



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-SSC-PDD)
Versão 03 – efetiva a partir de 22 Dezembro 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral das atividades do projeto de pequena escala
- B. Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração das atividades do projeto / período creditício
- D. Impactos Ambientais
- E. Comentários dos participantes

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes nas atividades propostas pelo projeto de pequena escala

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Informações de monitoramento

Revisões deste documento

Versão	Data	Descrição e Motivo da Revisão
01	21 Janeiro 2003	Versão inicial
02	8 Julho 2005	<ul style="list-style-type: none">• O Comitê concordou em revisar o MDL SSC DCP para refletir orientações e esclarecimentos fornecidos pelo próprio Comitê desde a versão 01 deste documento.• Em consequência, as orientações para preenchimento do MDL SSC DCP foram revisadas de acordo com a versão 2. A última versão pode ser encontrada em <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>.
03	22 Dezembro 2006	<ul style="list-style-type: none">• O Comitê concordou em revisar o documento de concepção do projeto de MDL para atividades de pequena escala (MDL-SSC-DCP), levando em conta o MDL-DCP e o MDL-NM.

SEÇÃO A. Descrição Geral da Atividade do Projeto**A.1 Título da Atividade do Projeto**

Luzboa Pequenas Centrais Hidrelétricas BRA- Minas Gerais I
Versão 01

06/07/2009

A.2. Descrição da Atividade do Projeto

O Projeto Luzboa Pequenas Centrais Hidrelétricas BRA-Minas Gerais I foi desenvolvido pela LuzBoa, S.A, sendo a mesma empresa a promotora e a responsável pela operação do projeto que consiste num conjunto de quatro pequenas centrais hidrelétricas (PCH) a fio d' água.

As 4 PCH's são:

1. **Oliveira**, localizada no Estado de Minas Gerias, mais concretamente no município de Oliveira, no leito do Rio Jacaré, esta PCH tem uma potência instalada de 2,8MW e consiste num conjunto de 2 turbinas de 1,4MW cada.
2. **Nepomuceno**, localizada no Estado de Minas Gerais, mais concretamente no município de Nepomuceno, no leito do Rio Cervo, esta PCH tem uma potência instalada de 3,4MW e consiste num conjunto de 2 turbinas de 1,75MW cada.
3. **Troia**, localizada no Estado de Minas Gerias, mais concretamente entre os municípios de Bom Despacho e Leandro Ferreira, no leito do Rio Lambari, esta PCH tem uma potência instalada de 7MW e consiste num conjunto de 2 turbinas de 3,66MW cada.
4. **Couro do Cervo**, Localizada no Estado de Minas Gerias, mais concretamente entre os municípios de Carmo da Cachoeira e Nepomuceno, no leito do Rio Ribeirão São João, esta PCH tem uma potência instalada de 1,5MW e consiste num conjunto de 2 turbinas de 0,750MW cada.

As PCH's estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), através da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais).

As centrais estão localizadas em pequenas cidades do estado de Minas Gerais, o que contribui para a descentralização da produção de eletricidade, garantindo uma melhor qualidade no fornecimento de energia elétrica, reduzindo também as perdas que ocorrem nas linhas durante o transporte de energia.

Para além do referido, as PCH's de Oliveira, Nepomuceno e Couro do Cervo representarão a recuperação do local onde outrora três centrais hidrelétricas existiram, mas foram desativadas e abandonadas. Assim, para além do contributo para o desenvolvimento regional e para o aumento das oportunidades de emprego na região, o projeto possibilitará a recuperação paisagística local.

O projeto combina benefícios sociais com os ambientais estando de acordo com as exigências específicas do país anfitrião para o processo de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL):

- Contribui para a sustentabilidade ambiental e desenvolvimento da região, aumentando a parcela de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia.
- Contribui para aumentar as oportunidades de emprego na região onde o projeto será instalado.
- Contribui para o desenvolvimento tecnológico, pois toda a tecnologia e mão-de-obra será brasileira.
- Contribui para uma melhor distribuição de renda, criando oportunidades de trabalho para os diferentes níveis sociais.

A.3. Participantes do Projeto

Partes Envolvidas	Entidades Públicas e/ou Privadas envolvidas na atividade do projeto	Indicação se as Partes Envolvidas gostariam de ser consideradas como Participantes de Projeto (Sim/Não)
Brasil (*)	Luzboa, S.A.	Não
Portugal	Ecoprogresso – Consultores em Ambiente e Desenvolvimento ,S.A.	Não

(*) País anfitrião.

A.4. Descrição Técnica da Atividade do Projeto:
A.4.1. Local da atividade do projeto
A.4.1.1. Parte ou Partes países anfitriões

O País anfitrião deste projeto é o Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado

Região Sudeste do Brasil, mais concretamente no Estado de Minas Gerais

A.4.1.3. Cidade

1. PCH Oliveira está localizada no município de Oliveira
2. PCH Nepomuceno está localizada no município de Nepomuceno
3. PCH Troia está localizada nos municípios de Bom Despacho e Leandro Ferreira.

4. PCH Couro do Cervo está localizada entre os municípios de Carmo da Cachoeira e Nepomuceno.

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única desta atividade de projeto

1. A PCH de Oliveira está localizada no Rio Jacaré, a sua localização exata está definida segundo as coordenadas: Latitude : 20°46'23''S e Longitude 44°41'50''W.
2. A PCH Nepomuceno está localizada no Rio Cervo, a sua localização exata está definida segundo as coordenadas: Latitude : 21°16'02''S e longitude: 45°09'18''W.
3. A PCH de Troia está localizada no Rio Lambari, a sua localização exata está definida segundo as coordenadas: Latitude : 19°37'06''S e longitude: 45°06'48''W.
4. A PCH de Couro do Cervo está localizada no Rio Ribeirão São João, a sua localização exata está definida segundo as coordenadas: Latitude: 21°20'44'' S e longitude: 45°10'19'' W.



Figura 1 – Estado do Brasil onde as PCH's serão instaladas

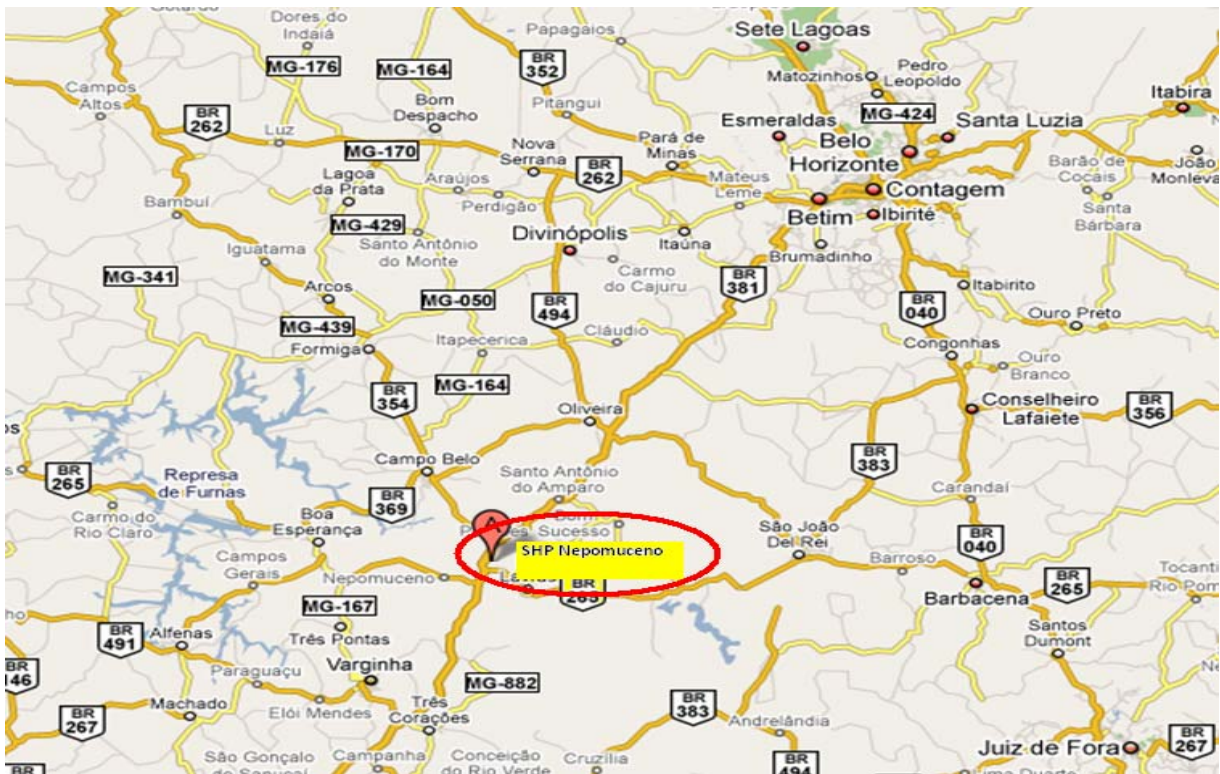


Figura 3 – Localização da PCH de Nepomuceno

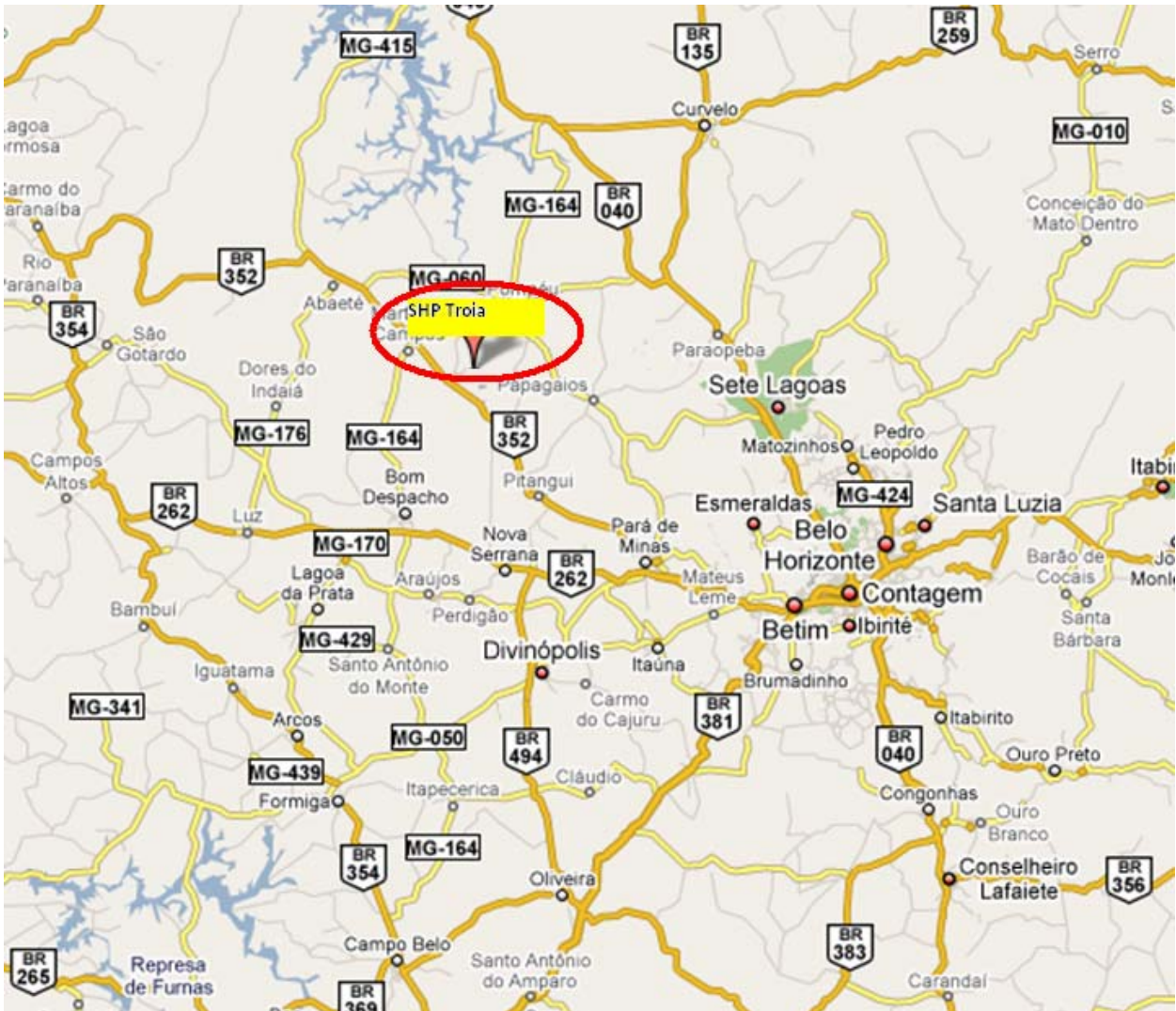


Figura 4 – Localização da PCH de Troia

A.4.2. Tipo e Categoria(s) e Tecnologias da atividade do projeto de pequena escala

A categoria deste projeto de acordo com o Apêndice B publicado pela CQNUMC (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima) para procedimentos de projetos de pequena escala é:

Tipo: Projeto de Energia Renovável

Categoria I.D : Geração de energia renovável conectada à rede

AMS I.D, versão 13 de 14 de Dezembro de 2007 é aplicável desde que a potência total instalada do projeto seja menor ou igual a 15MW.

O conjunto das quatro PCH's constituintes deste projeto tem uma potência instalada de 14,7MW, ficando abaixo dos 15MW estabelecidos como limite para pertencerem a um projeto de pequena escala.

O projeto consiste em gerar eletricidade a partir de pequenas centrais hidrelétricas a fio d'água, sendo essa energia fornecida à CEMIG.

A seguir encontram-se as características das turbinas e geradores que serão instalados nas centrais hidrelétricas.

Tabela 1 – Descrição técnica das Turbinas

PCH	Oliveira	Nepomuceno	Troia	Couro do Cervo
Potência Instalada	2,80MW	3,40 MW	7 MW	1,50 MW
Turbina	2 Francis horizontal	2 Kaplan	2 Kaplan	2 Francis
Eficiência	91,50%	90,5%	89,3%	92,4%

Tabela 2 – Descrição técnica dos geradores

PCH	Oliveira	Nepomuceno	Troia	Couro do Cervo
Potência Instalada	1.55MVA	1,89MVA	3,90MVA	0,90 MVA
Gerador	2	2	2	2
Fator de Potência	0.9	0,9	0,9	0,8
Eficiência	97%	97%	97%	97%

As centrais a fio d'água não possuem uma grande capacidade de armazenamento de água, a produção de eletricidade está dependente do fluxo de água afluyente do rio. Uma típica central a fio d'água envolve uma pequena barragem, e é na maior parte das vezes, localizada em rios que possuam um elevado fluxo de água.

De acordo com a definição da Eletrobrás (1999) “projectos fio-d'água são aqueles onde o fluxo do rio no período seco é igual ou maior que o mínimo requerido para as turbinas”.

Na PCH de Oliveira e Couro do Cervo serão instaladas turbinas Francis, que são um tipo de turbinas de reação hidráulica. Normalmente este tipo de turbinas é utilizado em projetos onde a queda de água é superior a 40 metros de altura e onde haja um fluxo de água médio.

O fluxo de água percorre o rotor da turbina numa direção radial em relação ao seu eixo.

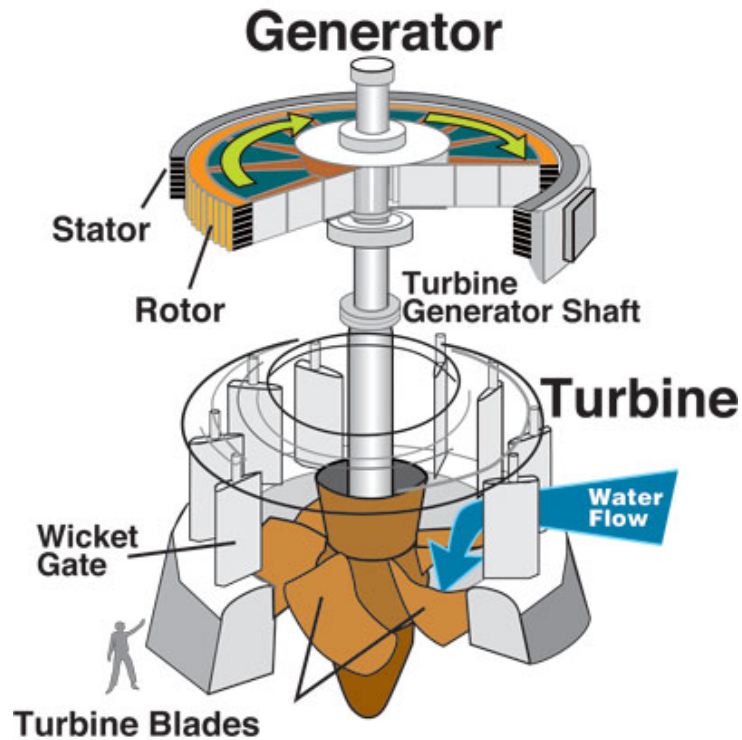


Figura 6 – Esquema de funcionamento de uma turbina Francis

Nas PCH's de Nepomuceno e Troia serão instaladas turbinas tipo Kaplan, que são uma evolução das turbinas Francis, essas turbinas são mais eficientes para quedas baixas e grandes caudais, onde não se compensa instalar turbinas Francis.

As turbinas Kaplan são turbinas de reação, o fluxo de água incide tangencialmente através das pás da turbina movimentando o rotor e acionando o gerador.

A saída é especialmente projetada para ajudar a desacelerar o fluxo de água, o que permitirá recuperar a energia cinética contida no fluxo de água por parte da turbina.

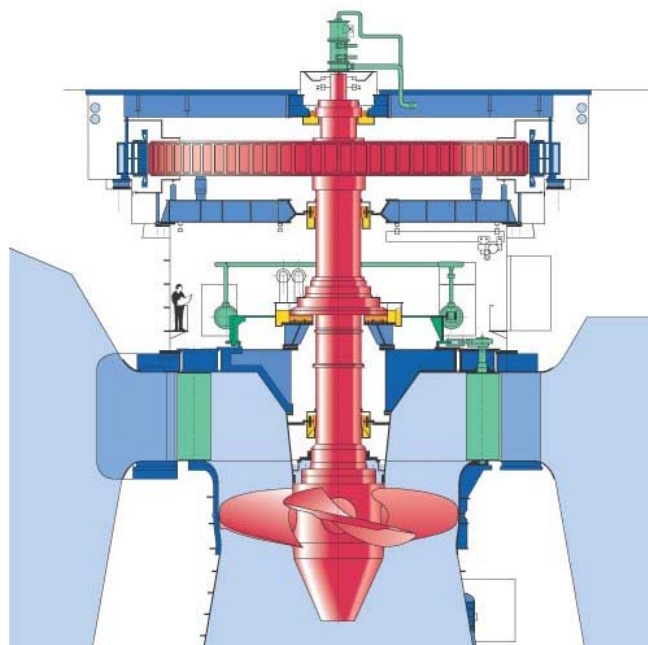


Figura 7 – Esquema de uma Turbina Kaplan

Todas as PCH's irão utilizar turbinas e geradores construídos no Brasil, este tipo de tecnologia já foi aplicado com sucesso em diversos projetos no Brasil e no mundo.

A.4.3 Quantidade estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos

Tabela 3 – Estimativa anual do potencial de redução em toneladas de CO₂e

	Estimativa anual da redução de emissões em toneladas de CO₂e
2010	7.124
2011	20.474
2012	20.474
2013	20.474
2014	20.474
2015	20.474
2016	20.474
2017	20.474
2018	20.474
2019	20.474
Total de Emissões Estimadas (toneladas de CO₂e)	191.395
N[úmero total de anos de Crédito	10
Media Annual de redução de emissões durante o period de crédito (toneldas de CO₂e)	20 474

A.4.4. Recursos públicos para o projeto de pequena escala

Não há recursos públicos envolvidos no financiamento deste projeto.

A.4.5. Confirmação de que a atividade de projeto de pequena escala não é parte de um projeto de grande escala compartilhado.

De acordo com o Apêndice C das Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projetos MDL de Pequena Escala, o projeto proposto não constitui uma fragmentação de um projeto de larga escala. O projeto será considerado um desagrupamento de um projeto de larga escala, se os participantes do projeto, a sua categoria, a data de registro e as suas fronteiras forem as mesmas para todas as PCH's.

Na tabela abaixo apresenta-se um pequeno teste para confirmar que o projeto em análise não se trata de um desagrupamento de um projeto de larga escala.

Tabela 4 – Teste para provar que as PCH's não são uma fragmentação de um projeto de larga escala.

Item\Projeto	Luzboa Pequenas Centrais Hidrelétricas BRA-Minas Gerais I	Luzboa Pequenas Centrais Hidrelétricas BRA-Minas Gerais II	Luzboa Pequenas Centrais Hidrelétricas BRA-Minas Gerais III	Ocorrência de Sobreposição
Participantes do Projeto	Luzboa e Ecoprogresso	Luzboa e Ecoprogresso	Luzboa e Ecoprogresso	Sim
Categoria do Projeto	Geração de eletricidade a partir de fontes renováveis para fornecimento a rede	Geração de eletricidade a partir de fontes renováveis para fornecimento a rede	Geração de eletricidade a partir de fontes renováveis para fornecimento a rede	Sim
Registro	Será Registrada	Será Registrada	Será Registrada	Possível
Fronteira	Cidades de Nepomuceno, Oliveira, Bom Despacho, Carmo da Cachoeira	Entre as cidades de Araújos e Perdígão	Cidade de Luminárias	Não

É importante referir que as subestações de ligação à rede de todas as PCH's deste DCP são diferentes das PCHs dos outros DCPs.

Por outro lado, a menor distância verificada é de 30km entre a PCH de Troia e PCH Perdígão que constará do DCP Luzboa Pequenas Centrais Hidrelétricas BRA-Minas Gerais II.

Tendo todos esses dados em conta e em concordância com o Apêndice C das Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projetos MDL de Pequena Escala, este projeto não pode ser considerado um desagrupamento.

SEÇÃO B. Aplicação da Metodologia da Linha de Base e Monitoramento

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base e monitoramento aprovada à atividade do projeto de pequena escala

A metodologia de linha de base e a metodologia de monitoramento para a seleção de projetos MDL de pequena escala são:

Tipo I : Projeto de Energia Renováveis

Categoria D: Geração de eletricidade a partir de fontes renováveis para fornecimento à rede, Versão 13 (de acordo com a lista de projetos MDL de pequena escala contidas no Apêndice B da metodologia simplificada para projetos MDL de pequena escala)

B.2 Justificativa da escolha da metodologia do projeto

A escolha desta categoria de projeto foi baseada na lista disponível pela CQNUMC (<http://cdm.unfccc.int/index.html>) e se enquadra no Âmbito 1 – Indústria de Energia (fontes renováveis ou não renováveis).

O projeto irá gerar energia através de fontes renováveis, especificadamente por quatro Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), todas elas localizadas no estado de Minas Gerias. Toda a Eletricidade gerada pelas PCH's será fornecida ao Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN).

A potência instalada total do conjunto das quatro PCH's é de 14,7MW, a qual fica abaixo dos 15MW exigidos como limite máximo para um projeto ser considerado de pequena escala.

De acordo com o que foi descrito acima, este projeto é do tipo I (energia renováveis), de pequena escala e a metodologia aplicada é a I.D - geração de energia renovável.

B.3. Descrição das fronteiras do projeto

De acordo com a última versão da AMS I.D (versão 13), a fronteira do projeto inclui o limite físico e geográfico da central de geração de energia.

A fronteira do projeto proposto compreende cada uma das quatro PCH's, incluindo os seus pontos de monitoramento.

O sistema interligado nacional representa a referência, a partir do qual será calculado o potencial de redução de emissões de CO₂.

B.4. Descrição da Linha de Base e seu desenvolvimento

O projeto consiste em gerar energia elétrica através de fontes renováveis de energia, as PCH's, que irão fornecer energia elétrica para a rede.

Na ausência do projeto, a eletricidade que irá ser produzida pelas quatro PCH's seria produzida pelas usinas e centrais atualmente conectada ao SIN, e que representam a linha de base do projeto.

De acordo com a categoria de projeto, e com a correspondente metodologia, as emissões da linha de base constituem a energia que será produzida pela instalação (MWh) multiplicada pelo fator de emissão do SIN (tCO₂e/MWh), calculado de uma maneira transparente e conservadora como se demonstra a seguir:

- O fator de emissão da margem combinada (CM), consiste na combinação do fator de emissão de margem de operação (OM) com o da margem de construção (BM), de acordo com os procedimentos descritos na ferramenta aprovada pela CQNUMC (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima) “ Tool to calculate the emissions factor for a electricity system”.

As quatro PCH's serão conectadas ao Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN), para o qual os fatores de emissão da OM e da BM são calculados e publicados¹ pelo MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia) de acordo com a “Tool to calculate the emissions factor for a electricity system”.

A tabela abaixo sintetiza a informação utilizada para calcular a linha de base:

Tabela 5 – Principais dados utilizados para calcular o cenário de referência.

Variável	Unidades	Fonte dos dados
Fator de emissão de Margem de Operação (OM)	tCO ₂ e/MWh	MCT do Brasil
Fator de emissão de Margem de Construção (BM)	tCO ₂ e/MWh	MCT do Brasil

Para o cenário de referência são excluídas todas as centrais que não se encontram conectadas ao SIN, ou seja, que se encontram em um sistema isolado.

¹ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de Gases do Efeito Estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto MDL de pequena escala registrado

Os projetos de pequena escala devem ter em conta os métodos simplificados e os procedimentos para projetos de pequena escala desenvolvidos no âmbito do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) (<http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>).

De acordo com o Anexo A do Apêndice B, os participantes do projeto devem demonstrar que o projeto proposto é adicional, pelo que o mesmo poderia não ter seguido em frente devido a pelo menos uma das seguintes barreiras:

1. **Barreira financeira:** investimento em um projeto alternativo que fosse mais viável financeiramente mas que fosse mais poluente;
2. **Barreira tecnológica:** Uma tecnologia menos avançada na aplicação do projeto envolve menores riscos, um menor investimento e uma baixa incerteza durante a sua desempenho o que pode acarretar mais emissões, enquanto a aplicação de novas tecnologias adaptadas a este projeto para além de terem poucos fornecedores poderá acarretar menos emissões.
3. **Barreira devido a prática prevalecente:** A prática prevalecente, a exigência regulamentar ou as exigências políticas podem acarretar a implementação de uma tecnologia com maiores emissões.
4. **Outras Barreiras:** Sem a implementação do projeto, por outras razões não especificadas pelo promotor do projeto, como barreiras em consequência da limitação de informação, capacidade organizacional e financeira, gestão de recursos ou mesmo a falta de competência para aplicar novas tecnologias podem levar a que haja maiores emissões.

Para começar esta análise, foram identificados os cenários mais credíveis e realistas:

- **Cenário 1** – A continuidade das atividades correntes – este cenário representa a continuação das práticas correntes segundo as quais o projeto não é desenvolvido e a eletricidade é gerada pelas atuais centrais e usinas e fornecida pelo SIN atual.
- **Cenário 2** – A implementação do projeto sem o MDL – Este cenário representa a construção das 4 PCH's consideradas neutras em termos de emissão de gases com efeito de estufa (GEE), isto é, a aplicação do projeto sem o MDL.

Barreira Financeira

A continuidade das atividades correntes (cenário 1), não apresentará qualquer barreira financeira/econômica para o promotor do projeto porque este cenário não necessita de financiamento adicional.

O projeto depara-se com graves dificuldades de financiamento, e os seus promotores continuam esperando por um financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), que poderá representar 70% do investimento necessário.

É de referir que o investimento para construção das PCH's é elevado e o projeto não irá beneficiar de nenhum apoio especial ou incentivos governamentais, como por exemplo, o PROINFA.

Porque a alternativa ao projeto é a continuação de abastecimento de eletricidade pelo SIN atual, a abordagem selecionada para esta análise é a de comparação da rentabilidade do projeto com uma marca de referência (benchmark).

O indicador financeiro mais credível para uma análise por benchmark é a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR). Este indicador financeiro é normalmente utilizado como suporte para uma decisão de investimento. Normalmente o projeto escolhido pelo investidor será aquela com uma maior TIR. Neste caso a TIR do projeto (com e sem créditos de carbono) será comparada com o valor de benchmark.

Os resultados da análise de investimento representam valores consolidados para todas as PCH's tendo em conta os seguintes principais pressupostos:

- O contrato de venda de eletricidade assinado para as 4 PCH's estipula uma tarifa de 140R\$/MWh, sendo este o valor considerado para a realização da análise financeira do projeto. Por outro lado nem toda a energia produzida pelas PCH's será vendida pela tarifa referida, uma vez que as PCH's têm capacidade de produzir aproximadamente mais 7% de eletricidade do que aquela que é referida no contrato de venda, esta energia será vendida a preço de mercado e foi considerada na análise financeira realizada.
- O financiamento por parte do BNDES ainda não está garantido, entretanto para a análise financeira foi considerado um financiamento de 70% do projeto, sendo os outros 30% garantidos através de capitais próprios.
- Para esta análise financeira as seguintes condições foram consideradas: TJLP a 6,25% com um spread a 3% para 15 anos e um período de carência de 2 anos.

O benchmark foi definida pelo Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), esta é uma taxa aplicada a todos os títulos emitidos pelo Tesouro Nacional e pelo Banco Central do Brasil, nessas condições, os processos de emissão, resgate, pagamentos de juros e custódia são todos realizados sob as condições referidas pela taxa.

A taxa SELIC aplicada para a análise por benchmark, corresponde ao valor médio de 2008, ano de decisão de investimento no projeto, e o seu valor é de 12,55%.

Tabela 6 – Taxa Anual SELIC para 2008

Mês	Taxa SELIC
Janeiro	11,18%
Fevereiro	11,18%
Março	11,18%
Abril	11,61%
Mai	11,64%
Junho	12,17%
Julho	12,92%
Agosto	12,92%
Setembro	13,66%
Outubro	13,65%
Novembro	13,65%
Dezembro	13,67%

Fonte: Banco Central do Brasil - <http://www.bcb.gov.br/?SELICDIA>

A TIR esperada para este projeto sem as receitas provenientes do MDL é de 11,6%, ficando abaixo do valor de benchmark definido. Se as receitas provenientes do MDL forem consideradas, a TIR do projeto aumenta para 13,9% tornando o projeto mais atrativo financeiramente.

Para o benchmark ser mais consistente foi efetuada uma análise de sensibilidade através do aumento e redução dos custos de investimento (CAPEX) e dos custos operacionais (OPEX) em 10%.

Tabela 7 – Análise de sensibilidade

Item	TIR
CAPEX (+10%)	11,0%
CAPEX (-10%)	12,1%
OPEX (+10%)	11,4%
OPEX (-10%)	11,7%

De acordo com a Tabela acima, mesmo que o CAPEX ou o OPEX decresçam, a TIR do projeto continua a ser insuficiente para igualar o benchmark.

Para sintetizar as barreiras de investimento referidas, temos:

- **A TIR do projeto não é atrativa para os investidores** – a TIR do projeto é mais baixa que a marca de referencia (benchmark) como demonstrado acima. Isto claramente dificulta a decisão dos investidores, pelo que as receitas provenientes do MDL podem representar uma motivação a esta decisão.
- **Falta de um financiamento a longo prazo para as PCH's** – neste momento o BNDES é o único que oferece financiamento a longo prazo para investimento deste tipo, contudo por este motivo não é fácil ter acesso a esse crédito, o processo é lento e com muita burocracia. Os promotores do projeto continuam a espera de uma resposta por parte do BNDES de forma a confirmarem a garantia de empréstimo, o que confirma esta barreira.

A alternativa ao projeto é a continuação da prática atual, a qual não enfrentará qualquer barreira financeira, nem contribuirá para a redução das emissões de CO₂.

Barreira Tecnológica

No caso do Cenário 1 (continuação das práticas atuais), é evidente que não existem barreiras tecnológicas dado que o mesmo representa simplesmente a continuação do atual sistema de geração de eletricidade, distribuída pelo SIN, não envolvendo a aplicação de uma nova tecnologia ou de qualquer sistema de inovação.

Quanto ao Cenário 2, a tecnologia utilizada no projeto está disponível no mercado brasileiro, e é atualmente utilizada com sucesso pelo que é também claro que neste caso não existem barreiras tecnológicas.

Barreira devido à Prática Prevalente

Tendo em conta que a alternativa ao projeto é a continuação do abastecimento atual pelo SIN, esta análise terá principalmente em conta a informação disponibilizada pela ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*) à data da elaboração deste documento.

O Brasil é conhecido como um dos países com menor fator de emissão da sua rede elétrica (estão excluídos os sistemas isolados), contudo convém clarificar que a produção por PCHs continua a ser muito pouco significativa, como se pode verificar facilmente pela tabela abaixo.

Tabela 8 – Empreendimentos em Operação

Centrais Eletroprodutoras existentes			
Tipo	Quantidade	Potência Instalada (kW)	Potencia instalada (%)
PCH (<1MW)	293	166.547	0,16%
Central Eólielétrica	33	417.480	0,39%
PCH (1MW > IC < 30MW) ²	343	2.812.609	2,64%
Solar Fotovoltaico	1	20	0,00%
Hidrelétricas (IC > 30 MW)	159	74.700.627	70,13%
Usina Termelétrica	1245	26.414.925	24,80%
Usina Nuclear	2	2.007.000	1,88%
Total	2076	106.519.208	100,00%

Fonte: ANEEL – Banco de Informações de Geração

² A definição oficial do Brasil para Pequena Central Hidrelétrica: é, centrais cuja capacidade instalada está entre 1000kW e 30,000 kW, com um reservatório de área total máxima de 3 km² (ANEEL Resolução nr. 652, de 10 de Dezembro, 2003).

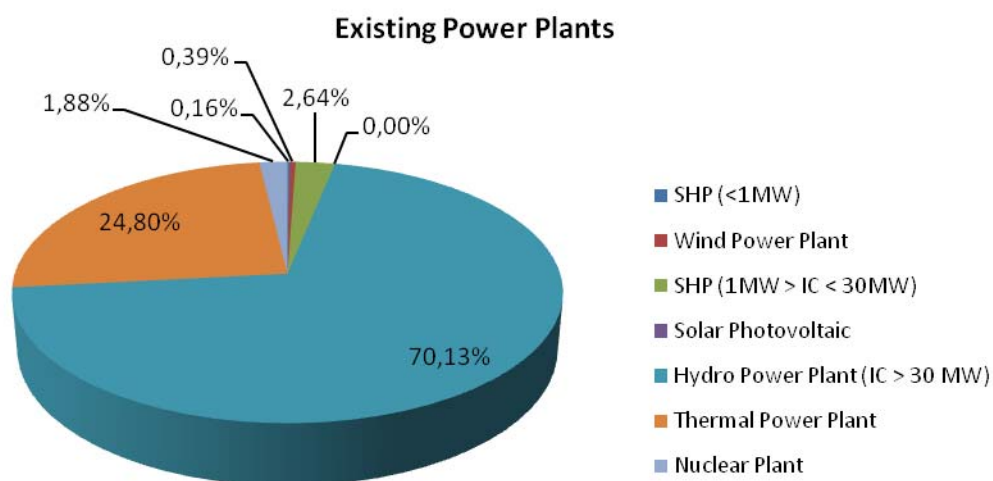


Figura 8 – Empreendimentos em operação

Tabela 9 – Empreendimentos em construção

Centrais Eletroprodutoras em construção			
Tipo	Quantidade	Potência instalada (kW)	Potência instalada (%)
PCH (<1MW)	1	848	0,01%
Central Eólielétrica	12	413.500	3,12%
PCH (1MW > CI < 30MW)	71	1.063.248	8,01%
Hidrelétricas (CI > 30 MW)	23	7.783.600	58,66%
Usina Termelétrica	38	4.008.223	30,21%
Total	145	13.269.419	100,00%

Fonte: ANEEL – Banco de Informações de Geração

Under Construction Power Plants

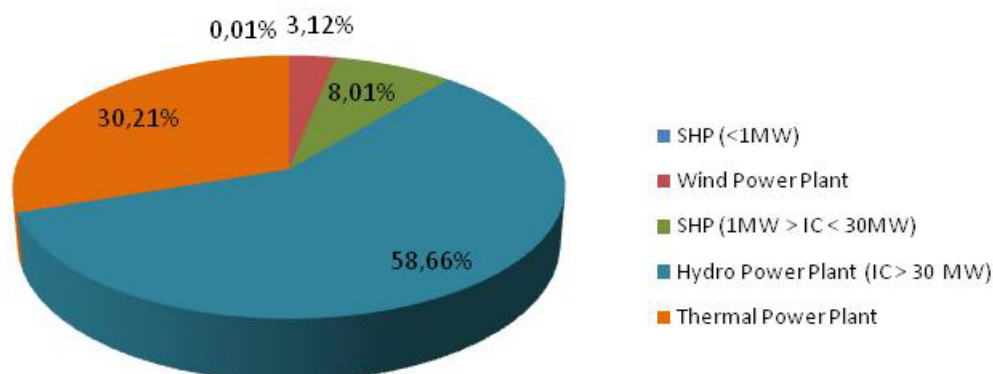


Figura 9 – Empreendimentos em construção

De acordo com as tabelas apresentadas acima, as grandes centrais hidrelétricas (> 30 MW) e as usinas termelétricas são as principais responsáveis pela produção de eletricidade no Brasil, representando um total de aproximadamente 95% da potência instalada, enquanto as PCH's (1MW<IC<30MW) representam apenas 2,6% da potência instalada no Brasil.

Tendo em conta os empreendimentos em construção, espera-se que as grandes centrais hidrelétricas e as usinas termelétricas continuem a representar a maior parte da eletricidade produzida no Brasil. É importante referir que estão em construção neste momento 38 novas usinas termelétricas, representando mais 4GW de potência instalada.

Pelo exposto, é possível concluir que as PCH's não têm um peso significativo na matriz energética Brasileira.

Outras Barreiras

Não foram identificadas outras barreiras.

Para sintetizar a análise de barreiras efetuada, apresenta-se a tabela seguinte:

Tabela 10 – Resumo de análise das barreiras

Barreiras	Cenário 1	Cenário 2
	Continuação das atividades	Implantação do Projeto sem estar abrangido pelo MDL
Barreiras de investimento	Não	Sim
Barreira Tecnológica	Não	Não
Barreira devido à prática prevalente	Não	Sim
Outras Barreiras	Não	Não

B.6. Redução de Emissões:**B.6.1. Explicação da Escolha Metodológica**

A metodologia de pequena escala, AMS-I.D é aplicável para o projeto, pois este é constituído por um conjunto de 4 PCH's conectadas ao SIN, que possuem uma potência instalada total abaixo dos 15MW, como exige a metodologia.

Emissões de linha de base:

As emissões de linha de base (BE_y em ton CO_2) correspondem à energia produzida pelas centrais renováveis (EG_y em MWh) menos a eletricidade da linha de base fornecida a rede, no caso de instalações modificadas ou modernizadas ($EG_{baseline}$ em MWh), multiplicada pelo fator de emissão (EF_{CM} em $kgCO_2e/MWh$).

$$BE_y = (EG_y - EG_{baseline}) \cdot EF_{grid,CM,y}$$

Para as novas centrais o valor de $EG_{baseline}$ é zero, como este projeto consiste em quatro novas PCHs, este valor é considerado zero.

O fator de emissão da rede ($EF_{grid,CM,y}$) é calculado de uma maneira conservadora e transparente, como é explicado a seguir:

- O fator de emissão de margem combinada (CM) consiste na combinação do fator de emissão de margem de operação (OM) e margem de construção (BM), de acordo com os procedimentos descritos na “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. Os fatores de emissão da OM e da BM são calculados e publicados pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT).

O fator de emissão da rede é determinado de acordo com a “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”, logo tem que ser seguidos os seguintes passos:

Passo 1 – Identificar o sistema elétrico, no qual as centrais serão conectadas

Passo 2 – Selecionar o método de calculo do fator de emissão de margem de operação

Passo 3 – Calcular o o factor de emissão da margem de operação OM de acordo com o método selecionado

Passo 4 – Identificar as centrais eletroprodutoras que serão incluídas no calculo do BM.

Passo 5 – Calcular o o factor de emissão da margem de construção BM

Passo 6 – Calcular o factor de emissão da margem combinada CM

Passo 1 – Identificar o sistema elétrico no qual as centrais serão conectadas

As PCH's que constituem este projeto são todas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), para o qual o MCT calcula e publica³ os fatores de emissão OM e BM de acordo com os

³ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

procedimentos descritos na “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. Tendo isto em consideração os valores de OM e BM utilizados pelos participantes do projeto são os publicados pelo MCT. Assim, os passos 2 a 5 foram seguidos pelo MCT e apenas o passo 6 será diretamente efetuada pelos participantes do projeto.

Passo 2 – Selecionar o método de cálculo do fator de emissão de margem de operação OM

Neste passo somente escolhe-se a metodologia de cálculo mais adequada para se obter o valor de OM, este valor pode ser obtido pelos seguintes métodos:

1. OM Simples ou
2. OM Simples Ajustado, ou
3. OM Análise de despacho de dados, ou
4. OM média

Qualquer um desses quatro métodos pode ser usados, entretanto, o método simples (opção 1), somente pode ser utilizado se a percentagem de energia proveniente de fontes renováveis for inferior a 50%, contabilizando toda a matriz energética.

Para o método simples, simples ajustado e a média, o fator de emissão pode ser calculado utilizando qualquer uma das seguintes abordagens:

- Opção Ex-ante: A média ponderada dos últimos 3 anos de geração de energia, baseada nos dados mais recentes à data em que o DCP é submetido para aprovação na DOE, sem requisitar métodos de monitoramento e recálculo dos fatores de emissão durante o período de crédito. Ou
- Opção Ex-Post: no ano em que o projeto entrega eletricidade à rede, o fator de emissão deve ser revisto anualmente durante a monitoramento. Se os dados necessários para calcular o fator de emissão para o ano y usualmente só forem obtidos passados 6 meses após o final do ano y , alternativamente o fator de emissão pode ser calculado a partir dos dados obtidos no ano anterior ($y-1$). Se os dados necessários somente forem obtidos passados 18 meses depois do final do ano y , o fator de emissão do penúltimo ano poderá ser utilizada ($y-2$).

O mesmo critério de obtenção dos dados (y , $y-1$, $y-2$) deve ser utilizado durante todo o período de crédito.

Para o método de análise de despacho de dados (opção 3), para obtenção dos dados necessários para se calcular o fator de emissão da rede, é utilizado o ano no qual o projeto é conectado a rede, sendo os valores atualizados anualmente.

O método de recolha dos dados deve ser documentado no DCP e não pode ser alterados durante o período de crédito.

As centrais registradas como projetos MDL, devem ser incluídas nos grupos de centrais utilizadas para o cálculo do fator de emissão de margem de operação OM, se estiverem de acordo com os critérios para incluírem a central no grupo.

O método de cálculo escolhido e aplicado pelo MCT para calcular o OM foi o método de análise de despacho de dados (opção 3), pois este é o método considerado mais rigoroso e aquele que melhor se aplica a matriz energética do Brasil. Para a escolha deste método, é de crucial importância o papel da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pois é esta entidade que fornece os dados de todas as centrais conectadas ao SIN.

Passo 3 – Calcular o factor de emissão OM de acordo com o método selecionado

(3) Análise de despacho de dados

O OM calculado através do método de análise de despacho de dados ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado baseado nas centrais eletroprodutoras que fornecem energia à rede elétrica durante a hora h durante a qual as PCH's do projeto também estão a fornecer energia elétrica. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos e portanto, exige um monitoramento anual do fator de emissão ($EF_{grid,OM-DD,y}$).

O fator de emissão é calculado da seguinte maneira:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão OM, calculado através do método de despacho de análise de dados no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade fornecida à rede pelas PCH's do projeto durante o ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão para as centrais que estão no topo do despacho durante o ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Total da energia elétrica produzida pelas PCH's do projeto durante o ano y (MWh);

h = horas do ano y em que as centrais do projeto estiveram a produzir energia.

y = ano em que a energia é produzida.

Se os dados de consumo de combustível por hora estiverem disponíveis, então o fator de emissão por hora é determinado da seguinte forma:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

Onde:

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão para as centrais que estão no topo do despacho durante o ano y (tCO_2/MWh);

$FC_{i,n,h}$ = Quantidade de combustível fóssil do tipo i consumido pela central termoeétrica n durante a hora h . (massa ou unidade de volume);

$NCV_{i,y}$ = Poder calorífico do combustível fóssil i no ano y (GJ / massa ou unidade de volume)

$EF_{CO_2,i,y}$ = Fator de emissão do combustível fóssil i no ano y (tCO_2/GJ);

$EG_{n,h}$ = Eletricidade gerada e entregue a rede pela central n por hora (MWh);

n = Central produtora no topo de despacho;

i = Tipo de combustível fóssil consumido pela central termoeétrica n .

h = Quantidade de horas em que o projeto esta a fornecer energia elétrica a rede.

y = Ano em que a energia é produzida.

De outra forma, o fator de emissão horário é baseado na eficiência energética da central e no tipo de combustível utilizado, é calculado da seguinte forma:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_n EG_{n,h} \cdot EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

Onde:

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão para as centrais que estão no topo do despacho durante o ano y (tCO_2/MWh);

$EG_{n,h}$ = Eletricidade gerada e entregue a rede pela central n por hora (MWh);

$FE_{EL,n,y}$ = Fator de emissão da central eletroprodutora n no ano y (tCO_2/MWh);

h = horas do ano y em que as centrais do projeto estiveram a produzir energia;

y = ano em que a energia é produzida.

O fator de emissão das centrais eletroprodutoras n deverá ser determinado de acordo com a orientação que é dada na metodologia OM Simples (opção 1).

Para determinar as centrais eletroprodutoras que estão no topo de despacho da rede elétrica nacional, tem que se ter em conta os seguintes pontos:

- A energia despachada por ordem pelo operador para todas as centrais conectadas ao sistema elétrico, incluindo toda a energia que é importada.
- O total de energia despachada em MWh, através das centrais eletroprodutoras conectadas ao sistema, durante cada hora h em que o projeto está a fornecer energia.

A cada hora, se deve organizar as unidades eletroprodutoras utilizando o critério de ordem por mérito. O grupo de centrais n do centro de despacho inclui todas as unidades no top $x\%$ do total de eletricidade fornecida em cada hora h .

Onde $x\%$ é igual ao maior dos seguintes valores:

- (a) 10%; ou
- (b) A quantidade de eletricidade despachada pelas PCH's pertencentes ao projeto durante a hora h dividido pelo total de energia elétrica fornecida a rede durante a mesma hora h

A opção escolhida pelo MCT foi a primeira opção (a).

Passo 4 – Identificar o grupo de centrais eletroprodutoras que serão incluídas no cálculo do BM.

O grupo de unidades de potência m utilizadas para calcular o fator de emissão de margem de construção consiste no:

- (a) Conjunto de 5 unidades eletroprodutoras que foram construídas mais recentemente; ou
- (b) O conjunto de unidades que correspondem a 20% da energia gerada pelo sistema elétrico nacional e que foram construídas mais recentemente.

Os participantes do projeto deverão utilizar o conjunto de unidades eletroprodutoras que gerem a maior quantidade de eletricidade para a rede.

Como orientação geral, as centrais são consideradas como construídas desde o momento em que começam a fornecer energia elétrica a rede.

As centrais eletroprodutoras registradas no âmbito do MDL deverão ser excluídas do grupo m .

No entanto, se o grupo de centrais eletroprodutoras não registradas como projetos MDL, identificado para a estimativa do fator de emissão da BM incluir as unidades que foram construídas há mais de 10 anos, então:

- (i) Excluem-se as unidades construídas a mais de 10 anos do grupo; e
- (ii) Inclui-se as unidades conectadas a rede elétrica, registradas como projetos MDL, que foram autorizadas a fornecer energia pelo sistema elétrico.

Se após esses passos, o grupo de centrais eletroprodutoras que constituem o grupo m ainda não satisfazem as condições (a) e (b) descritas acima, então terão que ser incluídas no grupo m as centrais construídas há mais de 10 anos, começando por aquelas que foram construídas mais recentemente, até serem atingidos os objetivos (a) e (b). Se não existirem projetos registrados como MDL dentro do sistema elétrico nacional, e se depois da exclusão das unidades construídas há mais de 10 anos e o grupo m ainda não atingiu as condições descritas em (a) e (b) então as unidades com mais de 10 anos devem ser incluídas no grupo m , começando novamente por aquelas que foram construídas mais recentemente até serem atingidas as condições exigidas em (a) e (b).

O aumento de capacidade devido a reformas nas centrais não deverão ser incluídas para o cálculo do BM.

Em termos de coleta de dados, os participantes no projeto devem escolher entre as duas opções:

Opção 1: para o primeiro período de crédito, o cálculo do BM ex-ante é baseado na mais recente informação das unidades que foram construídas e que pertencem ao grupo m , durante o tempo de submissão do DCP para a validação pela DOE. Para o segundo período de crédito, o factor de emissão da BM deverá ser actualizado tendo em conta a informação mais recente disponível sobre as unidades construídas até à data da submissão do pedido de renovação do período de crédito do projeto à DOE. Para o terceiro período de crédito é aplicável o valor determinado no segundo período de crédito. Esta opção não exige a monitorização do factor de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: para o primeiro período de crédito, o cálculo do BM deverá ser atualizado anualmente ex-post incluindo todas as unidades construídas até a data de registro do projeto ou se a informação até ao ano de registro ainda não estiver disponível, deverá incluir-se todas as unidades que foram construídas nos últimos anos e que tenham a informação disponível. Para o segundo período de crédito o factor de emissão da BM deverá ser calculado ex-ante, de acordo com o descrito na opção 1. Para o terceiro período de crédito é aplicável o valor determinado no segundo período de crédito.

Tendo isto em conta e a informação publicada pelo MCT, os participantes no projeto escolheram a opção 2.

Passo 5 – Calcular o factor de emissão do BM

Este passo é aplicado pela MCT, e o seu valor é regularmente atualizado e publicado⁴.

O fator de emissão de margem de construção BM, corresponde à média ponderada do fator de emissão de todas as unidades geradoras de energia elétrica m durante o ano mais recente y para o qual os dados de geração estão disponíveis e são calculados da seguinte maneira:

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

Onde:

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

$EG_{m,y}$ = Eletricidade gerada e entregue a rede pela central n por hora (MWh);

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão da central eletroprodutora n no ano y (tCO₂/MWh);

m = Unidades eletroprodutoras incluídas no grupo;

y = Ano mais recente em que se possuam dados sobre as centrais construídas.

O fator de emissão de cada central eletroprodutora m ($EF_{EL,m,y}$) deverá ser determinado como está descrito no passo 3 (a) do método OM simples, utilizando para y o ano em que os dados são mais recentes, e para m as unidades incluídas no grupo para o cálculo da margem de construção.

Passo 6 – Calcular o CM

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

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

Onde:

⁴ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de margem de combinação no ano y em (t CO₂/MWh);

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

W_{OM} = peso do fator de emissão de margem de operação (%);

W_{BM} = peso do fator de emissão de margem de construção (%);

Os valores de referência usados para W_{OM} e W_{BM} são 0,5 para um primeiro período de crédito, e $W_{OM} = 0,25$ e $W_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro períodos de crédito.

Emissões Reduzidas:

A redução de emissões durante o ano y do projeto é calculado da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Onde:

ER_y = Redução das emissões durante o ano y em tCO₂

PE_y = Emissões do projeto durante o ano y em tCO₂.

BE_y = emissões de linha de base do projeto durante o ano y em tCO₂.

LE_y = Emissões devido a fugas durante o ano y em tCO₂

Para este projeto, as emissões do próprio projeto e as fugas são consideradas zero, pelo que as emissões reduzidas correspondem às emissões de linha de base.

B.6.2. Dados e Parâmetros Que Estão Disponíveis na Validação:

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de Emissão de Margem de Combinação
Fonte	Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT)
Valor Aplicado	0,3113 (ano: 2008)
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados	Este valor é baseado numa equação definida na “Tool to calculate the emission factor an electricity system” aprovada pela CQNUAC. É determinado pelos participantes do projeto de acordo com o valor de OM e BM disponibilizado pelo MCT.
Comentário	

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de Emissão de Margem de Operação
Fonte	Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT)
Valor Aplicado	0,4767(ano: 2008)
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados	É calculado pelo MCT de acordo com a “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”
Comentário	Valor publicado pelo MCT

Dado / Parâmetro	EF_{grid,BM,y}
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de Emissão de Margem de Construção
Fonte	Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT)
Valor Aplicado	0,1458 (ano: 2008)
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados	É calculado pelo MCT de acordo com a “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”
Comentário	Valor publicado pelo MCT

Dado / Parâmetro	Potência Instalada
Unidade	MW
Descrição	Potência Instalada
Fonte	Engenheiros das PCH's
Valor Aplicado	Oliveira: 2,8 MW Nepomuceno: 3,4MW Troia: 7,0 MW Couro do Cervo: 1,5MW
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados	Estes valores foram retirados dos projetos dessas PCH's
Comentário	

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

O calculo *ex-ante* das emissões evitadas estão descritos a seguir:

Emissões de Linha de Base:

As emissões de linha de base são calculadas com base nos últimos valores publicados para um ano completo pelo MCT, ou seja, os valores para o ano de 2008.

$$BE_y = (EG_y - EG_{baseline}) \cdot EF_{grid,CM,y}$$

EG_y – A eletricidade fornecida pelas centrais para a rede em MWh, é determinada através dos dados da potencia instalada e pelas horas de operação anual tendo em conta o fator de carga

$$EG_y = 65.779 \text{ MWh}$$

EF_{grid,CM,y} – Fator de emissão da margem combinada CM é calculado da seguinte forma:

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

onde:

$EF_{grid,OM,y}$ é baseado em dados fornecidos pelo MCT para o ano de 2008 e o seu valor é 0,4767 tCO₂/MWh.

$EF_{grid,BM,y}$ is é baseado em dados fornecidos pelo MCT para o ano de 2008 e o seu valor é 0,1458 tCO₂/MWh.

$w_{OM} = 0,5$ dados retirados da “tool to calculate the emission factor for an electricity system” approved by UNFCC.

$w_{BM} = 0,5$ dados retirados da “tool to calculate the emission factor for an electricity system” approved by UNFCC.

$$EF_{grid,CM,y} = 0,4767 \times 0,5 + 0,1458 \times 0,5 = 0,3113 \text{ tCO}_2/\text{MWh}.$$

Como o projeto é uma instalação nova e de aproveitamento de fontes renováveis de energia:

$$EG_{baseline} = 0$$

As emissões da linha de base:

$$BE_y = 65.779 \times 0,3113 = 20.474 \text{ tCO}_2$$

Emissions Reduzidas

As emissões reduzidas durante o ano y pelo projeto são calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

LE_y – Não é aplicável, porque de acordo com a metodologia AMSI.D Versão 13, a determinação das emissões por fugas é apenas necessária se o equipamento do projeto for transferido de um outro projeto ou para outro projeto. Este projeto não se enquadra nesta situação por isso suas emissões de fugas são zero.

$PE_y = 0$, porque se trata de um projeto de geração de eletricidade a partir de uma pequena central hidrelétrica, que é uma fonte renovável de energia sem emissões de CO₂.

$$ER_y = 20.474 - 0 - 0 = 20.474 \text{ tCO}_2$$

B.6.4 Resumo das estimativas *ex-ante* de reduções de emissões

Ano	Estimativa de Emissões do Projeto (ton CO2e)	Estimativa de Emissões da Linha de Base (ton CO2e)	Estimativa de Vazamentos (ton CO2e)	Estimativa Total de Reduções (ton CO2e)
2010 (a partir de 1 de Janeiro)	-	7.124	-	7.124
2011	-	20.474	-	20.474
2012	-	20.474	-	20.474
2013	-	20.474	-	20.474
2014	-	20.474	-	20.474
2015	-	20.474	-	20.474
2016	-	20.474	-	20.474
2017	-	20.474	-	20.474
2018	-	20.474	-	20.474
2019 (até 31 de Dezembro)	-	20.474	-	20.474
Total	-	191.395	-	191.395

Nota: para simplificar os cálculos, foi considerado que o período de crédito tem início a 1 de Janeiro de 2010, mas exceto a PCH Oliveira, as outras 3 PCH's irão começar a operar mais tarde (embora o período de crédito seja igual para as quatro PCHs).



B.7 Aplicação de Uma Metodologia de Monitoramento e Descrição do Plano de Monitoramento

B.7.1 Dados e Parâmetros Monitorados

Dado / Parâmetro:	EG_y
Unidade	MWh/year
Descrição	Eletricidade gerada e entregue à rede pela central renovável.
Fonte dos dados	Promotores do Projeto e CEMIG
Valor	65.581 MWh/ano
Procedimento de Monitoramento	Para monitorar a eletricidade gerada por cada central renovável, serão instalados contadores e sistemas de coleta de dados que irão coletar a eletricidade injetada na rede a cada 5 minutos, essa função é da responsabilidade da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE) e reportada para o Operador Nacional do Sistema (ONS).
Frequência de Monitoramento	Equipamento será sujeito a uma regular manutenção, calibração e testado para comprovar a sua validade, de acordo com os padrões do ONS.
Procedimentos QA/QC	Os dados serão guardados pelo menos durante 2 anos após o fim do período de crédito e podem ser controlados através das facturas de eletricidade.
Comentários:	EG_y

B.7.2 Descrição do Plano de Monitoramento

Cada uma das PCH's terá um plano de monitoramento, que consiste em quantificar a eletricidade gerada pela central renovável.

Este projeto tem um sistema de supervisão e coleta de dados, instalado pela Câmara de Comercialização de energia, que tem a responsabilidade de operar e realizar a manutenção. Os parâmetros elétricos são verificados e a energia fornecida é medida.

A eletricidade gerada e medida será transmitida para a subestação que pertence a CEMIG, onde a os equipamentos de monitoramentomonitoramento serão instalados pelo vendedor de energia. Este equipamento possui um sistema de comunicação on-line com a CCEE, que é responsável pela contagem da energia fornecida e reportar esse registro para o ANS.

O monitoramento dos dados será da responsabilidade da CEMIG. Os dados serão coletados a cada 5 minutos e no final de cada mês os dados serão guardados num back-up em formato digital. Os dados serão arquivados até dois anos após o final do período de crédito.

O contador é aquele responsável pela medição da energia elétrica vendida a rede, o qual será certificado e calibrado de acordo com as normas Brasileiras, este processo será da responsabilidade da ONS.

O controlo de qualidade e a garantia dos procedimentos irá garantir a qualidade do sistema de coleta dos dados. A manutenção dos contadores elétricos será realizada de acordo com os procedimentos da ONS.

Os contadores serão calibrados de acordo com as normas nacionais estabelecidas pelo INMETRO (*“Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial”* ou RBC (*“Rede Brasileira de Calibração”*)) e serão recalibrados de acordo com as indicações do fornecedor ou pelo menos a cada 3 anos,.

B.8 Data de Conclusão da Aplicação da Linha de Base e Metodologia de Monitoramento e nome dos responsáveis

Data: 6/07/2009

A Pessoa Responsável pelo Monitoramento será:

Sr. Carlos Henrique Torres

Email: carloshenrique@luzboa.com.br

Telefone: 0055 2199932767

Luzboa, S.A.

Av. Raja Gabaglia nº 1.000, sala 1.109

Município de Belo Horizonte - Estado de Minas Gerais

**SEÇÃO C. Duração da atividade do Projeto / Período de Obtenção de Créditos****C.1 Duração da atividade do Projeto****C.1.1. Data de Início da Atividade de Projeto**

A data de início da atividade de projeto é **24/10/2008**.

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

A previsão de vida útil deste projeto é de **30 anos**

C.2 Escolha do Período de Obtenção de Créditos e Informações Relacionadas**C.2.1. Período Renovável de Obtenção de Créditos****C.2.1.1. Data de Início do Primeiro Período de Obtenção de Créditos**

Não aplicável.

C.2.1.2. Duração do Primeiro Período de Obtenção de Créditos

Não aplicável.

C.2.2. Período Fixo de Obtenção de Créditos**C.2.2.1. Data de Início**

O período de crédito terá início a 1 de Janeiro de 2010 ou na data de registro do projeto como MDL.

C.2.2.2. Duração

A duração do primeiro período de credito é de **10 anos**

SEÇÃO D. Impactos Ambientais**D.1. Se exigido pela parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto**

Para a reconstrução ou construção de novas centrais hidrelétricas, é necessário ter um conhecimento prévio da condição ambiental, para posteriormente os trabalhos serem orientados de modo a cumprir legalmente com todas as exigências e diagnosticar os fatores ambientais a serem alvos de estudos específicos.

A Lei Federal nº 6.938 de 31 de agosto de 1981 criou o Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, o Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA e os órgãos seccionais, entidades estaduais responsáveis pela execução dos programas e projetos de controle e fiscalização das atividades capazes de provocar a degradação da qualidade ambiental.

De acordo com as leis brasileiras, a construção, instalação, expansão e funcionamento dos estabelecimentos e atividades que utilizem recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que por qualquer forma possam causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento emitido por entidades estaduais.

Antes dos estudos de Engenharia, construção e finalmente antes da instalação poder operar é necessário que o projeto tenha as seguintes licenças:

“I – Licença Prévia (LP) – concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;

II – Licença de Instalação (LI) – autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante;

III – Licença de Operação (LO) – autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.”

De acordo com a Lei Brasileira, para alguns tipos de projetos que tenham poucos impactos ambientais, pode-se aplicar um método simplificado para obtenção de licenças, com as quatro PCH's referidas neste DCP causam poucos impactos ambientais, aplicou-se a metodologia simplificada.

De acordo com os estudos de impactos ambientais realizados para as quatro PCHs, verifica-se que não há a ocorrência de destruição da fauna e flora local. No EIA elaborado foi igualmente referido que os impactos ambientais em consequência da inundação da biomassa florestal serão muito pouco significativos para todas as PCHs. Para além disso um dos principais impactos será certamente positivo e representará a redução de emissões de CO₂.



A Luzboa, S.A está cumprindo todas as exigências regulamentares, e por esta razão a PCH de Oliveira que irá ser a primeira a entrar em operação já possui sua Licença de Instalação (LI nº 067/2007) .

D.2. Se os impactos ambientais são considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã: forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação de uma avaliação de impacto ambiental que tenha sido realizada de acordo com os procedimentos solicitados pela Parte anfitriã.

Os impactos ambientais não são considerados significativos para este projeto.

SEÇÃO E. Comentários dos Atores

E.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais

E.2. Sumário dos comentários recebidos

E.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada dos comentários recebidos

Anexo 1**INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DO PROJETO**

Organization:	Ecoprogresso-Consultores em Ambiente e Desenvolvimento, S.A.
Street/P.O.Box:	Avenida Tierno Galvan
Building:	Torre 3- 10º andar
City:	Lisboa
State/Region:	
Postfix/ZIP:	1070-274
Country:	Portugal
Telephone:	+351 217981210
FAX:	+351 217981219
E-Mail:	
URL:	www.ecoprogresso.pt
Represented by:	Catarina Vazão
Title:	Consultora
Salutation:	Sra.
Last Name:	Almeida
Middle Name:	Vazão
First Name:	Catarina
Department:	
Mobile:	+351 918660178
Direct FAX:	+351 217981219
Direct tel:	+351 217981210
Personal E-Mail:	cvazao@ecoprogresso.pt

Organization:	Ecoprogresso-Consultores em Ambiente e Desenvolvimento, S.A.
Street/P.O.Box:	Rua Dr. Gentil Leite Martins
Building:	395
City:	São Paulo CEP 04648-001
State/Region:	
Postfix/ZIP:	
Country:	Brasil
Telephone:	+55 1155237059
FAX:	+55 1125336346
E-Mail:	
URL:	www.ecoprogresso.pt
Represented by:	David Garcia
Title:	Consultor
Salutation:	Sr.
Last Name:	Garcia
Middle Name:	
First Name:	David
Department:	
Mobile:	+351 913711391
Direct FAX:	+55 1155237059
Direct tel:	+55 1125336346
Personal E-Mail:	dgarcia@ecoprogresso.pt

Organization:	Luzboa, S.A.
Street/P.O.Box:	Av. Raja Gabaglia
Building:	n.º 1000, sala 1109
City:	Belo Horizonte
State/Region:	Minas Gerais
Postfix/ZIP:	-
Country:	Brasil
Telephone:	0055 2199932767
FAX:	-
E-Mail:	-
URL:	-
Represented by:	Carlos Henrique
Title:	Diretor Geral
Salutation:	Sr.
Last Name:	Torres
Middle Name:	Henrique
First Name:	Carlos
Department:	
Mobile:	-
Personal E-Mail:	carloshenrique@luzboa.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SÔBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Anexo 3**INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE**

As PCH's que constituem este projeto são todas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), para o qual o MCT calcula e publica⁵ os fatores de emissão OM e BM de acordo com os procedimentos descritos na “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. Tendo isto em consideração, os valores de OM e BM utilizados pelos participantes do projeto são os publicados pelo MCT, tal como apresentado na tabela seguinte.

2008	Factor de Emissão OM*	Factor de Emissão BM*	Unidades
Janeiro	0,5727	0,1458	tCO ₂ /MWh
Fevereiro	0,6253	0,1458	tCO ₂ /MWh
Março	0,5794	0,1458	tCO ₂ /MWh
Abril	0,4529	0,1458	tCO ₂ /MWh
Maio	0,4579	0,1458	tCO ₂ /MWh
Junho	0,5180	0,1458	tCO ₂ /MWh
Julho	0,4369	0,1458	tCO ₂ /MWh
Agosto	0,4258	0,1458	tCO ₂ /MWh
Setembro	0,4120	0,1458	tCO ₂ /MWh
Outubro	0,4369	0,1458	tCO ₂ /MWh
Novembro	0,3343	0,1458	tCO ₂ /MWh
Dezembro	0,4686	0,1458	tCO ₂ /MWh
Média	0,4767	0,1458	tCO ₂ /MWh

A margem combinada (CM) foi determinada pelos participantes do projeto de acordo com a “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”

$$EF\ CM = EF\ OM \times Wom + EF\ BM \times Wbm$$

Wom	0,5
Wbm	0,5

Consolidada		
EF OM	0,4767	tCO ₂ /MWh
EF BM	0,1458	tCO ₂ /MWh
EF CM	0,31126	tCO ₂ /MWh

⁵ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4007.html>



Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO



Annex 5

REFERÊNCIAS

1. UNFCCC, “Methodological Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.
2. UNFCCC, “ Methodological Tool for demonstration and assessment of additionality”
3. UNFCCC, “ Methodological Tool combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality”
4. UNFCCC, Indicative Simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale AMS I.D, version 13
5. UNFCCC, Appendix C of the Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM project
6. Attachment A to Appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities.
7. MCT, Manual para Submissão de Atividades de Projeto no Âmbito do MDL.

Internet:

1. UNFCCC –(<http://cdm.unfccc.int/index.html>)
2. Ministério da Ciência e Tecnologia do Brasil – (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/37142.html>).
3. Agência Nacional de Energia Elétrica –(<http://www.aneel.gov.br/>)
4. Banco Central do Brasil –(<http://www.bcb.gov.br/?SELICDIA>)
5. Eletrobrás – (<http://www.eletrabras.com/elb/main.asp>)