídrica		20
Nova Aurora	GO	Hídrica		21
Santa Luzia Alto	SC	Hídrica		28,5
Palmeiras	SP	Hídrica		16,5
Indaia Grande	MS	Hídrica		19,98
Unai Baixo	MG	Hídrica		26
Esmeralda	RS	Hídrica	Proinfa	22,2
Piranhas	GO	Hídrica	Proinfa	18
Flor do Sertão	SC	Hídrica	Proinfa	16,5
José Gelásio da Rocha	MT	Hídrica	Proinfa	23,7
Rondonópolis	MT	Hídrica	Proinfa	26,6
Alto Irani	SC	Hídrica	Proinfa	21
Alto Scuriú	MS	Hídrica	Proinfa	29
Boa Sorte	TO	Hídrica	Proinfa	16
Bonfante	MG/RJ	Hídrica	Proinfa	19
Caçador	RS	Hídrica	Proinfa	22,5
Calheiros	RJ/ES	Hídrica	Proinfa	19
Colino II	BA	Hídrica	Proinfa	16
Cotiporã	RS	Hídrica	Proinfa	19,5
Da Ilha	RS	Hídrica	Proinfa	26
Funil	MG	Hídrica	Proinfa	22,5
Jararaca	RS	Hídrica	Proinfa	28
Lagoa Grande	TO	Hídrica	Proinfa	25,6
Plano Alto	SC	Hídrica	Proinfa	16
São Joaquim	ES	Hídrica	Proinfa	21
Linha Emília	RS	Hídrica	Proinfa	19,5
Monte Serrat	RJ/MG	Hídrica	Proinfa	25
Retiro Velho	GO	Hídrica	Proinfa	18
Santa Fé	ES	Hídrica	Proinfa	29
São Lourenço	MT	Hídrica	Proinfa	29,1
São Simão	ES	Hídrica	Proinfa	27
Areia Branca	MG	Hídrica	Proinfa	19,8
Figueirópolis	MT	Hídrica	Proinfa	19,41
São Tadeu I	MT	Hídrica	Proinfa	18
Sete Quedas Alta	MT	Hídrica	Proinfa	22
Novo Horizonte	PR	Hídrica	Proinfa	23
Sapezal	MT	Hídrica	Proinfa	16
Cidezal	MT	Hídrica	Proinfa	17
Parecis	MT	Hídrica	Proinfa	15,4
Porto Góes	SP	Hídrica	Pequenas Centrais	14,3
São Bernardo	RS	Hídrica	Pequenas Centrais	15
Ponte Alta	MS	Hídrica	Pequenas Centrais	13
Santa Laura	SC	Hídrica	Pequenas Centrais	15
Cachoeira da Lixa	BA	Hídrica	Pequenas Centrais	14,8
Carangola	MG	Hídrica	Pequenas Centrais	15
Colino I	BA	Hídrica	Pequenas Centrais	11
Mambai II	GO	Hídrica	Pequenas Centrais	12
Cocais Grande	MG	Hídrica	Pequenas Centrais	10
Água Limpa	TO	Hídrica	Pequenas Centrais	14
Areia	TO	Hídrica	Pequenas Centrais	11,4
Rondon	MT	Hídrica	Pequenas Centrais	13
Pontal do Prata	GO	Hídrica	Pequenas Centrais	13,744
Indalazinho	MS	Hídrica	Pequenas Centrais	12,5
Toca do Tigre	RS	Hídrica	Pequenas Centrais	11,84
Campo Florido	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Miguel Forte	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
Caeté	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,8
Contagem	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	19,3
Agrovale	BA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
Água Bonita	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	17
Coruripe	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16
Fartura	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	17,4
Giasa II	PB	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
Ruette	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	28
Winimport	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,5
Thermal REFAP	RS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	27,12
Bunge Araxá	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,5
Alunorte	PA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	27,8
Fartura	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	22
Jitituba Santo Antônio	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	15
CNT	GO	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
Cidade Nova	AM	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,2
Gusa Nordeste	MA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
Serra do Navio	AP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	21,6
São João Biogás	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	21,6

São José	PE	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	18
Pitangueiras	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
Santa Cruz AB	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Carneirinho	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	24
Pirapama	PE	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Ecoluz	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12,33
REFAP	RS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	26
Ripasa	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,6
Monte Alegre	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16
Guariroba	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Rigesa	SC	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Frutal	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,09
Vale do Ivaí	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16
Tropical Bioenergia	GO	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	15
Cerradão	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Alcoa Beneficiamento	PA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	9,83
Cocamar Maringá	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	13
Biolins	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	28
Marituba	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Berneck	PR	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Iacanga	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	19
Total	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Maracaju	MS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10,4
São Francisco	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	21,8
Monteverde	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
São Miguel	AL	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	13,2
Monções	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
Petribu	PE	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	22
DVPA	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	28
Salvador	BA	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	19,73
CENPES	RJ	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,06
Vale do Paracatu - BEVAP	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Selecta	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,4
Lwarcel	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	16,3
Citrovita Catanduva	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	15
Eldorado	MS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	24
Santa Teresa	PE	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	10
S.A Usina Coruripe	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
Rio Pardo	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
Cargill Uberlândia	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
São Borja	RS	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12,5
RECAP	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	13,6
Bunge nº 1 Cubatão	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	11,5
Ipê	SP	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	25
LDC Bioenergia Lagoa da Prata	MG	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	20
CEM	GO	Termoelétrica	Fonte de Energia/ Combustível	12
Millennium	PB	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	10,2
Parque Eólico de Beberibe	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	25,6
Taiba Albatroz	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	16,5
Paracuru (SIIF Énergies)	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	21,4
Canoa Quebrada (RV)	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	10,5
Pedra do Sal	PI	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	21,3
Foz do Rio Choró	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	25,2
Praias de Parajuru	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	28,8
Praia do Morgado	CE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	28,8
Gargaú	RJ	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	28,05
Cerro Chato II	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	28
Mangue Seco 3	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Mangue Seco 2	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Mangue Seco 1	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Mangue Seco 5	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Campo Belo	SC	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	10,5
Miassaba II	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	14,4
Amparo	SC	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	22,5
Aratuá I	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	14,4
Cabeço Preto	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	19,8
Cabeço Preto IV	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	19,8
Sangradouro 3	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	24
Sangradouro 2	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Osório 2	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	24
Quixaba	SE	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	25,5
Mel 2	RN	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	20
Osório 3	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	26
Fazenda Rosário 2	RS	Wind	Fonte de Energia/ Combustível	20

Então, $N_{all} = 149$

PASSO 4: Nos projetos semelhantes identificados no Passo 3, identificar aqueles que aplicam tecnologias que são diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta.

Para a análise da Prática Comum, foi realizado um levantamento das atividades que se tornaram operacionais entre julho de 2004 (quando o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro começou a operar) e maio de 2013 (últimos dados disponíveis antes da publicação da atividade de projeto para os atores globais), de forma a estabelecer uma gama de projetos que poderiam ser considerados similares à atividade de projeto, conforme a definição no “*Diretrizes para Prática Comum*”, versão 02.0.

Foram consideradas na análise as atividades de projeto similares às PCHs Poço Fundo e Providência, que possuíam ou não incentivos financeiros. Para o clima de investimento na data da decisão de investimento, devem ser considerados: Subsídios ou outros fluxos financeiros, Políticas Promocionais e Requisitos Legais.

Subsídios ou outros fluxos financeiros e políticas promocionais

É importante considerar que, no âmbito de incentivos e investimentos, o Brasil possui duas linhas principais de fomento para projetos de produção de energia renovável: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), estabelecido pelo Protocolo de Quioto, e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), estabelecido pelo Decreto 5.025 de 2004¹⁷.

O PROINFA é um programa governamental de incentivos que foi instituído para aumentar a participação da energia elétrica renovável no SIN. Seu objetivo é promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica e permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável por definir as diretrizes, elaborar o planejamento do Programa e definir o valor econômico de cada fonte. A Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) tem o papel de agente executora, com a missão de fechar os Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE)¹⁸, ou em inglês, *Power Purchase Agreements* - PPA.

No PROINFA, os incentivos financeiros fornecidos pelo Governo Federal são embasados em linhas diferenciadas de financiamento, garantias de receitas mínimas ao projeto por meio dos CCVEs (PPAs) firmados entre o empreendedor e a Eletrobrás, os quais asseguram ao empreendedor uma receita mínima através da compra de 70% da energia gerada durante o período de financiamento oferecido pelo programa. O PROINFA oferece também proteção aos riscos de curto prazo do mercado aos quais estão expostos os proponentes de projeto, dentre outros benefícios de adesão ao programa.

Os projetos sob o PROINFA são elegíveis para participar do MDL, em concordância com decisão da CQNUMC sobre a elegibilidade de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o PROINFA considerou as possíveis receitas provenientes do MDL para prosseguir com o programa.

Em se tratando de ambientes regulatórios, no Brasil todos os projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são fiscalizados e regulados pela ANEEL em conformidade com a lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996, garantindo, portanto, o mesmo quadro regulatório às atividades de projeto similares à atividade de projeto proposta.

¹⁷ Decreto 5.025 de 2004 que estabelece o PROINFA http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2004-2006/2004/Decreto/D5025.htm

¹⁸ Definição disponível na página virtual do MME <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>

MDL – Comitê Executivo

À luz do desempenho das PCHs foi considerado também o parâmetro pequeno porte da instalação¹⁹ para as hidroelétricas com os projetos similares, desde que a atividade de projeto é relativa a plantas greenfield (novas) apenas e também maiores. Excluídas também as usinas termoeletricas e eólicas desde que elas são tecnologias diferentes não comparáveis à tecnologia proposta na atividade de projeto – energia hidráulica como fonte de alimentação.

A partir das PCHs listadas no Passo 3, considerando a explicação acima e as "Diretrizes para Prática comum", que afirma que as atividades de projeto de MDL não devem ser incluídos nesta análise, de julho de 2004 a maio de 2013.

$$N_{\text{diff}} = 33 \text{ (são Proinfa)} + 67 \text{ (são termoeletricas)} + 28 \text{ (são eólicas)} + 15 \text{ (são Pequenas)}$$

$$N_{\text{diff}} = 143$$

PASSO 5: Calcular o fator $F=1-N_{\text{diff}}/N_{\text{all}}$ representando a faixa de usinas usando tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta em todas as usinas que entregam a mesma saída ou capacidade da atividade de projeto proposta.

De acordo com os requisitos da versão 02.0 do “Guia para Prática Comum”, o fator F que representa “a faixa de usinas que usam tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta considerando todas as plantas que entregam a mesma saída ou capacidade que a atividade de projeto proposta” deve ser calculada como segue:

$$F=1-N_{\text{diff}}/N_{\text{all}}$$

$$F=1- 143 / 149$$

$$F = 0,04027$$

e

$$N_{\text{all}} - N_{\text{diff}} = 149 - 143 = 6$$

À luz da explanação fornecida acima e considerando os valores do fator “F” e “ $N_{\text{all}} - N_{\text{diff}}$ ”, é possível concluir que a implementação de plantas hidrelétricas similares à atividade de projeto não é uma prática comum no Brasil, porque satisfaz uma condição e não outra, sendo portanto elegível ao MDL segundo seus requisitos.

Resultado da Etapa 4: A atividade de projeto não é considerado como "prática comum", então a atividade de projeto é adicional

Tabela 8: Cronograma dos eventos para implementação da PCH Poço Fundo

28/01/2011	LP IN015599	Licença Prévia
04/05/2011	Despacho 1914	Aprova projeto básico
27/05/2011	Consideração Prévia	Consideração Prévia

¹⁹ Como definido no parágrafo 28 da decisão 1/CMP.2

MDL – Comitê Executivo

12/07/2011	Resolução 3.004	Autoriza a Poço Fundo Energia S.A. a estabelecer-se como PIE (Produtor Independente de Energia) devido á exploração da PCH Poço Fundo.
01/08/2011	Portaria 29	Define a energia assegurada da PCH Poço Fundo
Março 2013	Ofertas das EODs	Ofertas das EODs
Abril 2013	Previsão de obtenção da Licença de Instalação	Licença de Instalação
Junho 2013	Contrato com a EOD	Contrato com a EOD
Janeiro 2016	Previsão do início da construção da PCH	<i>Starting Date</i> (Data de Início) Documento “PoçoFundo_Cronograma.pdf”
Janeiro 2018	Previsão do início da operação comercial	Documento “PoçoFundo_Cronograma.pdf”

Tabela 9: Cronograma dos eventos para implementação da PCH Providência

14/02/2011	Despacho 541	Aceite do projeto básico
27/05/2011	Consideração Prévia	Consideração Prévia
Março 2013	Ofertas das EODs	Ofertas das EODs
Junho 2013	Contrato com a EOD	Contrato com a EOD
Janeiro 2016	Previsão do início da construção da PCH	<i>Starting Date</i> (Data de Início) Documento “Providencia_Cronograma.pdf”
Janeiro 2018	Previsão do início da operação comercial	Documento “Providencia_Cronograma.pdf”

B.6. Reduções de emissão**B.6.1. Explicação das escolhas de metodologia**

As reduções de emissões da atividade de projeto (ER_y) são quantificadas pela subtração das emissões do projeto ($PE_{HP,y}$) das emissões da linha de base (BE_y).

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y Redução de emissão no ano y (tCO₂e/ano);

BE_y Emissões da linha de base no ano y (tCO₂e/ano);

PE_y Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano)

Emissões do projeto ($PE_{HP,y}$)

Segundo a metodologia ACM0002 versão 14.0.0, para atividades de projeto de energia hidrelétrica que resultam em novos reservatórios, os proponentes do projeto devem calcular a emissão de CO₂ e CH₄ do reservatório estimando conforme segue abaixo:

Se a densidade de potência (DP) do reservatório único ou múltiplo for maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m²:

MDL – Comitê Executivo

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Onde:

$PE_{HP,y}$ Emissão dos reservatórios de água (tCO₂e/ano);

EF_{Res} Fator de emissão padrão para emissões do reservatório de plantas hidrelétricas no ano y (KgCO₂e/MWh) ;

TEG_y Total da energia elétrica gerada pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a fornecida para uso interno, no ano y (MWh).

Se a densidade de potência da atividade de projeto for maior que 10 W/m²,

$$PE_{HP,y} = 0$$

A densidade de potência da atividade de projeto (PD) é calculada como segue:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

Onde:

PD Densidade de potência da atividade de projeto (W/m²).

Cap_{PJ} Capacidade instalada da central hidrelétrica depois da implementação da atividade de projeto (W).

Cap_{BL} Capacidade instalada da central hidroelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W).

Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.

A_{PJ} Área mensurada do reservatório de água em sua superfície, depois da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²).

A_{BJ} Área mensurada do reservatório de água em sua superfície, antes da implementação da atividade de projeto, quando o mesmo está cheio (m²). Para novas centrais hidrelétricas este valor é zero.

$$PD_{\text{Poço Fundo}} = \frac{14.440.000 - 0}{190.000 - 0} = 76,00 \text{ W/m}^2$$

$$PD_{\text{Providência}} = \frac{5.000.000 - 0}{92.600 - 0} = 54,00 \text{ W/m}^2$$

Portanto, as emissões do reservatório são nulas para as PCHs Poço Fundo e Providência pois suas Densidades de Potência são maior que 10 W/m².

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base (BE_y em tCO₂) são o produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO₂/MWh), vezes a eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede ($EG_{PJ,y}$ em MWh), como se segue:

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

Onde:

MDL – Comitê Executivo

BE_y Emissões de linha no ano y (tCO₂e/ano);

$EG_{PJ,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y (MWh/ano).

$EF_{grid,CM,y}$ Margem Combinada para o fator de emissão de CO₂ da rede geradora no ano y, calculada usando a versão mais recente da “ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” em (tCO₂/MWh).

Energia Gerada ($EG_{PJ,y}$)

A atividade de projeto é a instalação de duas novas plantas de geração renovável conectadas à rede em local onde nenhuma outra planta estava operando antes da implantação da atividade de projeto, assim classificada como uma planta de geração de energia *Greenfield* (nova).

A $EG_{PJ,y}$ é baseada na estimativa da energia a ser injetada anualmente na rede pela atividade de projeto, a qual leva em consideração a energia assegurada das usinas, informação esta fornecida pela ANEEL e pelo Ministério de Minas e Energia do governo brasileiro. Então:

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

Onde:

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

$EG_{facility,y}$ Quantidade de geração de eletricidade suprida para a rede pela planta no ano y (MWh/ano).

B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex-ante

Dado / Parâmetro	$Cap_{BLPoço Fundo}$
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidroelétrica anterior à implementação da atividade de projeto. Para novas usinas, esse valor é zero.
Fonte de dado	Local do projeto.
Valor aplicado	0
Escolha do dado ou métodos de medição e procedimentos	Não aplicável.
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	

Dado / Parâmetro	$A_{BLPoço Fundo}$
Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m ²). Para novos reservatórios, esse valor é zero.
Fonte de dado	Local do projeto.
Valor aplicado	0
Escolha do dado ou métodos de medição e procedimentos	Não aplicável.
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	

MDL – Comitê Executivo

Dado / Parâmetro	$Cap_{BLProvidência}$
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidroelétrica anterior à implementação da atividade de projeto. Para novas usinas, esse valor é zero.
Fonte de dado	Local do projeto.
Valor aplicado	0
Escolha do dado ou métodos de medição e procedimentos	Não aplicável.
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	

Dado / Parâmetro	$A_{BLProvidência}$
Unidade	m^2
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.
Fonte de dado	Local do projeto.
Valor aplicado	0
Escolha do dado ou métodos de medição e procedimentos	Não aplicável.
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	

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

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, a rede é interligada através do SIN em um sistema único²⁰.

Cálculo do Fator de Emissão ($EF_{grid,CM,y}$)

Para o cálculo do fator de emissão da linha de base, os seis passos abaixo devem ser seguidos:

PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante.

Considerando o estabelecido pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh) e o fato da AND brasileira ter publicado a Resolução nº 8 emitida em 26 de Maio de 2008, a qual define o Sistema Nacional Interligado como um sistema único que cobre todas as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste), os limites do sistema elétrico brasileiro são claramente definidos.

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas *off-grid* (não conectadas) no sistema elétrico do projeto (opcional).

Desde que a AND brasileira somente disponibiliza o cálculo do fator de emissão com base em informações de usinas conectadas a rede, as usinas *off-grid* não são consideradas.

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

²⁰ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24562.pdf

MDL – Comitê Executivo

O método adotado para calcular a margem de operação é o “Método da análise do despacho OM”. O cálculo é realizado pela AND brasileira e disponibilizado publicamente.

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Dados da margem de operação do fator de emissão de CO₂ da energia despachada no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade de projeto em horas h no ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades da rede elétrica no topo da ordem de despacho na hora h, no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Energia total substituída pela atividade de projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto está substituindo energia da rede (h);

y = Ano no qual a eletricidade de projeto está substituindo energia da rede

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

Para efeito da estimativa do valor *ex-ante* do fator de emissão da margem de operação foi calculada a média aritmética de 12 meses dos fatores de emissão de operação publicados pela AND (dados disponíveis do ano 2012)²¹.

Tabela 10: Fator de Emissão da Margem de Operação para o ano de 2012

MARGEM DE OPERAÇÃO												
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh)												
2012	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,2935	0,3218	0,4050	0,6236	0,5943	0,5056	0,3942	0,4490	0,6433	0,6573	0,6641	0,6597

Desta forma, o Fator de Emissão da Margem de Operação é:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,5176 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

As unidades geradoras incluídas no cálculo do fator de emissão da margem de construção (BM) são definidas pela AND brasileira a qual é responsável pelo cálculo desta variável. O resultado deste é publicado em seu sítio de internet.

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (BM) é calculado como se segue:

²¹ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/338047.html#ancora>

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_{i,m} EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Para o fator de emissão da margem de construção $EF_{grid,BM,y}$ será adotado também o valor disponibilizado pela AND para o ano de 2012 (últimos dados disponíveis)²².

Tabela 11: Último dado da AND para Fator de Emissão da Margem de Construção (2012)

MARGEM DE CONSTRUÇÃO	
Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) – ANUAL	
2012	0,2010

Portanto, teremos que o Fator de Emissão da Margem de Construção é:

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

PASSO 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada (combinação das margens de operação e construção) é utilizada uma fórmula de média ponderada, considerando ambos w_{OM} e $w_{BM} = 0,5$. Como medida conservadora, é apresentado abaixo o fator de emissão calculado utilizando-se valores com quatro casas decimais, arredondadas para baixo. Então, o resultado é:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5176 \cdot 0,5 + 0,2010 \cdot 0,5 = 0,3593 \text{ (tCO}_2/\text{MWh)}$$

As emissões da linha de base são proporcionais à eletricidade entregue à rede durante o período de duração do projeto. São calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) pela eletricidade gerada pela atividade de projeto.

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

Os valores de $EG_{PJ,y}$ são como no item B.7.1.

$$BE_{y, \text{Poço Fundo}} = 63.072 * 0,3593 = 22.661 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

$$BE_{y, \text{Providência}} = 24.090 * 0,3593 = 8.655 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

Voltando às reduções de emissões da atividade de projeto (ER), temos que as reduções de CO₂ estimadas são:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = (22.661+8.655) - 0 = 31.316 \text{ (tCO}_2)$$

Fuga

²² <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/338047.html#ancora>

De acordo com a metodologia ACM0002 versão 14.0.0, nenhuma fuga de emissões foi considerada.²³

B.6.4. Sumário da estimativa *ex-ante* das reduções de emissão

Tabela 12: Sumário da estimativa *ex-ante* das reduções de emissão

Ano	Emissões de linha de base (t CO ₂ e)	Emissões do projeto (t CO ₂ e)	Fuga (t CO ₂ e)	Reduções de Emissão (t CO ₂ e)
2018	31.316	0	0	31.316
2019	31.316	0	0	31.316
2020	31.316	0	0	31.316
2021	31.316	0	0	31.316
2022	31.316	0	0	31.316
2023	31.316	0	0	31.316
2024	31.316	0	0	31.316
Total	219.212	0	0	219.212
Número total de anos de creditação	7 anos, renovável por mais 2 períodos de 7 anos cada um.			
Média anual no período de creditação	31.316	0	0	31.316

B.7. Plano de Monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a ser monitorados

Dado / Parâmetro:	$EG_{Poco\ Fundo, y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de eletricidade fornecida pela PCH à rede (SIN) no ano y.
Fonte do dado	Local do projeto - Medidores de Energia (um principal e um retaguarda que devem estar localizados em um painel na casa de força ou na subestação da Ampla)
Valor(es) aplicado (s)	63.072 (calculado no arquivo “CERs JUN1133v3.xls”)
Método de medição e procedimentos	A eletricidade entregue à rede será registrada por medidores de eletricidade (um principal e um de retaguarda). Também a eletricidade entregue da rede será checada através dos mesmos medidores uma vez que eles são bidirecionais. Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração.
Frequência de monitoramento	Medição contínua e pelo menos gravação mensal.
Procedimentos GQ/CQ	Os medidores devem atender os padrões industriais do Módulo 12.2 do ONS (o qual pode ser visualizado através do link: http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openfr)

²³ As principais emissões com possibilidade de provocar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como a construção de usinas e emissões para atmosfera do uso de combustíveis fósseis (por exemplo, extração, processamento, transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas.

	ameset), e regulações industriais para assegurar acuracidade. Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissões. Os dados serão arquivados mensalmente (eletronicamente) e mantidos arquivados durante o período de creditação mais dois anos após seu término. Os dados dos medidores de energia serão contra checados com o banco de dados da CCEE para verificar a coerência dos dados. A periodicidade de calibração irá seguir o Procedimento 12.3 do ONS ²⁴ .
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	PP é o responsável pelas medições (leituras de checagem e/ou contra checagem)

Dado / Parâmetro:	$EG_{Providência,y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de eletricidade fornecida pela PCH à rede (SIN) no ano y.
Fonte do dado	Local do projeto - Medidores de Energia (um principal e um retaguarda que devem estar localizados em um painel na casa de força ou na subestação da Ampla)
Valor(es) aplicado (s)	24.090 (calculado no arquivo “CERs JUN1133v3.xls”)
Método de medição e procedimentos	A eletricidade entregue à rede será registrada por medidores de eletricidade (um principal e um de retaguarda). Também a eletricidade entregue da rede será checada através dos mesmos medidores uma vez que eles são bidirecionais. Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração.
Frequência de monitoramento	Medição contínua e pelo menos gravação mensal.
Procedimentos GQ/CQ	Os medidores devem atender os padrões industriais do Módulo 12.2 do ONS (o qual pode ser visualizado através do link: http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset), e regulações industriais para assegurar acuracidade. Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissões. Os dados serão arquivados mensalmente (eletronicamente) e mantidos arquivados durante o período de creditação mais dois anos após seu término. Os dados dos medidores de energia serão contra checados com o banco de dados da CCEE para verificar a coerência dos dados. A periodicidade de calibração irá seguir o Procedimento 12.3 do ONS ²⁵ .
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	PP é o responsável pelas medições (leituras de checagem e/ou contra checagem)

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ e/MWh
Descrição	Fator de Emissão da Margem Combinada de CO ₂ para geração de energia conectada a uma rede, no ano y, calculada utilizando a versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Fonte do dado	Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
Valor(es) aplicado (s)	0,3593
Método de medição e	A margem combinada é calculada através de uma fórmula de média

²⁴ <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset>

²⁵ <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset>

procedimentos	ponderada, considerando o $EF_{grid,OM-DD,y}$ e o $EF_{grid,BM,y}$ e os pesos w_{OM} e w_{BM} padrão 0,5. Como na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	Como o determinado pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2012 (últimos dados disponíveis). Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/338047.html#ancora

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,OM-DD,y}$
Unidade	tCO ₂ e/MWh
Descrição	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de operação da rede, no ano <i>y</i> .
Fonte do dado	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada).
Valor(es) aplicado (s)	0,5176
Método de medição e procedimentos	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela última versão da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Frequência de monitoramento	Mensalmente.
Procedimentos GQ/CQ	Este dado será anualmente atualizado para ser utilizado no cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão da Margem Combinada.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2012 (últimos dados disponíveis). Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/338047.html#ancora

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade	tCO ₂ e/MWh
Descrição	Fator de Emissão de CO ₂ da margem de construção da rede, no ano <i>y</i> .
Fonte do dado	Dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada) para o ano <i>y</i> .
Valor(es) aplicado (s)	0,2010
Método de medição e procedimentos	De acordo com os procedimentos estabelecidos pela última versão da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico".
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	Este dado será anualmente atualizado para ser utilizado no cálculo <i>ex-post</i> do Fator de Emissão da Margem Combinada.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados referentes ao ano de 2012 (últimos dados disponíveis). Fonte: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/338047.html#ancora

Dado / Parâmetro	$Cap_{Poço\ Fundo}$
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidroelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Placas dos equipamentos
Valor(es) aplicado (s)	14.440.000

Método de medição e procedimentos	Especificações técnicas dos equipamentos instalados.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	Determinado com base em padrões reconhecidos. Estes dados serão aplicadas para o cálculo da Densidade de Potência
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	Para estimativa ex-ante das reduções de emissões foram utilizados os dados da Resolução Autorizativa n° 3.004 da ANEEL, publicada em 12 de julho de 2011 (link http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20113004.pdf)

Dado / Parâmetro	$Cap_{Providência}$
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidroelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Placas dos equipamentos
Valor(es) aplicado (s)	5.000.000
Método de medição e procedimentos	Especificações técnicas dos equipamentos instalados.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	Determinado com base em padrões reconhecidos. Estes dados serão aplicadas para o cálculo da Densidade de Potência
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	Para estimativa ex-ante das reduções de emissões foram utilizados os dados da Ficha Resumo da ANEEL

Dado / Parâmetro	$A_{Poco\ Fundo}$
Unidade	m^2
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2).
Fonte do dado	Despacho ANEEL N° 1.914, de 4 de maio de 2011 (link http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20111914.pdf)
Valor(es) aplicado (s)	190.000
Método de medição e procedimentos	Pessoal próprio ou empresas terceirizadas serão contratadas para o desenvolvimento de pesquisas topográficas e/ou processamento de imagem de satélite.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	Este dado é aplicado para o cálculo da Densidade de Potência.

Dado / Parâmetro	$A_{Providência}$
Unidade	m^2
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2).
Fonte do dado	Ficha Resumo ANEEL
Valor(es) aplicado (s)	92.600
Método de medição e procedimentos	Pessoal próprio ou empresas terceirizadas serão contratadas para o desenvolvimento de pesquisas topográficas e/ou processamento de imagem

MDL – Comitê Executivo

	de satélite.
Frequência de monitoramento	Anualmente.
Procedimentos GQ/CQ	
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto.
Comentários adicionais	Este dado é aplicado para o cálculo da Densidade de Potência.

B.7.2. Plano de amostragem

Os dados e parâmetros monitorados na seção B.7.1 acima não são determinados por um método de amostragem. Os dados são efetivamente medidos.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

O plano de monitoramento para a atividade de projeto é baseado na metodologia ACM0002 versão 14.0.0 e consiste no monitoramento da geração de eletricidade da atividade de projeto e dos fatores de emissão de CO₂.

1) Geração de Energia e Sistema de Medição - $EG_{facility,y}$:*Características Gerais do Sistema de Medição*

Os procedimentos designados para o monitoramento da geração de eletricidade pela atividade de projeto seguem os parâmetros e regulamentos do setor energético Brasileiro. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são os responsáveis pelos requerimentos técnicos do sistema de medição de energia para faturamento.

O agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) desenvolverá o projeto de acordo com as especificações técnicas das medições para faturamento, as quais devem incluir a localização dos pontos de medição, painéis de medição, medidores e sistemas para medições locais e remotas. O sistema de medição para cada PCH deve ser feito através de no mínimo dois medidores (um principal e um backup) localizados em um painel dentro da casa de força ou diretamente na subestação onde será o ponto de ligação à rede. Os medidores serão bidirecionais e a classe de precisão será 0,2.

Segundo o designado pelo sub-módulo 12.1 do Procedimento de Rede²⁶, o SMF é um sistema composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores de instrumento, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE e também pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

O sistema de medição irá medir e gravar os valores da energia fornecida à rede. O sistema de medição das PCHs Poço Fundo e Providência será instalado em painéis de medição. Após a calibração, os painéis serão fisicamente lacrados, garantindo a inviolabilidade dos dados medidos.

Os dados armazenados nos medidores serão também coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE, remota e automaticamente, através dos dois medidores que serão instalados para cada PCH (um principal e um de retaguarda).

Portanto, além das medições de eletricidade realizada pelos proponentes de projeto, toda energia despachada pelas PCHs Poço Fundo e Providência será também monitorada on-line pelos medidores da

²⁶ <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset> de <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>

MDL – Comitê Executivo

CCEE. O sistema de medição da CCEE contém um sistema de comunicação que tem a função de enviar os dados de energia despachada para a rede para a CCEE. A CCEE é responsável pela leitura mensal e manutenção dos dados gravados de energia despachada.

Monitoramento dos Dados:

As leituras dos medidores são usadas para o cálculo das reduções de emissão. As etapas do monitoramento são as seguintes:

- (1) Os dados serão medidos em base horária e gravados mensalmente;
- (2) Planilhas contendo a eletricidade entregue à rede serão geradas; os dados de medição da CCEE serão utilizados para o cálculo das reduções de emissão;
- (3) A Poço Fundo Energia S.A. e Providência Energia S.A. fornecerão à Carbotrader os dados monitorados em seus medidores e os dados medidos pela CCEE;
- (4) As reduções de emissão serão gerenciadas pelo gerente de projetos responsável na Carbotrader.

Outros detalhes, no que diz respeito aos parâmetros a serem monitorados podem ser encontrados nas seções B.7.1 e Apêndice 5. O plano de monitoramento pode ser consultado anexo (Documento “Plano de Monitoramento.doc”).

Controle de Qualidade:

- (1) Calibração dos medidores:

A calibração dos medidores será conduzida por organizações qualificadas que deverão estar de acordo com os padrões nacionais e regulações industriais para assegurar a acuracidade do sistema. A periodicidade de calibração irá seguir o Procedimento 12.3²⁷ do ONS. Após a calibração, os medidores deverão ser lacrados para segurança e os certificados de calibração serão arquivados juntamente com os dados de monitoramento. A classe de exatidão do equipamento que será utilizado no projeto está em conformidade com os padrões nacionais (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas). Isto pode ser visto no Procedimento 12.2²⁸ do ONS.

- (2) Tratamento de Emergência:

Em caso de indisponibilidade de leitura de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenções, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 7.1 do Procedimento de Comercialização PdC ME.01²⁹, Módulo 2.

Gerenciamento dos Dados:

Todas as questões relacionadas às PCHs serão tratadas pelo Gerente responsável pelas PCHs Poço Fundo e Providência.

Todos os dados recolhidos no período de monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por pelo menos 2 anos após o último período de créditos. O crédito a ser gerado será calculado regularmente pelos proponentes do projeto e mantidos para a fase de verificação.

Procedimentos de Treinamento:

A Poço Fundo Energia S.A. e Providência Energia S.A. irão fornecer o treinamento para a equipe responsável pela manutenção e operação das PCHs Poço Fundo e Providência.

²⁷ <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset>

²⁸ <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset>

²⁹ http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/regrasprocedlegis/documents/conteudoccee/ccee_058269.pdf

2) Fatores de Emissão - $EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$:

Os fatores de emissão de CO₂ envolvidos na atividade de projeto ($EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$), conforme mencionamos anteriormente, são fornecidos pela AND brasileira e disponibilizados em seu sítio de internet (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>). Desta maneira, o monitoramento desses dados será *ex-post*, através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND.

3) Capacidade Instalada – Cap_{PJ} :

No Brasil, a capacidade instalada das usinas hidrelétricas é determinada e autorizada por uma agência regulatória competente. Além disso, qualquer modificação precisa ser autorizada e publicada. Portanto, qualquer nova autorização para o aumento da capacidade instalada da usina será anualmente monitorada.

É importante também destacar que segundo a Resolução da ANEEL de número 407 (link <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000407.pdf>), emitida em 19 de outubro de 2000, se a potência instalada da usina variar em +/- 5% da capacidade autorizada (outorgada), uma revisão da capacidade autorizada precisa ser requisitada. Isto deve ser considerado após a instalação da capacidade total da usina.

Autoridade e Responsabilidade:

A Poço Fundo Energia S.A. e Providência Energia S.A. são as responsáveis pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, atendimento às exigências operacionais e ações corretivas relacionadas à funcionalidade da atividade de projeto.

As emissões de linha de base do projeto e os cálculos e reduções de emissões serão realizados pela Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli a qual reportará os resultados de maneira apropriada às entidades relacionadas aos processos do MDL.

SEÇÃO C. Duração e período de crédito

C.1. Duração da atividade de projeto

C.1.1. Data de início da atividade de projeto

01/01/2016

Data mais próxima em que se inicia a implementação da atividade de projeto, na qual o desenvolvedor do projeto tem previsão de iniciar a instalação das PCHs, como descrito no arquivo de cronograma nomeado "PoçoFundo_Cronograma.pdf" and "Providencia_Cronograma.pdf" (cronogramas do projeto).

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto

30 anos e 0 meses.

C.2. Período de crédito da atividade de projeto

C.2.1. Tipo do período de crédito

Renovável sendo:

01/01/2018 a 31/12/2024	o Primeiro período de crédito
01/01/2025 a 31/12/2031	o Segundo período de crédito
01/01/2032 a 31/12/2038	o Terceiro período de crédito

C.2.2. Início do período de crédito

A data de início do primeiro período de crédito da atividade do projeto é 01/01/2018 (data prevista no cronograma "PoçoFundo_Cronograma.pdf" e "Providencia_Cronograma.pdf" quando ambas as PCHs

MDL – Comitê Executivo

estarão em operação comercial com as duas unidades de geração); ou na data do registro do MDL, o que ocorrer mais tarde.

C.2.3. Duração do período de crédito

7 anos e 0 meses renovável por mais 2 períodos de 7 anos e 0 meses.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise de impactos ambientais

Em relação às permissões regulatórias, a **PCH Poço Fundo** tem as seguintes autorizações emitidas pela ANEEL:

- Portaria # 29 (link <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2011029spde.pdf>), datada de 1º Agosto de 2011, define a energia assegurada da PCH Poço Fundo.
- Despacho # 1.914 (link <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20111914.pdf>), datado de 4 de Maio de 2011, que aprova o projeto básico apresentado pela Poço Fundo Energia S.A., referente à PCH Poço Fundo, no Rio Preto, na cidade de São José do Vale do Rio Preto (Rio de Janeiro).
- Resolução Autorizativa # 3.004 (link <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20113004.pdf>), datada de 12 de Julho de 2011 – autoriza a Poço Fundo Energia S.A. a estabelecer-se como juma geradora de energia elétrica independente através do uso do potencial hidrelétrico chamado PCH Poço Fundo, localizado no Rio Preto, na cidade de São José do Vale do Rio Preto city, estado do Rio de Janeiro.

Para a **PCH Providência** as seguintes autorizações foram emitidas pela ANEEL.

- Despacho # 541 (link <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2011541.pdf>), datado de 14 de Fevereiro de 2011, que aceita o projeto básico apresentado pela Providência Energia S.A., referente à PCH Providência, no Rio Preto, na cidade de Teresópolis (Rio de Janeiro).

Licenças Ambientais

- Licença Prévia nº IN015599, emitida pelo INEA – Instituto Estadual do Ambiente, datada de 28 de Janeiro de 2011, que autoriza a Poço Fundo Energia S.A. a desenvolver estudos para instalação da usina hidrelétrica Poço Fundo no Rio Preto, município de São José do Vale do Rio Preto.

As licenças ambientais foram solicitadas junto ao órgão ambiental, como confirmam os documentos “Protocolo LI POF.pdf” e “Protocolo LP PRV.pdf”.

O documento “Protocolo LI POF.pdf” é o protocolo do pedido de solicitação da Licença de Instalação da PCH Poço Fundo, solicitada ao INEA em 28/09/2011.

O documento “Protocolo LP PRV.pdf” é o protocolo do pedido de solicitação da Licença Prévia da PCH Providência, solicitada ao INEA em 29/06/2012.

Os impactos ambientais causados pelas PCHs não são considerados significativos pelo proponente do projeto. Mais detalhes são descritos na secção D.2.

D.2. Avaliação do impacto ambiental

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são consideradas uma alternativa para a diversificação da matriz elétrica brasileira. Uma de suas características é apresentar baixo impacto ambiental negativo no

MDL – Comitê Executivo

lugar onde é instalada, quando comparado a prática comum no Brasil (grandes hidrelétricas), devido principalmente ao fato de dispensarem o alagamento de áreas amplas.

Os impactos ambientais da atividade da PCH não são considerados significantes pelos participantes do projeto. Porém várias planos de ação de melhorias ambientais e sociais para melhoria da qualidade e redução dos impactos estão sob implementação e/ou foram implementados.

Estudos relacionados aos impactos da PCH Poço Fundo foram realizados. Foram elaborados por uma empresa terceirizada chamada Sigma Pesquisas & Projetos um Plano Básico Ambiental (PBA), um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e um Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Esses estudos possuem um completo diagnóstico ambiental da área de influência dos projetos e, além disso, contam com um conjunto de atividades e programas que visam minimizar os efeitos negativos e acompanhar as alterações resultantes das instalações nos sistemas hídricos.

Com vistas à redução, mitigação ou compensação dos impactos causados, a PCH Poço Fundo possui diversas atividades a serem implantadas:

- Plano de Gestão Ambiental
- Plano de Manejo do reservatório e do Trecho de vazão Reduzida
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas
- Programa de Saúde da População Vinculada a Obra
- Programa de Educação Ambiental da População Vinculada a Obra
- Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos
- Plano de Desmonte de Rocha
- Programa de Monitoramento Hidrogeológico
- Programa de Monitoramento de Processos Erosivos no Entorno do Reservatório
- Programa de Reflorestamento
- Programa de Preservação de Espécies da Flora Ameaçadas de Extinção
- Programa de Monitoramento da Herpetofauna
- Programa de Monitoramento da Avifauna
- Programa de Monitoramento da Mastofauna
- Programa de Resgate da Fauna
- Programa de Consolidação de Unidade de Conservação
- Programa de Monitoramento Hidrológico
- Programa de Monitoramento de Nascentes
- Programa de Monitoramento Limnológico, de Qualidade das Águas e dos Sedimentos
- Programa de Monitoramento e Controle de Macrófitas
- Programa de Monitoramento da Ictiofauna
- Programa de Resgate da Ictiofauna
- Programa de Monitoramento do Mecanismo de Transposição
- Programa de Comunicação Social
- Programa de Acompanhamento das Atividades Minerárias
- Programa de Educação Ambiental
- Programa de Indenizações da População Atingida
- Programa de Prospecção e Monitoramento Arqueológico
- Programa de Educação Patrimonial Para a Cultura Material e Imaterial Intangível

MDL – Comitê Executivo

Os programas acima descritos objetivam mitigar ou compensar os impactos ambientais negativos que podem ser causados. O tamanho do empreendimento, as características da região e os estudos ambientais realizados, mostram-nos que a PCH Poço Fundo tem um conjunto de características que demonstram que o projeto é ambientalmente viável

Quanto à PCH Providência, deverá concluir seus estudos ambientais até Junho de 2014.

SEÇÃO E. Consulta às partes interessadas locais**E.1. Solicitação de comentários das partes interessadas locais**

De acordo com a Resolução nº 1, de 11 de setembro de 2003 e Resolução nº 7 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), quaisquer projetos de MDL devem enviar uma carta com a descrição do projeto e uma solicitação de comentários das partes interessadas locais.

A atividade de projeto está contida em apenas um estado da federação, sendo assim, os convites de comentários deverão ser endereçados aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades de projeto:

- Prefeitura e câmara dos vereadores de cada município envolvido;
- Órgãos ambientais estadual e municipal(is) envolvidos;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento³⁰;
- Associações comunitárias;
- Ministério Público Estadual do estado envolvido;
- Ministério Público Federal.

A fim de satisfazer e dar cumprimento a esta resolução os proponentes do projeto enviaram cartas convite, descrevendo o projeto, e solicitaram comentários das seguintes partes interessadas:

- a) Prefeitura de São José do Vale do Rio Preto
- b) Prefeitura de Teresópolis
- c) Câmara Municipal de São José do Vale do Rio Preto
- d) Câmara Municipal de Teresópolis
- e) Secretaria de Meio Ambiente de São José do Vale do Rio Preto
- f) Secretaria de Meio Ambiente de Teresópolis
- g) Associação Comercial Industrial e Rural de São José do Vale do Rio Preto
- h) Associação Comercial, Industrial e Agrícola de Teresópolis- ACIAT
- i) INEA – Instituto Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro
- j) Fórum Brasileiro de ONGs;
- k) Procuradoria da República no Estado do Rio de Janeiro
- l) Ministério Público Estadual do Estado do Rio de Janeiro

E.2. Resumo dos comentários recebidos

O ator “Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro” disse, por telefone, que não poderia falar sobre o projeto de créditos de carbono, uma vez que a PCH Providência ainda está sob a mesma análise sobre o processo ambiental.

Os atores “Prefeitura Municipal de São José do Vale do Rio Preto” e “Associação Comunitária ACIAT - Associação Comercial, Industrial e Agrícola de Teresópolis” manifestaram o seu apoio ao projeto.

E.3. Relatório da consideração dos comentários recebidos

Não aplicável devido ao item E.2.

³⁰ <http://www.fboms.org.br>

**SEÇÃO F. Aprovação e Autorização**

A Carta de Aprovação deve ser obtida após a emissão do Relatório Final da EOD e antes da solicitação de registro ao Conselho Executivo do MDL.

Apêndice 1: Informação de contato dos participantes do projeto

Organização	Poço Fundo Energia S.A.
Rua/Caixa Postal	Rua Francisco da Cunha 178, Boa Viagem
Prédio	
Cidade	Recife
Estado/Região	Pernambuco
CEP	51020-041
País	Brasil
Telefone	+55 81 3464-9400
FAX	+55 81 3464-9424
E-Mail	
Web site	---
Representado por	Tarcísio de Meira Lins Filho
Título	Diretor Comercial
Tratamento	Sr.
Sobrenome	Filho
Segundo nome	De Meira Lins
Nome	Tarcísio
Departamento	
Celular	
FAX direto	+55 81 3464-9400
Telefone direto	+55 81 3464-9424
E-Mail pessoal	tangara@veredainc.com.br

Organização	Providência Energia S.A.
Rua/Caixa Postal	Rua Francisco da Cunha 178, Boa Viagem
Prédio	
Cidade	Recife
Estado/Região	Pernambuco
CEP	51020-041
País	Brasil
Telefone	+55 81 3464-9400
FAX	+55 81 3464-9424
E-Mail	
Web site	---
Representado por	Tarcísio de Meira Lins Filho
Título	Diretor Comercial
Tratamento	Sr.
Sobrenome	Filho
Segundo nome	De Meira Lins
Nome	Tarcísio
Departamento	
Celular	
FAX direto	+55 81 3464-9400
Telefone direto	+55 81 3464-9424
E-Mail pessoal	tangara@veredainc.com.br

Apêndice 2: Informação sobre financiamento público

Não há financiamento público de países do Anexo I do Protocolo de Kyoto para essa atividade de projeto.

Apêndice 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Nenhuma informação adicional.

Apêndice 4: Informações gerais complementares sobre cálculo ex-ante das reduções de emissões

Os Fatores de Emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, em especial, nas usinas termoelétricas. Essas informações são necessárias aos projetos de energia renovável conectados à rede elétrica e implantados no Brasil no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto.

As emissões ex-ante são calculadas seguindo a “*Ferramenta para cálculo do Fator de Emissão para um Sistema Elétrico*”. Seguindo-se essa metodologia, coube ao ONS explicitar ao grupo composto pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e Ministério de Minas e Energia (MME) as práticas operativas do SIN, reguladas pela ANEEL. Seguindo essa sistemática, os Fatores de Emissão de CO₂ passaram a ser calculados pelo ONS para o sistema único desde 27 de Maio de 2008.

Os últimos dados disponíveis do fator de emissão da rede brasileira utilizados nos cálculos de reduções de emissão estão disponíveis no sítio de internet:

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/338047.html#ancora>

Apêndice 5: Informações gerais sobre o plano de monitoramento

O monitoramento da atividade de projeto é baseado na metodologia de linha de base e monitoramento aplicáveis a este projeto e, como descrito nos itens B.7.1 e B.7.3. Para a verificação da energia renovável gerada pela atividade de projeto são empregados equipamentos de medição de energia gerada.

Efetuada o recolhimento dos dados monitorados de energia é realizada uma confrontação junto aos dados expedidos pela CCEE. Há de se ressaltar que os dados gerados pela CCEE são por esta entidade auditados e não devem conter erros. Este procedimento será adotado com o intuito de dar consistência aos dados.

Ressalta-se que todos os dados recolhidos no âmbito do monitoramento deverão ser arquivados eletronicamente e também serão mantidos pelo menos 2 anos após o final do último período de crédito, ou após a última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer posteriormente.

Este plano de monitoramento baseia-se na versão 14.0.0 da ferramenta metodológica de larga escala ACM0002 – “**Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis**”, bem como na última versão da “**Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico**”.

Apêndice 6: Resumo das modificações após registro

Não aplicável.

Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11 Abril 2012	Revisão editorial para trocar a versão na linha 02 na caixa de histórico do Anexo 06 para Anexo 06b.
04.0	EB 66 13 Março 2012	Revisão necessária para assegurar a consistência com as "Diretrizes para completar o formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto MDL "(EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26 Julho 2006	
02	EB 14, Anexo 06b 14 Junho 2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03 Agosto 2002	Adoção inicial.
Classe de Decisão: Regulatória Tipo de Documento: Formulário Função de Negócio: Registro		