



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-SSC-PDD)
Versão 3 - em vigor desde 22 de dezembro de 2006

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade de projeto de pequena escala proposta

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Informações sobre o monitoramento

Anexo 5 - Linha do Tempo da Atividade de Projeto PCH Maracanã



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala

A.1. Título da atividade de projeto de pequena escala:

Título do Projeto: Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Maracanã

Versão do Documento: 2

Data: 08/05/2012

A.2. Descrição da atividade de projeto de pequena escala:

A Pequena Central Hidrelétrica Maracanã (daqui em diante referida como “PCH Maracanã”), irá explorar o potencial hidrológico renovável do córrego Maracanã, localizado no município de Nova Marilândia, no Estado do Mato Grosso, região centro-oeste do Brasil. As principais atividades econômicas desenvolvidas na região são a agricultura de soja, arroz, milho e feijão, bem como o cultivo de café. A indústria de gado de corte tem hoje um rebanho de 231.000 cabeças e um rebanho leiteiro de 30.000 cabeças.

A atividade de projeto tem uma capacidade instalada de 10,5 MW e, com uma energia assegurada de 7,03 MW, espera-se que o projeto gere uma média de 61.583 MWh por ano, considerando duas turbinas Francis de eixo horizontal e dois geradores síncronos. O projeto será conectado ao Sistema Interligado Nacional – SIN¹, a rede elétrica nacional, gerenciada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS² – como explicado no Anexo 3 – Informações de Linha de Base -, pela subestação de Tangará da Serra, por uma linha de transmissão de circuito duplo de 34,5 kV³.

O projeto proposto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEE) que teriam ocorrido de outra maneira na ausência da atividade de projeto, evitando a geração de energia por fontes de combustível fóssil nas margens operacional e de construção do sistema. É importante destacar que as estimativas de cenários futuros revelam um aumento no consumo de combustíveis fósseis, de acordo com a intenção do governo brasileiro em diversificar as fontes de geração de energia, segundo seus últimos estudos divulgados.

De acordo com o cenário de referência apresentado no Plano Decenal de Expansão de Energia (2006-2015)⁴, desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia, havia sete termelétricas em operação no país e, até 2009, duas ainda seriam construídas e estariam prontas para operar. Quando o estudo foi realizado, também havia cinco projetos de termelétricas a serem aprovados.

¹ http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx

² <http://www.ons.org.br/home/>

³ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20092144.pdf>

⁴ Plano Decenal de Expansão de Energia (2006-2015). Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

O Plano Decenal também previu em seu cenário de referência que haveria um aumento de 69% no suprimento de energia térmica entre 2006 e 2015, contra um aumento de 40% na geração hidrelétrica no mesmo período. Em Dezembro, 2015 o fornecimento de eletricidade por fontes térmicas na região Sudeste-Centro-Oeste será de 48% da rede brasileira, conforme indicado na Figura 1 abaixo:

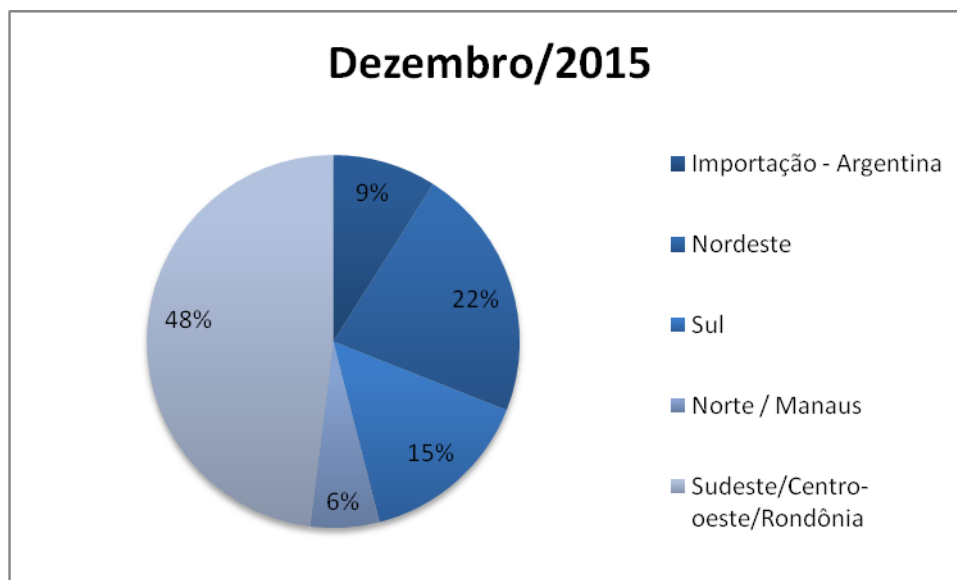


Figura 1 – Participação da Capacidade Instalada de Térmicas por Subsistema – Cenário de Referência

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia (2006-2015)

Sustentabilidade ambiental

O principal objetivo do projeto é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo para a sustentabilidade ambiental, social (geração de empregos diretos e indiretos durante a substituição da PCH e para sua operação e manutenção) e econômica aumentando a fração de energias renováveis no consumo nacional de eletricidade pela rede nacional.

O projeto melhora o fornecimento de energia elétrica por meio da geração de energia elétrica através de fonte renovável, contribuindo ao desenvolvimento econômico regional/local.

Esta fonte de energia renovável e limpa também se constitui como um importante fator à contribuição ao desenvolvimento sustentável por reduzir as emissões de dióxido de carbono que seriam emitidas caso a atividade de projeto não fosse implantada. O projeto reduz a emissão GEE evitando a geração equivalente de energia elétrica por combustíveis fósseis de plantas conectadas ao SIN.

Desenvolvimento econômico

O projeto contribuirá para melhorar as condições da economia local, devido ao uso de energia renovável, que reduz a nossa dependência dos combustíveis fósseis, reduzindo assim a quantidade de poluição e os custos sociais associados. Também contribui para melhores condições de trabalho e aumenta as oportunidades de empregos diretos e indiretos na área onde está localizado o projeto. O projeto irá gerar 300 novos empregos na região.



Desenvolvimento Social

As oportunidades de emprego vão aumentar na área onde está localizado o projeto, durante a construção, bem como, operação e manutenção contínua da planta. O projeto contribuirá para melhores condições de trabalho e consequentemente aumentará a distribuição de renda da população local. O projeto também criará novas oportunidades econômicas para a região, melhorando o suprimento de eletricidade condições e os recursos financeiros da administração pública da cidade.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da parte envolvida (*) ((o anfitrião) indica a parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se for o caso):	Por gentileza, indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	<u>Entidade Privada:</u> Maracanã Energética S.A.	Não
	<u>Entidade Privada:</u> Carbon do Brasil Consultoria Empresarial Ltda.	Não
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, no período de disponibilizar o DCP-MDL ao público no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua <u>aprovação</u> . No momento de solicitar o registro, é necessária a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

Tabela 1 – Partes e entidades privadas e públicas envolvidas na atividade

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto de pequena escala:

A.4.1. Localização da atividade de projeto de pequena escala:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado, etc.:

Mato Grosso

A.4.1.3. Cidade/Comunidade, etc.:

Nova Marilândia



A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive informações que permitam a identificação inequívoca dessa atividade de projeto de pequena escala:

A PCH Maracanã localiza-se no Córrego Maracanã, no município de Nova Marilândia, no Estado do Mato Grosso. A localização de Nova Marilândia é representada na Figura 2. As coordenadas geográficas da barragem e da casa de força do projeto são latitude -14,3388 S e -14,3538 S e longitude -57,6191 O e -57,6155 O, respectivamente. O local da atividade de projeto é apresentado na Figura 3. O acesso à PCH Maracanã pode ser feito via estrada BR-163/364 (Cuiabá/Santarém) e por estradas vicinais.

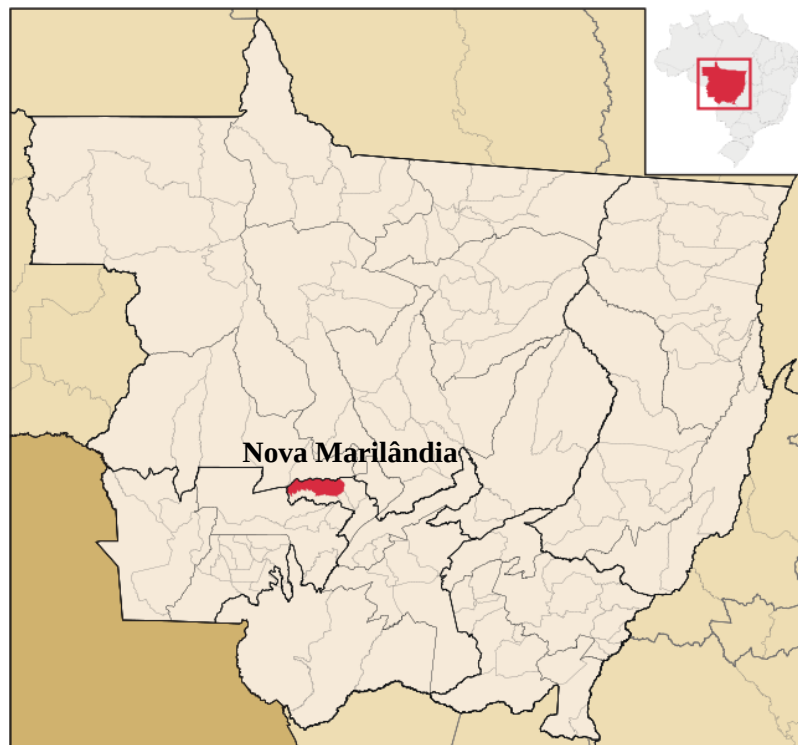


Figura 2 – Localização de Nova Marilândia

Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Nova_Maril%C3%A2ndia



Figura 3 – Localização Geográfica da PCH Maracanã
Fonte: Google Earth



A.4.2. Tipo e categoria(s) e tecnologia/medida da atividade de projeto de pequena escala:

De acordo com a categorização do Apêndice B para Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projetos MDL de pequena escala, o tipo e a categoria da PCH Maracanã são os seguintes:

Escopo Setorial 1 - Indústrias de Energia (Fontes Renováveis / Não Renováveis)

Tipo I: Projetos de energia renovável;

Categoria I.D.: Geração de energia renovável para uma rede.

A PCH Maracanã tem uma capacidade instalada de 10,5 MW, abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala, e será introduzida em seu contexto regional como uma usina de baixo impacto ambiental associado por ser uma central a fio d'água.

Plantas construídas a fio d'água não têm um armazenamento significativo de água, fazendo uso completo de seu fluxo. Segundo a Eletrobrás⁵, a execução de projetos a fio d'água é definida como "os projetos em que a vazão de água no rio na estação seca é a mesma ou maior do que o mínimo necessário para as turbinas".

Os equipamentos e a tecnologia a serem empregados na PCH Maracanã foram aplicados com sucesso em projetos similares no Brasil e no mundo. Até o momento ainda não foi assinado nenhum contrato de compra de turbinas e de geradores. O arranjo geral da PCH Maracanã é apresentado na Figura 4.

Os equipamentos que serão instalados no local do projeto são:

- Turbinas: 2 (duas) tipo Francis, eixo horizontal de 5,41 MW cada;
- Geradores: 2 (dois) síncronos, eixo horizontal de 5,24 MW cada.

De acordo com o Despacho da ANEEL 1.994 de 21/05/2008:

- Capacidade instalada: 10,5 MW;
- Área do reservatório: 0,05 km²

⁵ www.eletrobras.gov.br

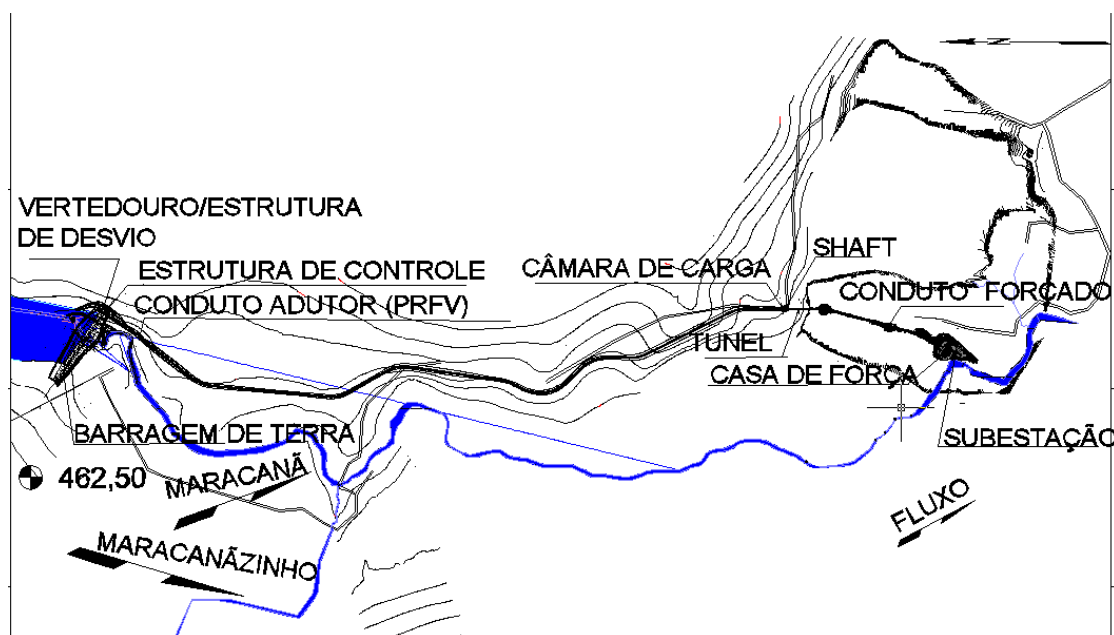


Figura 4 – Arranjo Geral da PCH Maracanã

De acordo com o arranjo geral da PCH Maracanã, a usina será construída imediatamente à montante de uma cachoeira que é sucedida por corredeiras e cachoeiras menores localizadas em um vale estreito com um elevado grau de cânions, resultando em uma altura de 185 m.

O circuito de geração hidráulica será posicionado na margem esquerda do córrego Maracanã e consiste em uma tomada d'água, canal adutor e um conduto forçado de 620 m de comprimento e 1,4 m de diâmetro, sendo seguida por uma casa de força abrigada.

A barragem da usina consiste em uma barragem de concreto e próxima ao vertedouro, com 53,60 m de comprimento, e duas barragens de terra. A barragem de terra localizada na margem esquerda tem 91,95 m de comprimento, enquanto a barragem da margem oposta apresenta um comprimento de 69,70 m. O sistema de desvio consiste em um canal de desvio de 180 m de comprimento.

A PCH Maracanã será conectada à rede elétrica nacional por uma linha de transmissão de circuito duplo de 25 km em 34,5 kV, pela subestação de Tangará da Serra, sob concessão das Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT⁶.

⁶ <http://www.redenergia.com/concessionarias/cemat.aspx>



A.4.3 Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

O projeto deverá gerar uma redução estimada de 120.281 tCO₂e durante o período de crédito renovável de 7 anos. Observe que as reduções de emissão reais serão baseadas nos dados de monitoramento, podendo diferir da estimativa apresentada abaixo.

Ano	Estimativa Anual de redução de emissão em tCO ₂ e
Dez 2012	1.432
2013	17.183
2014	17.183
2015	17.183
2016	17.183
2017	17.183
2018	17.183
Jan – Nov 2019	15.751
Estimativa total de reduções (tCO ₂ e)	120.281
Número total de anos de obtenção de créditos	7
Estimativa Anual de redução de emissão (tCO ₂ e)	17.183

Tabela 2 – Estimativa de redução de emissões do projeto da PCH Maracanã

A.4.4. Financiamento público da atividade de projeto de pequena escala:

Não há financiamento público das Partes do Anexo I neste projeto.

A.4.5. Confirmação de que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente desagregado de uma atividade de projeto de grande escala:

De acordo com o Apêndice C das Modalidades e Procedimentos Simplificados para projetos MDL de pequena escala, os participantes do projeto confirmam que o projeto não é um componente de um projeto maior. Não há nenhuma atividade registrada de projeto MDL de pequena escala ou de um pedido de registro de outra atividade de projeto MDL de pequena escala:

- Com os mesmos participantes do projeto;
- Na mesma categoria de projeto e tecnologia/medida;
- Registrada nos dois anos anteriores; e
- Cujo limite do projeto é de 1 km do limite do projeto da atividade de pequena escala no ponto mais próximo.



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

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

- EB61/Anexo 17 - Metodologia aprovada para projetos MDL de pequena escala AMS-I.D. "Geração de energia elétrica renovável conectada a uma rede" (versão 17);
- EB65/Anexo 21 - "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 06.0.0);
- EB61/Anexo 12 - "Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico" (versão 02.2.1);
- Anexo A do Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para pequenas atividades de projeto MDL.

Para obter mais informações sobre a metodologia, consulte:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>.

B.2 Justificativa da escolha da categoria de projeto:

A metodologia AMS-I.D. é aplicável às atividades do projeto que: (a) instalam uma nova usina em um local onde não há nenhuma planta de energia renovável operando antes da execução da atividade de projeto (Greenfield), (b) envolvem um aumento de capacidade, (c) envolvem um *retrofit* da(s) instalação(ões) existente(s) ou (d) envolvem a substituição da(s) planta(s) existente(s).

Além disso, para usinas hidrelétricas com reservatórios, a metodologia prevê que pelo menos uma das seguintes condições deve ser satisfeita:

- A atividade do projeto é implantada em um reservatório existente, sem qualquer alteração no volume do reservatório;
- A atividade do projeto é implantada em um reservatório existente, em que o volume do reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade de projeto, conforme definições apresentadas na seção de emissões do projeto, é superior a 4 W/m²;
- Os resultados da atividade de projeto de novos reservatórios e a densidade de potência da usina, conforme definições apresentadas na seção de emissões do projeto, seja superior a 4 W/m².

A densidade de potência da atividade de projeto (PD) é calculada da seguinte forma:

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

Onde:

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

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto (W);

Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da execução da atividade de projeto (W). Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero;



A_{PJ} = Área do reservatório medido na superfície da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2);

A_{BL} = Área do reservatório medido na superfície da água, antes da execução da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, este valor é zero.

Para o PCH Maracanã, a densidade de potência é demonstrada abaixo:

$$PD = \frac{10.500.000 - 0}{50.000 - 0}$$

$$PD = \frac{10.500.000}{50.000}$$

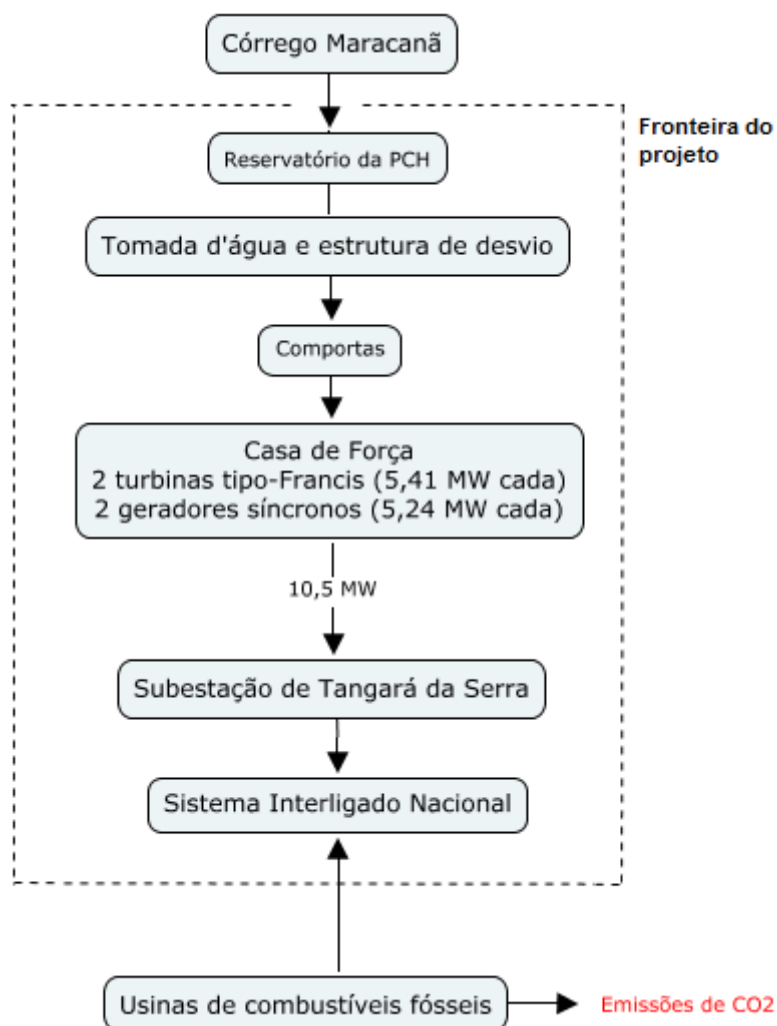
$$PD = 210 \text{ W/m}^2$$

O projeto proposto qualifica-se como uma atividade de projeto de pequena escala, uma vez que sua densidade de potência é superior a 4 W/m^2 e sua capacidade instalada é inferior a 15 MW. Além disso, sua capacidade instalada se manterá dentro dos limites dos tipos de atividade de projeto de pequena escala durante todo o período de obtenção de créditos. Portanto, a metodologia AMS-I.D. (versão 17) é aplicável ao projeto proposto.

B.3. Descrição do limite do projeto:

De acordo com a última versão da metodologia AMS-I.D o local geográfico e físico da fonte de geração renovável delinea os limites do projeto.

A extensão espacial da fronteira do projeto é mostrada na figura abaixo:

**Figura 5 – Fronteira do projeto**

Como mostrado na figura acima, a fronteira do projeto abrange a área em que o projeto se localiza que contém a área de seu reservatório e sua barragem, a casa de força com os principais equipamentos (turbinas e geradores), a subestação da PCH e sua conexão com o SIN.

É importante ressaltar que a Autoridade Nacional Designada, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC adotou um sistema elétrico único, o Sistema Interligado Nacional – SIN⁷, de acordo com a Resolução nº 8, de 26/05/2008⁸, sob a qual se estabelece que o fator de emissão da rede deverá ser determinada e publicada regularmente pela CIMGC.

⁷ http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx

⁸ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf



B.4. Descrição da linha de base e seu desenvolvimento:

Como previsto na metodologia AMS-I.D, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova usina renovável ligada à rede, o cenário básico é o da eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto que de outra maneira teria sido gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração.

De acordo com a categoria de projeto e metodologia correspondente, as emissões do cenário de linha de base consistem no produto da energia produzida no cenário de linha de base $EG_{BL,y}$, expressa em MWh de eletricidade produzida por unidade de geração renovável, multiplicado pelo fator de emissão da rede.

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO2,grid,y}$$

Onde:

BE_y = Emissões da situação inicial no ano y (tCO_2);

$EG_{BL,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede, como resultado da execução da atividade de projeto MDL no ano y (MWh);

$EF_{CO2,grid,y}$ = Fator de emissão da rede no ano y (tCO_2/MWh).

O fator de emissão pode ser calculado de forma transparente e conservadora como segue:

- a) Uma margem combinada (CM), que consiste na combinação de margem operacional (OM) e a margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos previstos na "Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico" ou;
- b) A média ponderada das emissões (em tCO_2/MWh) do mix de geração atual. Os dados do ano em que ocorre a geração do projeto devem ser usados. Os cálculos são baseados em dados de uma fonte oficial (quando disponível) e disponibilizados ao público.

O fator de emissão da margem combinada (MC) do sistema brasileiro é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico" pelo Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT⁹. Os fatores de emissão de CO_2 para geração de eletricidade na rede, necessários para o cálculo da MC, são calculados com base no registro de geração de usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema - ONS¹⁰. Portanto, o fator de emissão da MC para a rede será usado para calcular as reduções de emissões do projeto.

⁹ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

¹⁰ http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx



B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de pequena escala registrada no âmbito do MDL:

Conforme o Glossário de Termos do MDL, a data de início de uma atividade de projeto MDL é a data mais recente em que ocorreu a implantação, construção ou ação real do projeto. A data de início do projeto é 05/12/2011, data em que o Consórcio Construtor foi assinado.

O benefício do MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade de projeto. Uma linha do tempo foi preparada para que a EOD possa avaliar esta consideração na tomada de decisão do projeto e pode ser verificado no Anexo 5 – Linha do Tempo da Atividade de Projeto PCH Maracanã.

Adicionalidade

A adicionalidade da atividade de projeto foi demonstrada de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, versão 06, que prevê passos para a avaliação da adicionalidade, como segue:

- Identificação de alternativas à atividade de projeto;
- Análise financeira para determinar se a atividade de projeto não é: 1) o mais econômica ou financeiramente atrativo, ou 2) econômica ou financeiramente viável;
- Análise de barreiras; e
- Análise de prática-comum.

Ademais, o Anexo da Ferramenta também foi utilizado.

Etapas 1. Identificação de alternativas para a atividade do projeto, consistentes com leis e regulamentos atuais

Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade de projeto:

A atividade de projeto consiste em uma nova usina de geração de energia elétrica que será interligada à rede. A identificação de cenários de linha de base considerou apenas duas alternativas, uma vez que o empreendedor do projeto somente desenvolve projetos de geração hidrelétrica similares à PCH Maracanã; o principal negócio da Maracanã Energética é investir em projetos de geração renováveis, com baixos impactos ambientais e emissões de GEE associados.

Dois cenários foram identificados como alternativas à atividade de projeto:

- **Alternativa 1: A atividade de projeto não realizada como uma atividade de projeto MDL**
Esta opção está em conformidade com a legislação brasileira e não está impedida por eventuais barreiras técnicas. No entanto, de acordo com a análise de investimentos na seção B.5, esta alternativa não é financeiramente atrativa e não pode ser considerada como um cenário possível.



- **Alternativa 2: A continuação da situação atual (ausência de atividade de projeto ou outras alternativas desenvolvidas)**

A eletricidade continuaria a ser gerada pelos geradores atuais de funcionamento da rede. Não existe nenhuma barreira técnica ou econômica para atingir este cenário, o que é permitido pelas leis e regulamentos brasileiros. Portanto, a única alternativa realista para o projeto e, portanto da linha de base é essa opção.

Sub-etapa 1b. Cumprimento das leis e regulamentações:

Todos os cenários identificados na Sub-etapa 1a cumprem a legislação atualmente vigente.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, os participantes do projeto podem escolher proceder com o Passo 2: Análise de Investimento ou com o Passo 3: Análise de barreiras.

A principal barreira identificada pelos participantes do projeto para a atividade de projeto proposta é a barreira de investimento. Uma análise *benchmark* foi realizada para demonstrar a adicionalidade do projeto de acordo com a última versão da “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” e seu Anexo “Orientações para a Avaliação da Análise de Investimento” conforme descrito a seguir:

RESULTADO DA ETAPA 1: Dois cenários diferentes foram identificados como plausíveis à atividade de projeto e ambos cumprem com a legislação vigente.

Etapa 2. Análise de Investimento

Determine se a atividade de projeto não é:

- (a) A escolha econômica e financeiramente mais atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem considerar a receita proveniente da venda de Reduções Certificadas de Emissão (RCEs).

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

- 1) Determine dentre a análise simples de custos, análise comparativa de investimentos ou análise *benchmark* (Sub-etapa 2b). Se a atividade de projeto MDL e a alternativa identificada no Passo 1 não geram nenhum tipo de benefício econômico ou financeiro além da receita obtida a partir do MDL, então se deve aplicar a análise simples de custos (Opção I). Caso contrário, utilize a análise comparativa de investimentos (Opção II) ou a análise *benchmark* (Opção III).

As alternativas identificadas na seção B.4 geram benefícios econômico-financeiros além da receita obtida a partir do MDL, já que a maior fonte de receita do projeto é proveniente da venda de energia elétrica. A Opção III (análise *benchmark*) foi selecionada para realizar a análise financeira para avaliar e demonstrar a adicionalidade do projeto.



Sub-etapa 2b. Opção III. Análise referencial aplicada

A fim de analisar as barreiras financeiras do projeto, o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) foi calculado como benchmark para ser comparado ao indicador financeiro do projeto, a Taxa Interna de Retorno (TIR) projeto.

Descrição do CMPC

De acordo com a Nota Técnica nº 68/2007-SRE/ANEEL, de 21/05/2007, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) “Entre os métodos padronizados para determinar a taxa de retorno de um empreendimento, o que maior consenso adquiriu é o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) em combinação com o “*Capital Asset Pricing Model*” (CAPM). De acordo com esse modelo, a taxa de retorno de um empreendimento é uma média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do empreendimento”.

Dentre os métodos padrões utilizados para determinar a taxa de retorno de uma empresa, o maior consenso é calcular o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) em combinação com o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (*Capital Asset Pricing Model* - CAPM). Segundo este modelo, a taxa de retorno de uma empresa é um custo médio ponderado dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos da empresa. Em outras palavras, a melhor abordagem é a utilização do CMPC para definir a taxa mínima de retorno, em conjunto com o modelo CAPM para definir o custo do capital próprio.

A definição da taxa de atratividade de um projeto deve levar em consideração a existência das diferentes fontes de financiamento, a remuneração que deverá ser paga a cada uma delas (em função do risco incorrido pelas diferentes partes interessadas - stakeholder, sejam eles credores ou acionistas), a proporção de utilização de cada fonte de recursos e os seus respectivos impactos fiscais e tributários. O CMPC é método clássico e consolidado para o cálculo destas considerações e pode ser calculado conforme a seguinte equação¹¹:

$$\text{CMPC} = W_e * K_e + W_d * K_d * (1 - t)$$

Sendo:

W_e = Participação do Capital Próprio no total de recursos utilizados;

W_d = Participação de Capital de Terceiros no total de recursos utilizados;

K_e = Custo de Capital Próprio;

K_d = Custo de Capital de Terceiros;

t = Alíquota de impostos sobre o lucro.

Não obstante a simplicidade do cálculo a ser feito para a obtenção do CMPC, existe uma série de cuidados a serem considerados e decisões a serem tomadas, no que tange à definição de cada uma das variáveis acima. Os participantes do projeto utilizaram o CMPC calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) no estudo “Custo de Capital para Geração de Energia Hídrica no Brasil por meio de Pequenas

¹¹ Fundação Getúlio Vargas – FGV. **Custo de Capital para Geração de Energia Hídrica no Brasil por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) até 50 MW no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Novembro, 2010. Disponível em: <http://www.abce.org.br/downloads/portugueswacc.pdf>.



Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) até 50 MW no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo”, publicado em novembro de 2010. No estudo, as definições descritas acima refletem a realidade dos projetos de geração de energia hídricas em PCHs e UHE até 50 MW de capacidade instalada no mercado brasileiro, e cada variável foi validada antes de ser utilizada no cálculo do CMPC.

Proporção de Capital Próprio (We) e de Capital de Terceiros (Wd)

De acordo com o estudo realizado pela FGV, uma das decisões importantes em avaliação de projetos diz respeito à proporção a ser utilizada de recursos de terceiros (dívidas) e de recursos próprios (dinheiro de investidores/acionistas). No mercado brasileiro, notadamente no caso de projetos de geração de energia, essa proporção está vinculada, na maior parte das vezes, aos parâmetros definidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), principal fonte de recursos para projetos de investimento no país.

Custo do Capital Próprio (Ke)

O estudo da FGV também ressalta que a determinação do custo do Capital Próprio depende da correta avaliação do risco associado aos projetos de geração de energia por PCHs e UHEs até 50 MW de capacidade instalada no Brasil. A ferramenta que conta com maior aceitação nos meios acadêmico e empresarial, para a definição do risco associado a um investimento e, consequentemente, para a definição da remuneração adequada ao capital é o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (do inglês Capital Assets Pricing Model ou CAPM)

O cálculo do custo do Capital Próprio (Ke) com a utilização do CAPM é dado pela seguinte expressão:

$$Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$$

Sendo:

Ke = Retorno / Custo de Capital Próprio;

Rf = Taxa Livre de Risco;

B = Risco do investimento em comparação com o mercado

(Rm – Rf) = Prêmio pelo Risco de Mercado.

De acordo com o CAPM, a remuneração adequada ao Capital Próprio (Ke) será dada pela remuneração oferecida por um ativo livre de risco (Rf) mais um retorno adicional adequado ao risco associado ao ativo [$\beta * (Rm - Rf)$].

O risco do ativo, identificado como Beta (β), é calculado por meio da covariância dos retornos do ativo em relação aos retornos de uma carteira representativa do mercado como um todo. Para a obtenção do Beta, portanto, é necessário que estejam disponíveis dados históricos a respeito dos retornos do mercado e do setor que se pretende avaliar, de forma que seja possível o cálculo da covariância entre eles.



Custo de Capital de Terceiros (Kd)

O estudo realizado pela FGV justifica que, ao contrário do que ocorre em outros mercados, nos quais a maior parte das empresas obtém financiamento junto a financiadores privados, as empresas brasileiras que investem no setor de infraestrutura têm como principais fontes de financiamento as linhas de crédito oferecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o que confere ao Custo de Capital de Terceiros no Brasil algumas características específicas.

O BNDES é uma empresa pública federal e o principal fornecedor de financiamento de longo prazo no Brasil. O mercado brasileiro oferece poucas alternativas de fontes de recursos de longo prazo que não sejam oriundas de entidades governamentais, uma vez que financiamentos de longo prazo raramente são oferecidos por bancos comerciais e, quando ocorrem, são oferecidos a taxas não competitivas em comparação com as praticadas pelo BNDES. O financiamento de projetos pelo BNDES é fornecido através da linha de crédito batizada de FINEM14 (Financiamento a Empreendimentos) em um modelo de *Project Finance*. Esse tipo de operação pode ser realizado diretamente com o BNDES (operações diretas) ou com a intermediação de uma instituição financeira credenciada (operações indiretas).

Nas operações diretas, o custo da transação é composto por Custo Financeiro, Remuneração do BNDES e Taxa de Risco de Crédito. Nos casos das transações indiretas, o custo total será composto por Custo Financeiro, Remuneração do BNDES, Taxa de Intermediação Financeira e Remuneração da Instituição Financeira Credenciada. Na presente metodologia estamos considerando que todas as operações são diretas, o que implica que o projeto obtém financiamento do BNDES ao menor custo possível. Na realidade observa-se que muitos empreendedores obtêm empréstimos por meio de bancos intermediadores, porém para maior conservadorismo dentro do MDL, considerou-se o apoio direto como padrão.

As condições oferecidas pelo BNDES para o financiamento desse tipo de empreendimento faz com que as empresas procurem utilizar os recursos do FINEM/Project Finance até o limite máximo permitido pelo Banco. Essa situação, conforme citado anteriormente, tem resultado em estruturas de capital altamente alavancadas, com participação majoritária de recursos de terceiros. Em geral, empreendimentos de geração de energia têm contado com uma proporção de 60% a 70% de dívidas e, respectivamente, de 40% a 30% de recursos obtidos junto aos investidores.

Sub-etapa 2c. Cálculo e comparação financeira dos indicadores

Foi selecionado o CMPC calculado pela FGV para a comparação com a TIR do projeto. Esta comparação, no entanto, deve ser feita de modo conservador, considerando certo período de tempo. O período selecionado foi o ano de 2009, no qual o CMPC foi de 11,88%¹².

Os pressupostos de base nos cálculos da TIR são mostrados na tabela abaixo. Os arquivos originais da análise financeira serão fornecidos à EOD, AND e ao Conselho Executivo do MDL.

¹² Anexo 1 – Planilhas Base, FGV **Custo de Capital para Geração de Energia Hídrica no Brasil por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) até 50 MW no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Disponível em: <http://www.abce.org.br/downloads/portugueswacc.pdf>.



Parâmetro	Info
Capacidade Instalada (MW)	10,5
Geração Esperada (MWh)	61.583
Período do Projeto (anos)	30
Preço da Energia (PPA) (R\$/MWh)	141,93
Investimento (R\$)	62.926.239,44
TIR (%)	10,38

Tabela 3 – Premissas financeiras do projeto

A TIR do projeto, sem o benefício do MDL, mostrou-se menor do que o benchmark para o período. Portanto, a PCH Maracanã não é a opção mais atrativa financeiramente, já que sua TIR é de 10,38%, valor menor do que o CMPC de 11,88%. A TIR do projeto considerando o benefício do MDL é somente um pouco menor que o benchmark: 11,56%.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, se a Opção III (análise benchmark) é utilizada e se a atividade de projeto de MDL apresenta um indicador menos favorável (ex. TIR menor) do que o benchmark, então a atividade de projeto de MDL não pode ser considerada como sendo financeiramente atrativa.

Logo, a PCH Maracanã não é atrativa financeiramente.

Sub-etapa 2d: Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade foi conduzida de dois modos: variando os parâmetros críticos em $\pm 10\%$ e $\pm 20\%$ e variando estes parâmetros até que a TIR do projeto iguale o benchmark. As tabelas abaixo mostram esta variação e as linhas em vermelho assinalam a variação necessária para que a TIR se iguale ao benchmark:

Investimento		
Variação	TIR	R\$
-20%	13,48%	50.340.991,55
-10,61%	11,88%	56.249.765,44
-10%	11,78%	56.633.615,50
-5%	11,05%	59.779.927,47
0%	10,38%	62.926.239,44
5%	10,31%	66.072.551,41
10%	9,73%	69.218.863,39
20%	8,69%	75.511.487,33



Custos Fixos		
Variação	TIR	R\$
-100%	10,46%	-
-20%	10,40%	346.147,45
-10%	10,39%	389.415,88
-5%	10,38%	411.050,10
0%	10,38%	432.684,31
5%	10,38%	454.318,53
10%	10,37%	475.952,74
20%	10,36%	519.221,17

Custos Variáveis		
Variação	TIR	R\$
-100%	11,67%	-
-20%	10,44%	335.838,72
-10%	10,41%	377.818,56
-5%	10,39%	398.808,48
0%	10,38%	419.798,40
5%	10,37%	440.788,32
10%	10,35%	461.778,24
20%	10,32%	503.758,08

PPA		
Variação	TIR	MWh/ano
-20%	7,29%	113,54
-10%	8,87%	127,74
-5%	9,63%	134,83
0%	10,38%	141,93
5%	11,12%	149,03
10%	11,84%	156,12
10,29%	11,88%	156,53
20%	13,26%	170,32

Geração de energia		
Variação	TIR	MWh/ano
-20%	7,29%	49.266,24
-10%	8,87%	55.424,52
-5%	9,63%	58.503,66
0%	10,38%	61.582,80
5%	11,12%	64.661,94
10%	11,84%	67.741,08
10,29%	11,88%	67.919,67
20%	13,26%	73.899,36

Tabela 4 - Análise de sensibilidade



Redução do investimento: Quando examinando o investimento, uma redução de 20% leva a uma TIR 1,60% superior ao CMPC. Uma redução no investimento nesta magnitude é improvável de ocorrer: seria necessária uma redução de quase R\$13 milhões no investimento total do projeto. Além disso, o investimento que já foi realizado para a construção da PCH Maracanã já excedeu o estimado na análise financeira.

Custos Fixos: Quando examinando os custos fixos, uma redução de 20% leva a uma TIR que ainda é menor do que o CMPC. Mesmo se estes custos tivessem uma redução de 100%, a TIR do projeto continuaria abaixo do benchmark. O impacto deste parâmetro pode, portanto, ser considerado insignificante.

Custos Variáveis: Quando examinando os custos variáveis, uma redução de 20% leva a uma TIR que ainda é menor do que o CMPC. Mesmo se estes custos tivessem uma redução de 100%, a TIR do projeto continuaria abaixo do benchmark. O impacto deste parâmetro pode, portanto, ser considerado insignificante.

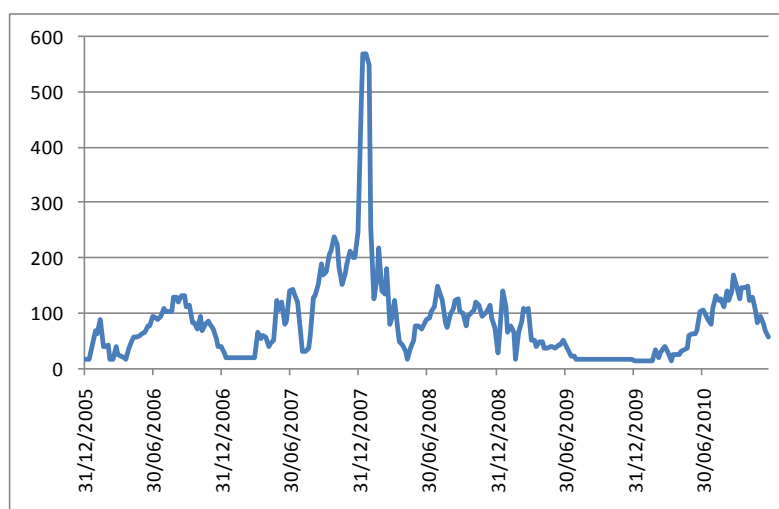
Venda de energia: O 2º Leilão de Fontes Alternativas apresentou um preço de R\$ 141,93/MWh. Aumentando-o em 20%, seu valor é de R\$ 170,32/MWh e a TIR do projeto torna-se apenas 1,38% maior do que o benchmark. Só há duas fontes públicas de preços de energia no Brasil que apoiam o argumento de que este preço é improvável:

- a. Leilões de energia realizados pela CCEE, nos quais utilitários devem comprar energia para atender suas demandas futuras. A tabela abaixo apresenta o preço médio resultante de cada leilão e todos os preços abaixo de R\$ 150/MWh.

Leilão	Novas Energias		Ajuste do leilão		Fontes renováveis	
	Data do leilão	R\$/MWh	Data do leilão	R\$/MWh	Data do leilão	R\$/MWh
1	16/12/2005	139,00	-	-	-	-
2	29/06/2006	134,42	01/06/2006	Adiado	-	-
3	10/10/2006	138,00	29/09/2006	S/ contratos	-	-
4	26/07/2007	136,00	29/03/2007	S/ contratos	-	-
5	16/10/2007	131,49	28/06/2007	S/ preços	01/06/2007	137,32
6	17/09/2008	131,44	27/09/2007	138,25	-	-
7	30/09/2008	146,00	19/06/2008	141,78	-	-
8	27/08/2009	-	23/09/2008	145,67	-	-
9	21/12/2009	Cancelado	20/02/2009	-	-	-
10	30/07/2010	99,48	-	-	-	-
11	-	-	-	-	26/08/2010	133,56
12	17/12/2010	67,31	-	-	-	-
13	-	-	-	-	18/08/2011	99,61
14	17/08/2011	102,07	-	-	-	-
15	-	-	-	-	20/12/2011	102,18

Tabela 5 – Preços de energia de leilãoFonte: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

- b. Preços spot também registrados pela CCEE estão apresentados no gráfico abaixo. Com exceção de um pequeno período ao final de 2007 quando a seca prolongada reduziu os preços, os preços de energia também são abaixo de R\$ 150/MWh.

**Figura 6 – Preços spot de energia****Eletricidade Gerada:**

Um aumento de 20% na geração de energia resulta em uma TIR apenas 1,38% acima do benchmark. Este aumento de geração é improvável uma vez que a estimativa de geração de energia da PCH Maracanã tem como base a energia assegurada do projeto, definida como 7,03 MW. Um aumento nesta energia média é improvável, pois o fator de carga da usina é determinado de acordo com séries históricas de vazão, incluindo períodos críticos hidrológicamente.

A análise de sensibilidade confirmou que a PCH Maracanã, da Maracanã Energética S.A., não é financeiramente atrativa. Portanto, pode-se concluir que o projeto não é atrativo financeiramente sem a receita de RCEs. O projeto enfrenta significantes barreiras financeiras sem o apoio do MDL.

RESULTADO DA ETAPA 2: Como demonstrado ao longo da etapa 2, a TIR do projeto sem o benefício do MDL é menor do que o benchmark selecionado. A análise de sensibilidade mostra que é improvável que o projeto torne-se viável sem o auxílio do MDL. Logo, a PCH Maracanã não é uma atividade de projeto financeiramente atrativa e enfrenta barreiras financeiras significativas sem o benefício do MDL.

Sub-etapa 3. Análise de barreiras

Não analisado.



Sub-etapa 4. Análise de prática comum

Sub-etapa 4a. Analise outras atividades similares à atividade de projeto proposta:

Esta etapa requer uma análise de outras atividades similares que estejam operacionais e que sejam similares à atividade de projeto proposta. De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, projetos são considerados como similares se estiverem localizados no mesmo país/região e/ou dependam de uma tecnologia similar, forem de escalas similares, ocorram em locais comparáveis do ponto de vista da regulamentação aplicável, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso à fontes de financiamento, etc.

Outras atividades de projeto do MDL (atividades de projeto registradas e atividades de projeto que tenham sido publicadas no site da UNFCCC para consulta global às partes interessadas como parte do processo de validação) não devem ser incluídas nesta análise. Devem ser fornecidos documentos de evidência e, quando relevante, informações quantitativas. Com base nesta análise, deve ser descrito se e em qual extensão as atividades similares foram difundidas na região de interesse.

Em relação as usinas em operação identificadas como similares à atividade de projeto, os seguintes parâmetros foram considerados na análise das usinas similares à PCH Maracanã:

- **ETAPA 1:** Calcule a variação aplicada à capacidade instalada em +/- 50% em relação à capacidade da atividade de projeto.

A PCH Maracanã tem uma capacidade instalada de 10,5 MW e, portanto, as usinas analisadas só foram comparadas semelhantes se apresentarem uma capacidade variando entre -50% e +50% da capacidade instalada do projeto (entre 5,25 MW e 15,75 MW).

- **ETAPA 2:** Na área geográfica aplicável, identifique todas as usinas que entregam com a mesma capacidade da atividade de projeto, dentro a variação calculada na Etapa 1, e que iniciaram sua operação comercial antes da data de início do projeto. Note seu número como N_{all} . Atividades de projeto registradas no MDL e em validação não devem ser considerados nesta etapa.

Conforme definido na “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, a área geográfica aplicável a ser analisada na análise de prática comum considera o país anfitrião inteiro como padrão. Todas as PCHs operantes no Brasil que foram consideradas na análise de prática comum podem ser verificadas no Banco de Informações de Geração da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=3>.

Na época em que esta análise foi realizada, havia 2.616 usinas operando no país¹³ que foram analisadas nesta etapa, como segue:

¹³ Acesso em 08/05/2012.



Tipo	Quantidade	Capacidade Total (MW)	%
CGH	376	223,68	0,19
EOL	75	1.615,33	1,29
PCH	428	4.059,64	3,38
UFV	8	5,49	0
UHE	182	81.943,06	66,71
UTE	1.545	32.947,27	26,72
UTN	2	1.990,00	1,71
Total	2.616	122.784,50	100

Tabela 6 – Usinas atualmente operando no Brasil

Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

A data de início da PCH Maracanã é 05/12/2011, data em que o consórcio de construção foi assinado. Assim, somente as usinas que iniciaram sua operação comercial antes desta data foram analisadas nesta etapa.

A data do início da operação comercial das usinas analisadas nesta etapa foi verificada no site da ANEEL, disponível no seguinte link: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37> (por favor, abra os arquivos sob o título “ACOMPANHAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELETRICA”).

Ademais, como será apresentado abaixo, a análise somente considerou as usinas que operam como Produtoras Independentes de Energia (PIE), tal qual a PCH Maracanã.

Logo, as usinas consideradas similares à atividade de projeto dentre os critérios mencionados acima são apresentadas na tabela abaixo, em que $N_{all} = 98$:

Tipo	Quantidade	Capacidade Total (MW)	%
EOL	8	97,7	9,48
PCH	25	251,6	24,41
UTE	65	681,46	66,11
Total	98	1.030,76	100

Tabela 7 – Usinas semelhantes dentre os critérios estabelecidos nas Etapas 1 e 2

A planilha original com todas as usinas analisadas está disponível à EOD.



- **ETAPA 3:** Dentre as usinas identificadas na Etapa 2, identifique aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada pela atividade de projeto proposta. Note seu número como N_{diff} .

Conforme definido no parágrafo 9 da Ferramenta, tecnologias diferentes no contexto da prática comum são tecnologias que entregam a mesma capacidade, mas que diferem em pelo menos um dos seguintes itens (como apropriado no contexto da atividade de projeto MDL proposta e área geográfica aplicável):

(a) Fontes/Combustíveis de energia

A PCH Maracanã irá gerar energia pela hidroeletricidade. Logo, as usinas eólicas e térmicas identificadas na tabela 7 não são consideradas semelhantes à atividade de projeto, já que suas fontes principais de energia são o vento, biomassa e combustíveis fósseis, respectivamente.

(b) Estoque de alimentação: não aplicável;

(c) Tamanho da instalação (capacidade): micro; pequena; e grande

Todas as usinas apresentadas na tabela 7 estão dentro da variação de capacidade e todas as PCHs da tabela são definidas como PCHs pela definição da ANEEL¹⁴.

(d) Clima de investimento na data da tomada de decisão do investimento:

i. Acesso à tecnologia

As PCHs que são consideradas semelhantes ao projeto (apresentadas na tabela 7) têm as mesmas condições de acesso à tecnologia e, portanto, este critério não foi utilizado para estabelecer diferenças entre as usinas.

ii. Subsídios ou outros fluxos financeiros

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é o maior provedor de empréstimos a longo prazo no Brasil; ele é responsável por fornecer financiamento a projetos de todas as escalas. Diferentemente de outros países, empréstimos de longo prazo não são tão facilmente oferecidos por bancos comerciais, e em geral estas entidades não têm taxas competitivas quando comparadas às do BNDES. As condições de empréstimo são similares a todas as PCHs com pequenas variações no *spread*.

Em 2002, o governo brasileiro lançou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Como definido no Decreto nº 5.025/2004, o Programa foi estabelecido para aumentar a participação da eletricidade gerada no país por empresas baseadas em fontes renováveis como eólica, biomassa e PCHs conectados à rede nacional (SIN¹⁵). O Programa garante um mercado seguro estabelecido com contratos de longo prazo garantidos pela Eletrobrás com preços atrativos e linhas de crédito especiais garantidas pelo BNDES. Em sua primeira fase, 63 PCHs aderiram ao Programa com

¹⁴ No Brasil, Pequenas Centrais Hidrelétricas são consideradas como usinas com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW. http://www3.aneel.gov.br/empreendedor/documentos/002_Capitulo_02.pdf

¹⁵ <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>



uma capacidade instalada total de 1.191 MW. Esta primeira fase foi encerrada em 2004 e ainda não há nenhum indício de se e quando uma segunda fase será aberta. As regras do Programa também incluíam um artigo que previa que todas as receitas advindas de qualquer esquema de comércio de redução de emissões, incluindo o MDL, seriam revertidas ao governo. Ainda há licitações pendentes de alguns projetos que receberam ambos os incentivos.

iii. Políticas promocionais

Nenhuma política promocional foi considerada como critério para estabelecer diferenças entre as usinas semelhantes à PCH Maracanã.

iv. Regulamentações legais

Esta análise só considerou as usinas que operam como Produtoras Independentes de Energia (PIE) como a PCH Maracanã. No Brasil, há três outros modos de produzir eletricidade:

- Serviço Público (SP);
- Auto Produção de Energia (APE); e
- Registro (REG).

Ademais, o quadro regulatório brasileiro do setor de energia foi desenvolvido entre 1994 e 2004, basicamente em duas etapas. A primeira concentrou-se na privatização e reorganização da estrutura existente e na criação de agências reguladoras (operacionais, institucionais e de mercado). A segunda etapa, por sua vez, ocorreu em 2004 e centralizou o planejamento para garantir o fornecimento de energia no país, já que o Brasil havia sofrido uma crise em 2002 quando um racionamento foi forçado devido à extrema seca que esgotou os principais reservatórios do país. Esta etapa também serviu para acelerar a integração da população na rede nacional elétrica.

Conforme descrito no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹⁶, a reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implantar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado. Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

¹⁶ <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>



Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética - EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres.

Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. A tabela abaixo apresenta um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes do setor.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)



Elétricos (GCPS)	(CNPE)	
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Tabela 8 – Diferenças entre as fases do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: CCEE¹⁷

Considerando-se que este novo quadro regulatório só entrou em vigor em Março de 2004, é razoável que as usinas consideradas na análise de prática-comum tenham tido sua decisão de construção após esta data. Como os PPs não encontraram esta informação para todas as usinas analisadas nesta sub-etapa, as usinas só foram consideradas similares se sua operação comercial teve início após março de 2004, de modo que todas as usinas sejam comparadas sob o mesmo quadro regulatório.

Assim, considerando as usinas identificadas na tabela 7, apenas as PCHs apresentadas abaixo seguem os critérios aplicados e discutidos acima:

PCH	Capacidade Instalada (MW)	Geração de Energia	Tipo	MDL	Início da Operação	Proinfa
Dianópolis	5,5	PIE	PCH	N	2006	N
Contestado	5,6	PIE	PCH	N	Nov/07	N
Caju	10	PIE	PCH	N	Jun/07	N

Tabela 9 – Usinas semelhantes dentre os critérios estabelecidos na Etapa 3

Portanto, $N_{diff} = 95$.

¹⁷ <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>



- **Etapa 4:** Calcule o fator $F = 1 - N_{\text{diff}} / N_{\text{all}}$ que representa a parcela de usinas que utilizam tecnologia semelhante à da atividade de projeto proposta dentre todas as usinas que produzem energia com a mesma capacidade da atividade de projeto.

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

$$F = 1 - 95 / 98$$

$$F = 1 - 0,969387$$

$$F = 0,030613$$

De acordo com a Ferramenta, a atividade de projeto só é considerada prática comum dentre o setor da área geográfica aplicável se ambas as seguintes condições são atendidas:

- (a) O fator F é maior do que 0,2, e
- (b) $N_{\text{all}} - N_{\text{diff}}$ é maior do que 3.

Como apresentado acima, o fator F não é maior do que 0,2 e, portanto, a PCH Maracanã não é uma prática comum no país.

RESULTADO DA ETAPA 4: Como demonstrado na análise de prática comum, projetos similares a PCH Maracanã não são amplamente observados no Brasil e, portanto, o projeto não é considerado como uma prática comum.

RESULTADO DA ADICIONALIDADE: De todas as etapas incluídas na seção B.5., a conclusão é de que a atividade de projeto é adicional, e não é (parte do) o cenário de linha de base. Sem os benefícios do MDL, o projeto não seria implantado.



B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Redução de emissão

O projeto reduz principalmente emissões de dióxido de carbono pela substituição de geração de energia elétrica no sistema por fontes de combustíveis fósseis. De acordo com a última versão da metodologia AMS.I.D, a redução de emissão ER_y da atividade de projeto durante um ano y é a diferença entre a redução de emissões da linha de base (BE_y), emissões do projeto (PE_y) e emissões devido a vazamentos (LE_y), como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Sendo:

ER_y = Redução de emissões no ano y (tCO_2/y);

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

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2/y);

LE_y = Emissões de vazamento no ano y (tCO_2/y).

Emissões de linha de base

As emissões de linha de base são o produto da energia elétrica do cenário base $EG_{BL,y}$ expressa em MWh de energia produzida pela unidade de geração renovável multiplicado pelo fator de emissão do sistema.

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y}$$

Sendo:

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

$EG_{BL,y}$ = Quantidade de energia fornecida ao sistema como resultado da implantação do projeto no ano y (MWh);

$EF_{CO_2,grid,y}$ = Fator de emissão do sistema no ano y (tCO_2/MWh).

Fator de emissão

Como descrito na Seção B.4, o fator de emissão foi calculado como uma das seguintes opções:

- Margem combinada (CM), consistindo na combinação da margem de operação (OM) e a margem de construção (BM) de acordo com o a “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico”.
- Média ponderada de emissões (em tCO_2/MWh) do mix atual de geração. Os dados do ano em que ocorre a geração do projeto deve ser usado. Os cálculos devem ser baseados em dados de uma fonte oficial (quando disponível) e disponibilizados ao público.



O fator de emissão da margem combinada (CM) é uma combinação do fator de emissão da margem operacional (OM) e o fator de emissão da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. A ferramenta indica que o fator de emissão da rede é determinado pelas seguintes seis etapas:

1. Identificar os sistemas relevantes de eletricidade;
2. Escolha se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional);
3. Selecione um método para determinar a margem operacional (OM);
4. Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método escolhido;
5. Identificar o grupo de unidades de energia para ser incluído na margem de construção (BM);
6. Calcular o fator de emissão da margem;
7. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

Como dito na seção B.4, o fator de emissão no Brasil da linha de base ($EF_{grid, CM, y}$) é calculado pelo Ministério Ciência e Tecnologia brasileira usando a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". O fator de emissão da rede é uma combinação do fator de emissão da margem operacional (OM), o que reflete a intensidade da emissão de CO_2 a partir da margem de dados, e do fator de emissão da margem de construção (BM), que reflete a intensidade das emissões de CO_2 das usinas última compilação.

A margem combinada do fator de emissão é calculada como segue:

$$EF_{grid, CM, y} = EF_{grid, OM, y} * W_{OM} + EF_{grid, BM, y} * W_{BM}$$

Sendo:

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

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

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

W_{BM} = Ponderação da margem de construção do fator de emissão (%).

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 02, os seguintes valores padrão devem ser utilizados como W_{OM} e W_{BM} :

- Projetos de geração de energia eólica e solar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o primeiro período de créditos e para os subsequentes;
- Demais projetos: $W_{OM} = 0,5$ e $W_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de obtenção de créditos, e $W_{OM} = 0,25$ e $W_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro períodos de obtenção de créditos, a não ser que especificado de modo contrário na metodologia aprovada que faz referência à esta Ferramenta.

No caso da PCH Maracanã, a ponderação de ambas as margens de operação e construção utilizam o valor padrão de 50%.



Emissões do projeto

Para a maioria dos projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis, $PE_y = 0$. No entanto, as seguintes categorias de atividades de projetos devem ser consideradas seguindo o procedimento descrito na versão mais recente da metodologia ACM0002:

- Emissões relativas à operação de usinas de geração geotérmica (e.g. gases não condensáveis, consumo de eletricidade/combustíveis fósseis);
- Emissões vindas do reservatório de água das hidroelétricas.

Ademais, emissões de CO_2 oriundas do consumo *on-site* de combustíveis fósseis devido à atividade de projeto devem ser calculadas utilizando a última versão da “Ferramenta para calcular emissões de CO_2 do projeto ou de fuga pela combustão de combustíveis fósseis”.

De acordo com a metodologia de larga escala ACM0002, para projetos de geração hidroelétrica que resultam em novos reservatórios, os participantes do projeto devem considerar emissões de CH_4 e CO_2 provenientes pelo reservatório se (a) a densidade de energia do projeto for maior do que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 .

A densidade de energia da PCH Maracanã, como demonstrado na seção B.2, é 210 W/m^2 . Ademais, a atividade de projeto não consome nenhum tipo de combustível fóssil *on-site* nem durante sua construção ou operação e, portanto, não há emissões de CO_2 devido a consumo *on-site* a serem consideradas. Portanto, a PCH Maracanã não tem nenhuma emissão de projeto, $PE_y = 0$.

Vazamentos do projeto

Se o equipamento de geração de energia for transferido para outra atividade, nenhum vazamento é considerado no Projeto.

Uma vez que não há transferência de equipamentos para a construção da PCH Maracanã, não há nenhum vazamento a ser contado, $LE_y = 0$



B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	W_{OM}
Unidade do dado:	%
Descrição:	Peso Margem de Operação
Fonte do dado utilizado:	Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico
Valor aplicado:	50
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	Cálculo do Fator de Emissão.
Comentários:	-

Dado / Parâmetro:	W_{BM}
Unidade do dado:	%
Descrição:	Peso Margem de Operação
Fonte do dado utilizado:	Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico
Valor aplicado:	50
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	Cálculo do Fator de Emissão.
Comentários:	-

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

Como demonstrado na seção B.6.1, não há vazamentos ou emissões do projeto a serem consideradas no cálculo de redução de emissões. Portanto, a redução de emissões é calculada como:

$$ER_y = BE_y$$

Sendo:

ER_y = Redução de emissões no ano y (tCO₂/y);

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂/y);



$$ER_y = EG_{BL,y} * EF_{CO2,grid,y}$$

Sendo:

ER_y = Redução de emissões no ano y (tCO_2/y);

$EG_{BL,y}$ = Quantidade de eletricidade fornecida ao sistema como resultado da implantação do projeto no ano y (MWh);

$EF_{CO2,grid,y}$ = Fator de emissão do sistema no ano y (tCO_2/MWh).

Como a Entidade Operacional Designada brasileira publica o fator de emissão para o SIN, os últimos valores publicados¹⁸ foram utilizados para estimar a redução de emissões do projeto PCH Maracanã, como demonstrado a seguir:

Fator de Emissão - Média Anual da Margem de Construção (tCO_2/MWh)	
2009	
0,0794	

Fator de Emissão – Média Mensal da Margem de Operação (tCO_2/MWh) – 2010											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0,2111	0,2798	0,2428	0,2379	0,3405	0,4809	0,4347	0,6848	0,7306	0,7320	0,7341	0,6348

*Média da margem de operação em 2010 = 0,4787

Como descrito na seção B.6.1, o cálculo do fator de emissão é como segue:

$$EF_{grid, OM,y} = 0,5 * 0,0794 + 0,5 * 0,4787$$

$$EF_{grid, OM,y} = 0,0397 + 0,2393$$

$$EF_{grid, OM,y} = 0,2790 \text{ tCO}_2/MWh$$

Espera-se que a PCH Maracanã gere aproximadamente 61.583 MWh/ano, conforme a tabela abaixo:

Capacidade Instalada (A)	10,5 MW
Horas no ano (B)	8.760 horas/ano
Fator de Capacidade (C) ¹⁹	0,669524
Geração Elétrica (A) * (B) * (C)	61.583 MWh/ano

Tabela 10 – Geração estimada de energia elétrica

¹⁸ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>

¹⁹ O fator de capacidade é calculado pela energia assegurada dividida pela capacidade instalada.



Portanto, a redução de emissões do projeto é:

$$ER_y = 61.583 * 0,2790$$

$$ER_y = 17.183 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

B.6.4 Síntese da estimativa *ex-ante* das reduções de emissões:

Ano	Estimativa de Emissões do Projeto tCO ₂ e	Estimativa de Emissões de Linha de Base tCO ₂ e	Estimativa de Fugas tCO ₂ e	Estimativa de Reduções de Emissão tCO ₂ e
Dez/2012	0	1.432	0	1.432
2013	0	17.183	0	17.183
2014	0	17.183	0	17.183
2015	0	17.183	0	17.183
2016	0	17.183	0	17.183
2017	0	17.183	0	17.183
2018	0	17.183	0	17.183
Jan/Nov 2019	0	15.751	0	15.751
Total (tCO₂e)	0	120.281	0	120.281



B.7 Aplicação de uma metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dado/parâmetro:	$EG_{BL,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de eletricidade líquida fornecida à rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y
Fonte do dado a ser usado:	Medidor de energia na saída da subestação
Valor do dado:	61.583
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Há dois medidores no ponto de saída da subestação do projeto: o principal e o de retaguarda. Ambos são do tipo bidirecional. Quando o medidor principal falhar e não operar normalmente, o medidor de retaguarda iniciará as medições de modo que a informação de geração não será perdida. A precisão dos medidores é Classe – 0,2%, de acordo com a Norma Brasileira Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica (estáticos) NBR 14.519. A calibração dos medidores será realizada a cada dois anos, de acordo com o regulamento do Operador Nacional do Sistema – ONS.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza da informação é Baixo. Esta informação será utilizada para calcular as reduções de emissão. A energia gerada será monitorada pela CEEE-GT e será checada de acordo com as planilhas disponíveis no site da CCEE (comparação entre os dados de operação e relatórios da CCEE, em especial o ME001).
Comentários:	-

Dado/parâmetro:	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade do dado:	tCO_2/MWh
Descrição:	Margem de operação do fator de emissão CO_2 do sistema elétrico do projeto no ano y
Fonte do dado a ser usado:	Cálculo de $EF_{grid,OM,y}$ é fornecido pelo MCT/ONS de acordo com a “Fermenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Valor do dado:	0,4787
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão da margem de operação é calculado pelo MCT com os dados da ONS. O item $Ef_{grid,OM,y}$ da formula será monitorado e calculado pelo MCT e ONS, com os dados enviados pelo SIN.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Estes dados serão aplicados no cálculo ex-post do fator de emissão. Os dados serão preenchidos anualmente (arquivo eletrônico). Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de crédito.
Comentários:	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .



Dado/parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem de construção do fator de emissão de CO ₂ do sistema elétrico do projeto no ano y
Fonte do dado a ser usado:	O cálculo do $EF_{grid,BM,y}$ será realizado pelo MCT/ONS.
Valor do dado:	0,0794
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão da margem construída será calculado pelo MCT, com dados do ONS. O $EF_{grid,BM,y}$ itens fórmula também serão monitorados e calculados pelo MCT e do ONS, com os dados de envio do SIN.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Estes dados serão aplicados em ex-post cálculo do fator de emissão. Os dados serão apresentados anualmente (arquivo eletrônico). Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de crédito.
Comentários:	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .

Dado/parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem combinada do fator de emissão CO ₂ do sistema elétrico do projeto no ano y
Fonte do dado a ser usado:	Dado para o cálculo de $EF_{grid,CM,y}$ providenciado pelo MCT/ONS.
Valor do dado:	0,2790
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão ex-post será calculado pelo MCT, com dados do ONS. O $EF_{grid,CM,y}$ itens da fórmula, $EF_{grid,BM,y}$ e $EF_{grid,OM,y}$ também serão monitorados e calculados pelo MCT e do ONS, com o envio de dados do sistema de rede. Este valor é atualizado anualmente de acordo com cálculos do MCT para o SIN
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Esta informação é de fonte oficial e publicamente disponível. Margem de erro para os dados é baixa.
Comentários:	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .

Dado/parâmetro:	A_{PJ}
Unidade do dado:	m ²
Descrição:	Área da superfície do reservatório no nível máximo
Fonte do dado a ser usado:	Maracanã Energética S.A.
Valor do dado:	50.000
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O valor a ser usado para calcular a densidade de potência do reservatório. Há impacto na aplicabilidade da metodologia e no cálculo das Reduções Certificadas de Emissões do projeto.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentários:	Este valor não será alterado.



Dado/parâmetro:	Cap _{PJ}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da planta hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado a ser usado:	Maracanã Energética S.A.
Valor do dado:	10.500.000
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Este valor será utilizado para calcular o fator de potencia do reservatório. Apresenta impacto na aplicabilidade da metodologia e no cálculo de RCEs pelo projeto.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentários:	Este valor não sofrerá alterações.

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

Os dados que devem ser monitorados durante a vida útil prevista no contrato da atividade de projeto é a quantidade de eletricidade gerada e fornecida à rede como resultado da implantação da atividade de projeto CDM (EG_{BL,y}), que o dono do projeto medirá continuamente, conforme os procedimentos estabelecidos pela metodologia de monitoramento aprovada "AMS-I.D Geração de energia renovável em plantas conectadas à rede" (versão 17) de redução de emissões de projetos de pequena escala.

Os procedimentos de monitoramento para a medição, controle e garantia de qualidade estão descritos a seguir. O fator de emissão da rede, que será aplicado *ex-post*, é publicado anualmente pela Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC), a AND brasileira.

Procedimentos de Monitoramento

As medições de energia gerada e entregue à rede serão realizadas por dois medidores trifásicos que enviarão informações à rede por uma porta de entrada (*gateway*). As medições da geração de energia serão feitas em dois pontos:

- No ponto de saída da casa de força (energia total produzida);
- No ponto de saída da subestação, ponto em que a energia é despachada para a rede nacional, integrada com o sistema de controle da subestação, este medidor irá transmitir suas medições para:
 - Operador Nacional do Sistema (ONS) – via VPN; e
 - CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que atua para o registro dos contratos e transações. A CCEE utiliza informação da geração de energia para elaborar as faturas de serviço de transmissão entre o gerador e o consumidor final, entre outros usos.

A figura abaixo mostra um diagrama unifilar simplificado indicando a localização dos instrumentos:

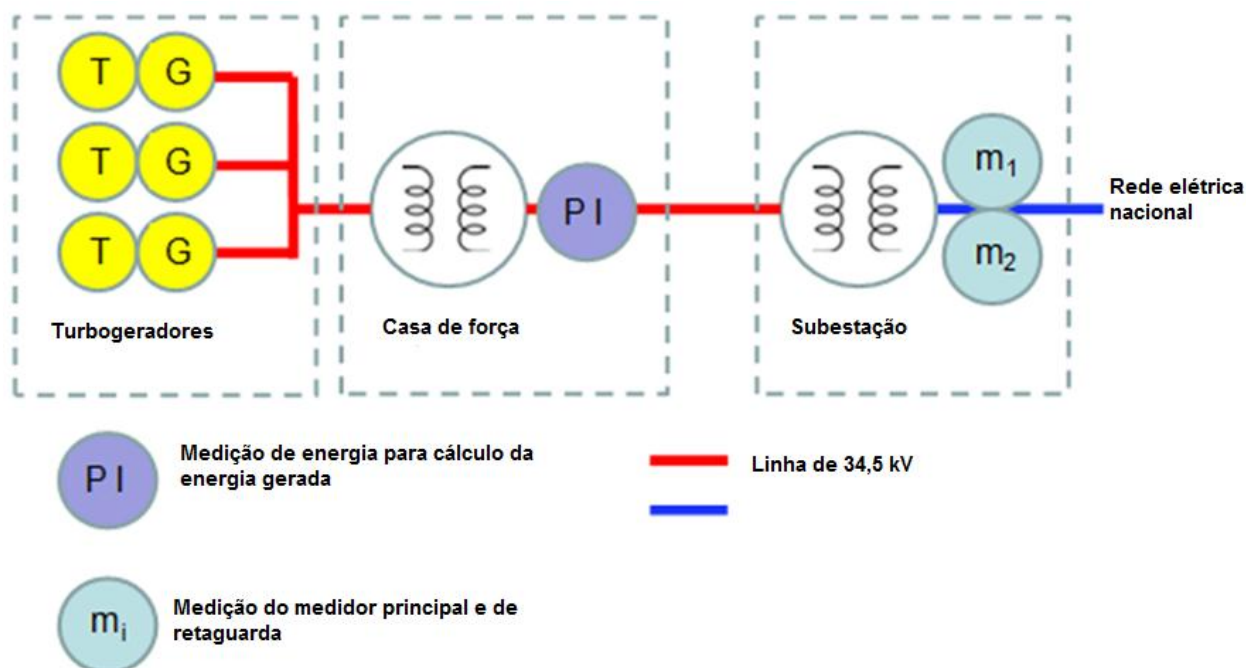


Figura 6 – Diagrama unifilar simplificado

Todos os procedimentos para a medição da eletricidade são definidos pelo ONS de acordo com o "Módulo 12" do documento Procedimentos de Rede, que prevê medições com fins de fatura com o objetivo de estabelecer as responsabilidades, a sistemática e os prazos para o desenvolvimento de projetos no âmbito do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), para a manutenção e inspeção do sistema e para leituras padrão do medidor e certificação do SMF.

Estrutura de Gerenciamento e Organizacional

A Maracanã Energética irá proceder com todas as medidas necessárias para a medição da energia e seu monitoramento. Ademais, a partir de informações adquiridas da ANEEL e do ONS, será possível monitorar a geração de energia da PCH Maracanã e o mix de geração elétrica da rede.

Controle e Garantia da Qualidade

Calibração

A calibração dos medidores será realizada de acordo com o Sub-Módulo 12.5 "Certificação de padrões de trabalho" do ONS, que atribui responsabilidades relativas à certificação de padrões e estabelece as atividades necessárias à orientação dos agentes responsáveis pela manutenção do Sistema de Medição para Faturamento - SMF no que concerne à garantia da rastreabilidade e à calibração dos seus padrões de trabalho em referência aos padrões do INMETRO ou dos laboratórios da Rede Brasileira de Calibração - RBC.

Quando dúvidas forem detectadas em qualquer um dos medidores, uma ordem é emitida para sua calibração, teste e reparação.



Manutenção e procedimentos de treinamento

A Maracanã Energética é responsável pela manutenção dos equipamentos de monitoramento para lidar com possíveis ajustes e incertezas referentes às suas informações.

A Maracanã Energética é responsável pelo gerenciamento do projeto, bem como pela organização e treinamento adequado de equipe para técnicas de monitoramento, medição e reportagem.

Arquivo de informações

Todas as informações de medição de energia são armazenadas de acordo com o Sub-Módulo 12.4 “Coleta de dados de medição para faturamento” do ONS, o qual estabelece as responsabilidades e as atividades relativas à coleta direta e/ou passiva de dados de energia elétrica e de qualidade da energia elétrica (QEE) dos medidores dos SMF. A coleta direta dos dados do SMF é realizada por meio do acesso direto do Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE aos medidores.

O SCDE é responsável pela coleta diária e tratamento dos dados de medição, sendo a aquisição destes dados realizada de forma automática, diretamente ao medidor. Este sistema possibilita a realização de inspeções lógicas com acesso direto aos medidores proporcionando maior confiabilidade e acuracidade dos dados obtidos.

A frequência de armazenamento e submissão das informações referentes à PCH Maracanã será anual.

De acordo com um procedimento interno da PCH Maracanã, todas as informações coletadas como parte do plano de monitoramento serão armazenadas eletronicamente e serão mantidas por um período de dois anos após a última emissão de créditos. Os procedimentos de coleta e armazenamento dos dados estão descritos no documento “*Procedimento para Controle e Armazenamento de Documentos Relacionados à Movimentação dos Créditos de Carbono da PCH Maracanã*”.

B.8 Data de término da aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(is):

Data em que a versão inicial da seção de linha de base e da metodologia de monitoramento foi finalizada: 08/05/2012.

Nome da pessoa / entidade responsável pela linha de base –

Empresa: Carbon do Brasil Consultoria Empresarial Ltda.
Rua: Bela Cintra 746, cj 102
Cidade: São Paulo
CEP: 01415-000
País: Brasil
Pessoa de contato: Sergio Augusto Weigert Ennes
Título: Diretor de projetos
Telefone: +55 (11) 3853-0953
Fax: +55 (11) 3853-0953
E-mail: sergio.ennes@luminaenergia.com.br



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 do projeto:

05/12/2011, data em que o Consórcio Construtor foi assinado.

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

30a-0m.

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

01/12/2012 (ou data de registro no MDL, o que ocorrer mais tarde)

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:

7a-0m.

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não aplicável.

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável.



SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Se solicitado pela Parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto:

Em relação às licenças regulatórias, a atividade de projeto recebeu as seguintes resoluções autorizativas emitidas pela ANEEL:

- Despacho nº 1.994, emitido em 23/05/2008: Aprova o projeto básico da PCH Maracanã;
- Resolução Autorizativa nº 2.144, emitida em 27/10/2009: Autoriza a Maracanã Energética S.A. a operar como um produtor independente de energia e lhe concede o direito de operar a PCH Maracanã.

A resolução CONAMA nº 001 de 23/01/1986 estabelece que as hidroelétricas com mais de 10 MW precisam de um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e os respectivos Relatórios de Impacto Ambiental (RIMA).

A legislação nacional requer a emissão das seguintes licenças ambientais:

- Licença Prévia – emitida durante a fase preliminar do planejamento do projeto, atesta viabilidade ambiental e contendo requerimentos básicos a serão apresentados durante a construção e operação.
- Licença de Instalação;
- Licença de Operação – emitida antes do fechamento da barragem.

A atividade de projeto já recebeu as seguintes licenças ambientais:

- Licença Prévia nº 299.826, emitida em 10/12/2010 pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente – SEMA;
- Licença de Instalação nº 58.793, emitida em 10/12/2010 pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente – SEMA.



D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que embasam a documentação de uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

Os impactos ambientais ocasionados pelas atividades do projeto são consideradas como insignificantes. Pequenas centrais hidrelétricas a fio d'água apresentam como principal característica a construção de reservatórios reduzidos, como é o caso da PCH Maracanã.

A PCH Maracanã obedece a todos os requerimentos ambientais necessários à sua implantação, como pode ser demonstrado pelo fato de o projeto ter obtido sua licença de instalação, e também obedece às normas da ANEEL. Mesmo assim, os participantes do projeto, quando desenvolvendo o Projeto Básico da PCH Maracanã, identificaram os principais impactos negativos que podem ocorrer como resultado de sua implantação. Estes impactos estão descritos em detalhe do Projeto Básico e estão listados a seguir:

Desenvolvimento ou aceleração de focos de erosão e assoreamento;

- Alteração na qualidade da água;
- Alteração do nível de lençol freático;
- Instabilidade de encostas e de taludes;
- Mudanças no regime fluvial;
- Suspensão da vegetação nativa;
- Redução da biodiversidade das espécies vegetais e animais;
- Proliferação de macrófitas no Reservatório;
- Alteração da ictiofauna a montante da barragem;
- Alteração no fluxo migratório da população;
- Melhoria dos acessos ao local do empreendimento;
- Expansão da oferta de energia;
- Alteração no mercado de bens e serviços e na renda regional;
- Geração de empregos;
- Alterações na oferta e demanda por serviços educacionais e de saúde;
- Introdução de endemias.

Desenvolvimento ou Aceleração de Focos de Erosão e Assoreamento

Esse impacto se dará na fase de construção das obras, decorrentes dos serviços de terraplanagem e das escavações para abertura de estradas, implantação do canteiro de obras, alojamento e das estruturas da usina (Vertedouro, Barragem, Tomada d'Água, Canal de Adução, Casa de Força, etc.), em áreas com suscetibilidade à erosão, bem como da exploração dos materiais de construção necessários ao empreendimento.

Neste caso, trata-se de um impacto negativo, local e de duração temporária, que não provocará alterações significativas, que possam comprometer de forma marcante a obra e o meio ambiente, desde que sejam adotadas medidas preventivas e/ou corretivas para conter tais impactos, tais como:

- Revestimento vegetal dos taludes, imediatamente após a conclusão dos cortes e aterros, preferencialmente com a utilização de gramíneas e leguminosas;
- Execução de um eficiente sistema de drenagem de águas pluviais nas estradas de acesso e caminhos de serviços, além da execução de drenagem provisória, com implantação de calhas,



calhas de crista, canaletas e saídas laterais, minimizando as erosões superficiais dos taludes, áreas terraplanadas e encostas e revegetação das áreas do entorno do Reservatório.

Alteração na Qualidade da Água

A questão da qualidade da água em Reservatório para geração de energia hidrelétrica é de suma importância no contexto dos estudos ambientais, por se tratar da matéria prima para o empreendimento. As interferências sobre a qualidade da água têm início já na etapa de implantação com a movimentação de terra, com aumento dos sólidos em suspensão. Entretanto, o ponto crítico com relação à qualidade da água é o enchimento do Reservatório, onde ocorrem várias transformações hídricas. Quando não ocorre desmatamento da área do Reservatório, a decomposição da matéria orgânica gera queda do teor do oxigênio dissolvido, aumento na concentração de nutrientes, da acidez, turbidez, gerando problemas a jusante, com o comprometimento da qualidade da água.

Como medidas preventivas recomendadas destacam-se:

- Execução do desmatamento da área do Reservatório, estimada em 107 ha;
- Implantar o programa de monitoramento limnológico e da qualidade da água.

Alteração do Lençol Freático

A criação ou formação de lagos artificiais em região arenosa induz a modificações nos regimes hidrológicos superficiais e subterrâneos na área do entorno do Reservatório, exercendo uma influência nos aquíferos, tendo como consequência imediata a elevação do nível do lençol freático. Tais fenômenos podem provocar várias modificações físicas, tais como: surgimento de olhos d'água, fontes, áreas alagadas, aumento da umidade relativa dos solos pela diminuição da zona não saturada, além de processos erosivos.

Para minimizar os impactos serão identificadas as áreas mais susceptíveis a alterações, considerando as características geológicas, hidrológicas, geomorfológicas, pedológicas e geotécnicas da área do entorno do Reservatório, e implantados medidores de nível d'água (piezômetros) nos locais selecionados a fim de monitorar possíveis variações do lençol freático.

Instabilidade de Encostas e Taludes

A importância da análise e controle de escorregamentos está diretamente relacionada à demanda socioeconômica oriunda de acidentes e problemas diversos relacionados a instabilização de encostas e taludes escavados.

Em regiões tropicais pode-se afirmar que os escorregamentos constituem num dos processos mais importantes associados à dinâmica superficial, resultante das características geológicas, geomorfológicas e climáticas atuantes.

Desta forma a investigação geológica-geotécnica é um requisito essencial e indispensável para identificação dos agentes, causas e condicionantes do terreno que atuam no processo de instabilização, existente ou potencial, através de dados de superfície e subsuperfície.

A área da PCH Maracanã é constituída por arenitos da Formação Salto das Nuvens, que tem como característica principal serem friáveis e de pouca coesão, além da ocorrência de encostas com espessa camada de cobertura contendo depósito de tálus na base da encosta. Essas situações são susceptíveis ao desenvolvimento de instabilidade com escorregamentos de blocos da encosta, principalmente na região do Conduto Forçado, Casa de Força e Canal de Adução.



As medidas propostas para conter preventivamente esses fenômenos são:

- Identificação, através de mapeamento geológico-geotécnico, das áreas susceptíveis a ocorrência de escorregamentos, definindo os horizontes de alteração do maciço terroso (horizontes pedológicos) e rochoso (litologias e estruturas geológicas, correlacionando com os parâmetros geomecânicos obtidos em sondagens, poços e trincheiras);
- Identificação de locais de surgências d'água ao longo da encosta, além de feições de movimentação (trincas, abatimentos, embarrigamentos, ou qualquer outro tipo de escorregamentos);
- Propor medidas de controle preventivas e/ou corretivas desses processos.

Supressão da Vegetação Nativa

Esse é um impacto resultante do desmatamento de parte da vegetação ciliar da área de preservação permanente ao longo do Córrego Maracanã e de vegetação nativa referente à área do Reservatório e canteiro de obras, levando à interrupção de corredores de fauna e reduzindo a produção de alimentos para os animais. As áreas atingidas por esse impacto estão recobertas por formações vegetais diferenciadas, tanto em relação à estrutura como à fisionomias, envolvendo ambientes de Floresta Aluvial e Savana Arborizada (Cerrado), com predominância dos Cerrados.

Uma das formas de minimizar tal impacto será a implantação de um sistema de revegetação utilizando-se espécies nativas das formações que originalmente ocupavam esses espaços, em toda extensão da borda do Reservatório, em faixa de 100 metros de largura. Outras medidas recomendadas são:

- realização de resgate e salvamento da fauna silvestre na fase do desmatamento;
- execução de desmate racional visando a utilização de indivíduos na construção civil, lenha ou outras atividades nas propriedades rurais do entorno do empreendimento.

Redução da Biodiversidade

Esse impacto é provocado pela retirada da vegetação, aumento de movimentação na área, ruídos, resultando na diminuição dos índices de diversidade florística e faunísticas, e na alteração na composição das comunidades, atingindo diretamente as populações locais, podendo levar a extinção algumas espécies. Somam-se a estes eventos o aumento da mortalidade como resultado do incremento da caça na região, potencialmente relacionada com a chegada das frentes de trabalho e com o enchimento do Reservatório.

As medidas mitigadoras propostas são:

- resgate de indivíduos antes do enchimento do Reservatório;
- realização de desmatamento fora do período reprodutivo, visando amenizar a perda de ninhos ativos;
- Implantação de programa de educação ambiental entre trabalhadores da obra, população do entorno, com objetivo de reduzir a caça predatória.



Proliferação de Macrófitas no Reservatório

Esse é um impacto que poderá ocorrer com a formação do Reservatório, uma vez que se cria condição favorável, pela redução na hidrodinâmica do sistema e liberação de nutrientes pelos processos de degradação da matéria orgânica alagada, para a proliferação de macrófitas. Esse evento, se por um lado resulta em aumento na oferta de nichos espaciais e áreas de desova para algumas espécies, altera significativamente o metabolismo do ecossistema aquático no Reservatório e resulta ainda na formação de ambientes propícios para o desenvolvimento de taxa que atuam como vetores de doenças.

As medidas mitigadoras recomendadas são:

- monitoramento da evolução das macrófitas;
- remoção mecânica de bancos de macrófitas nos locais críticos do Reservatório.

Alteração da Ictiofauna a Montante da Barragem

Com o enchimento do Reservatório será formado um ambiente com características completamente diferentes do original, hoje existente, com águas cristalinas e formação de corredeiras e cachoeira.

Essa alteração na paisagem fluvial se refletirá, na área de influência, sobre a composição qualitativa das ictiocenoses, bem como de outros grupos aquáticos.

No Reservatório poderá ocorrer um empobrecimento ictiofaunístico em termos de diversidade. Por outro lado, poderá ocorrer um aumento significativo de biomassa com o desenvolvimento de populações de espécies mais aclimatáveis às novas condições ambientais estabelecidas no local, com aumento de espécies como o tucunaré (*Cichla* sp) e piranhas (*Serrasalmus* sp).

No que se refere à qualidade do pescado, os baixos níveis de metais presentes na área tornam pouco provável que haja contaminação das espécies. Ainda assim, é recomendada a adoção de ações de acompanhamento.

As medidas mitigadoras propostas são: monitoramento da ictiofauna e da qualidade dos peixes.



SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

E.1. Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados:

De acordo com as Resoluções nº 1 de 01/09/2003 e nº 7 de 07/03/2008, da Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC), a AND brasileira, quaisquer projetos de MDL devem enviar cartas descrevendo suas atividades e solicitando comentários às partes interessadas locais. Cartas-convite foram enviadas em 20/01/2011 para os agentes listados abaixo (cópias das cartas e de seus respectivos avisos de recebimento serão disponibilizadas quando solicitados). Os avisos de recebimento das cartas enviadas foram recebidos entre os dias 26 e 27/01/2011.

- Ministério Público Federal;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS;
- Ministério Público Estadual do Mato Grosso;
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Mato Grosso;
- Prefeitura Municipal de Nova Marilândia – MT;
- Câmara dos Vereadores de Nova Marilândia – MT;
- Secretaria de Meio Ambiente de Nova Marilândia - MT;
- Associação dos Avicultores de Nova Marilândia.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido.

E.3. Relato de como os comentários recebidos foram devidamente considerados:

Nenhum comentário foi recebido.



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Maracanã Energética S.A.
Rua/Caixa Postal:	Estrada Francisco Paes de Barros, s/n
Edifício:	-
Cidade:	Cuiabá
Estado/Região:	Mato Grosso
CEP:	78040-570
País:	Brasil
Telefone:	-
FAX:	+55 65 2123.4400
E-mail:	-
URL:	pedro@maracanaenergetica.com.br
Representado por:	-
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Siviero
Nome:	Pedro
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	-
Tel. direto:	+55 65 2123.4400
E-mail pessoal:	-

Organização:	Carbon do Brasil Consultoria Empresarial Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Bela Cintra 746, Conjunto 102
Edifício:	-
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01415-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 3259. 4033
FAX:	+55 11 3259.4033
11	sergio.ennes@luminaenergia.com.br
URL:	-
Representado por:	-
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Ennes
Nome:	Sergio
Departamento:	-
Celular:	+55 11 8384.0022
FAX direto:	-
Tel. direto:	+55 11 3259.4033



E-mail pessoal:

sergio.ennes@luminaenergia.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamentos públicos para esse projeto.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Em Julho 2005, um grupo de trabalho composto pelo Ministério de Minas e Energia – MME e o Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, com a participação do Operador do Sistema Elétrico (ONS), foi criado para disponibilizar para os proponentes de projetos MDL as informações necessárias para atividades de projetos ligados a rede. De acordo com a versão 2 da metodologia ACM0002, qual era a versão mais recente na época, a análise dos dados de despacho foi indicado como o método mais adequado para calcular os fatores de emissão, mas exigiu informações diárias detalhadas sobre o despacho de energia de cada subsistema.

O MME, MCT e NOS trabalharam juntos para ajustar a metodologia para as circunstâncias particulares do sistema elétrico Brasileiro. Para assegurar a transparência do processo, os detalhes do critério adotado na aplicação da metodologia no Brasil são amplamente disseminados na página virtual do MCT (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/50862.html>). Além disso, duas reuniões foram feitas com especialistas e partes interessadas em projetos em desenvolvimento, um no Rio de Janeiro, em 20 de Março 2007, antes da divulgação dos resultados, e outra em Brasília, em 16 de Agosto 2007, para discutir do critério utilizado. A questão mais importante para proponentes do projeto não foi a metodologia mas a definição do numero de subsistemas no SIN.

O grupo de trabalho, após discutir problemas relevantes, proposto pela adoção de quatro subsistemas, seguindo a subdivisão adotada pelo ONS no despacho pelo SIN, que é Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Fatores de emissão de CO₂ têm sido calculados sistematicamente pelo ONS desde Janeiro de 2006 e publicado na página virtual do MCT. Concomitantemente o Comitê Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC, uma divisão do MCT) submeteu ao Conselho Executivo do MDL uma descrição de como a metodologia ACM0002 foi aplicada no Brasil.

A estrutura de quatro subsistemas então adotada diferiu da estrutura adotada pela grande maioria dos projetos já submetidos ao CIMGC, quais consideraram apenas dois subsistemas (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste).

Para ampliar o debate, o CIMGC fez uma Consulta Pública de 7 de dezembro 2007 a 31 de janeiro 2008, exigindo comentários no critério adotado para a aplicação da metodologia ACM0002 no Brasil. Como resultado, 21 submissões foram recebidas de varias instituições envolvidas na questão. As contribuições criticaram principalmente a estrutura de quatro subestações (qual foi questionada por todas as submissões). A adoção de quatro subsistemas foi apoiada por apenas uma submissão; os outros preferiram a adoção de dois subsistemas ou apenas um sistema. Outras questões adereçadas eram de viabilizar projetos de energia renovável em regiões diferentes, ajustando a metodologia ACM0002 ao SIN, e possíveis definições retratando restrições de transmissão no MDL, além de outros.

Em 25 de Fevereiro 2008, uma reunião do grupo de trabalho foi feita para considerar as submissões. Como criticas focaram na estrutura de subsistemas, o grupo analisou as alternativas sugeridas, quais podem ser agrupadas em:

- 1) Quatro Subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul.
- 2) Dois Subsistemas: Norte/Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste.



3) Um único sistema.

Deve se notar que durante o período de Consulta Pública, o Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo aprovou em Bonn, Alemanha, uma nova versão (número 7) da metodologia ACM0002, qual indica a ferramenta metodológica específica para calcular o fator de emissão de sistemas elétricos. A respeito do número de subsistemas de uma rede elétrica, essa ferramenta apresentou dois critérios que poderiam ser utilizados para identificar restrições de transmissão entre dois subsistemas. Tal critério, que são reproduzidas abaixo, não são mandatárias nem suplementares, mas apenas critérios possíveis para identificar restrições significantes de transmissão, como sugerido na ferramenta metodológica:

- a) Em caso de sistemas elétricos com mercados locais para eletricidade, quando há diferenças no preço da eletricidade (sem custos de transmissão e distribuição) de mais que 5% entre os sistemas durante 60% ou mais das horas do ano.
- b) Quando a linha de transmissão é operada a 90% ou mais de sua capacidade nominal durante 90% ou mais das horas no ano.

O grupo de trabalho utilizou a alternativa (1) – configuração dos quatro subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul) – para verificar a possibilidade de utilizar a alternativa (2), por meios de análises de possíveis restrições de transmissão entre Norte e Nordeste, por um lado, e entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste, no outro, de acordo com os critérios propostos (a) e (b). Simulações foram feitas pelo ONS e avaliados por outros membros do grupo de trabalho. As descobertas nesse estágio foram que não há restrições de transmissão entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste, e nem entre o Norte e Nordeste.

Depois, uma análise foi feita para verificar se houveram restrições de transmissão entre os dois subsistemas (Norte/Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste). A respeito ao critério (a), opções mais o menos conservativas foram analisadas para os cálculos, como, a inclusão ou não do subsistema Sul nos cálculos de diferenças de percentual de preço. Por meio de uma análise de sensibilidade, foi considerado que de acordo com critérios que refletem mais aproximado a operação atual do SIN, as percentagens de tempo durante quais os preços se diferiram em mais de 5 % seriam de 60%, qual é dentro o limite sugerido na ferramenta de cálculo, assim indicando que não há restrições significantes de transmissão. Em relação ao critério (b) (saturação da linha), o grupo não comparou o fluxo entre os subsistemas com a capacidade nominal de transmissão entre os subsistemas porque é um procedimento complexo, qual depende nas configurações do sistema interligado observado durante a operação e a direção dos fluxos entre regiões. Essa análise simplificada foi considerada conservadora, como pode incluir restrições além da capacidade nominal como mencionado na ferramenta do Conselho Executivo. As simulações indicaram que apenas 70% das horas do ano houve transmissão a 90% ou mais da capacidade nominal. Também indicaram que não houve restrições de transmissão. Portanto, uma análise detalhada do fluxo entre os sistemas ao longo do tempo não foi necessário.

O grupo de trabalho se reuniu dia 28 de Abril de 2008, no MME, e analisou os resultados das simulações feitas.

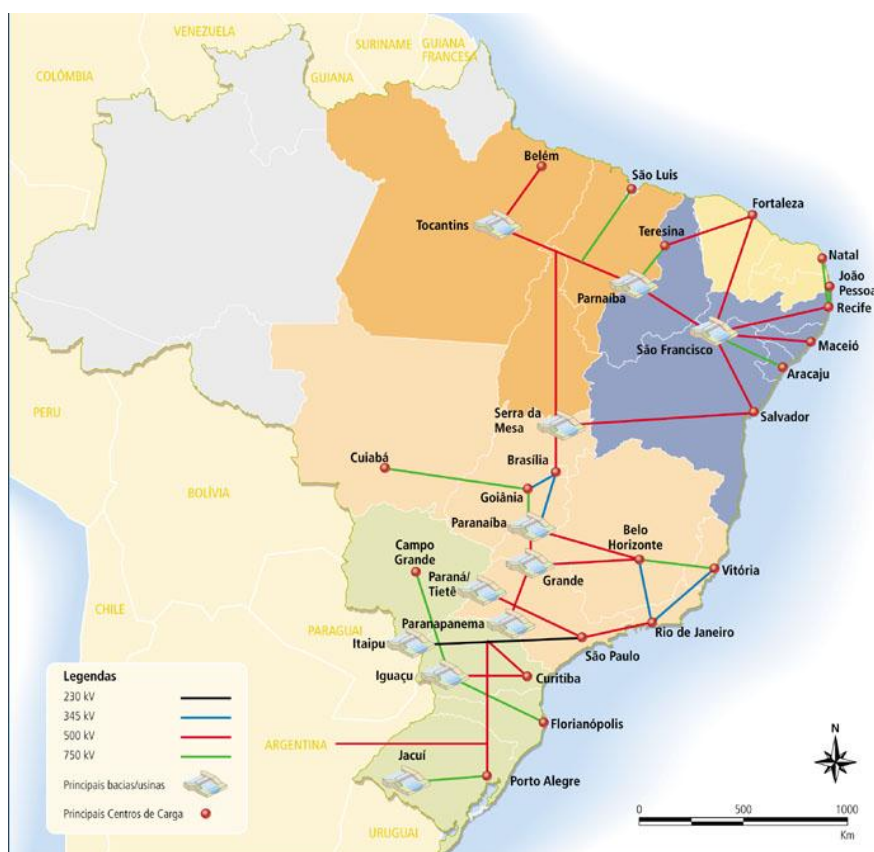
Os membros do grupo concordaram por consenso que as restrições de transmissão atuais entre os subsistemas do SIN não são significantes bastante para reduzir o benefício global do projeto, de acordo com a região onde estão implantadas, sendo assim aconselhado a adotar a configuração de um **único sistema elétrico no Brasil**.

Essa decisão não deve afetar de qualquer maneira a configuração atual utilizada pelo ONS no planejamento operacional, assim como contabilidade e definição de preço de energia como realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, qual adota a subdivisão do SIN em quatro subsistemas. Também destacou que a base técnica fornecida pelas simulações permite abordagens diferentes a serem feitas em cada caso.

Por último, o grupo apontou que o processo evolutivo do SIN deve somente confirmar a decisão de adotar um sistema único para calcular o fator de emissão de CO₂, como a expansão do suporte de transmissão de eletricidade entre os subsistemas irá promover reduções graduais nas restrições de transmissão e irá permitir a implantação de um projeto e um determinado subsistema para produzir benefícios nos outros subsistemas do SIN.

O CIMGC, em sua 43ª reunião em 29 de Abril de 2008, após considerar as descobertas do grupo de trabalho, decidiu adotar um **SISTEMA ÚNICO** como padrão para projetos MDL utilizando a ferramenta para calcular fatores de emissão para estimar suas reduções de gases de efeito estufa.

Abaixo é mostrado o mapa do Sistema Interligado Nacional:





Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE O MONITORAMENTO

O plano de monitoramento será executado baseado nos procedimentos simplificados de linha de base e monitoramento estabelecido na AMS-I.D, “Geração de eletricidade renovável ligada a rede” – Versão 17.

A Maracanã Energética irá proceder com os procedimentos estabelecidos e irá colocar num relatório dados relacionados à eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

Todos os procedimentos que serão utilizados no monitoramento estão descritos no item B.7.



Anexo 5

LINHA DO TEMPO DA ATIVIDADE DE PROJETO PCH MARACANÃ

Documento	Data (dd/mm/aaaa)	Evento	Comentários
Portaria #145	05/11/2007	Portaria #145 emitida pela Secretaria Estadual de Meio Ambiente do Mato Grosso.	Prevê os fluxos naturais reservados no córrego Maracanã previstos nas coordenadas da barragem e da casa de força -57,6191 e -57,6155 e latitude -14,3388 e -14,3538, respectivamente.
Licença de Instalação #0095/08	19/02/2008	Licença de Instalação #0095 emitida pela Secretaria Estadual de Meio Ambiente do Mato Grosso.	Válida até 18/02/2010.
Despacho #1,994	23/05/2008	Despacho #1,994 emitido pela ANEEL.	Aprova o Projeto Básico.
Resolução Autorizativa#2,144	27/10/2009	Resolução Autorizativa #2,144 emitida pela ANEEL.	Autoriza a Maracanã Energética S.A. a se estabelecer como um produtor independente de energia para exploração da PCH Maracanã.
Pedido de Renovação da Licença de Instalação #0095/08	10/12/2009	Pedido de renovação da Licença de Instalação #0095 feito pela Maracanã Energética no Diário Oficial do Estado do Mato Grosso.	Licença de Instalação #58793 emitida pela Secretaria Estadual de Meio Ambiente do Mato Grosso, válida até 09/12/2013.
Extensão da implantação	29/03/2010	Extensão da Resolução Autorizativa #2.144 da ANEEL solicitada pela Maracanã Energética S.A.	-
Estudo de Viabilidade Otimizado	29/03/2010	Otimização do estudo de viabilidade solicitado pela Maracanã Energética S.A.	-
Carta de Consideração Prévia do MDL	12/07/2010	Data em que o Conselho Executivo do MDL recebeu a carta do projeto.	-



Licença de Instalação 10/12/2010
#58793/10

Licença de Instalação Válida até 09/12/2013.
#58793 emitida pela
Secretaria Estadual de
Meio Ambiente do
Mato Grosso.

- - - - -