



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP)
Versão 03 – em vigor desde: 28 de julho de 2006**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- 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 dos Atores

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações sobre a linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento
- Anexo 5: Bibliografia

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto****A.1 Título da atividade do projeto:**

Título: Centrais Hidrelétricas do Rio Piabanha
Número da Versão do documento: 03
Data: 21/02/2008

Histórico de revisões

Versão 01: documento inicial submetido a validação em 1º de outubro de 2007

Versão 02: documento revisado submetido a validação em 15 de fevereiro de 2008

Versão 03: documento revisado submetido a validação em 21 de fevereiro de 2008

A.2. Descrição da atividade do projeto:

A atividade de projeto proposta compreende três centrais hidrelétricas a fio-de-água, com capacidades de 15,8 MW (PCH¹ Posse), 18,6 MW (PCH Monte Alegre) e 17,2 MW (PCH São Sebastião), num total de 51,6 MW² de capacidade instalada, no rio Piabanha, situado no estado do Rio de Janeiro, Brasil. O rio Piabanha é afluente do rio Paraíba do Sul, principal curso d'água da região Sudeste, cortando quatro estados: São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo. Segundo a legislação brasileira³, todas as usinas hidrelétricas de 1 a 30 MW de capacidade instalada e com reservatório inferior a 3 km² são consideradas pequenas centrais hidrelétricas. As usinas são consideradas a fio-de-água, por não exigirem o acúmulo de água para sua operação. O reservatório é usado somente para garantir a vazão adequada de água no ponto de entrada. Deste modo, os sistemas hidrelétricos utilizam água numa razão inferior à que desce o rio.

O principal objetivo da atividade do projeto é a geração de eletricidade utilizando o potencial hídrico disponível no rio Piabanha, a qual será fornecida para a rede elétrica interligada Sul/Sudeste/Centro-Oeste, para auxiliar no atendimento da demanda, principalmente a nível regional, através da geração de energia sustentável.

Os detalhes para cada um dos projetos estão descritos abaixo.

¹ PCH (Pequena Central Hidrelétrica).

² 51,6 MW de capacidade instalada licenciados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), segundo as Resoluções 748/2002, 709/2003, e 716/2003. A descrição técnica para as PCHs se baseia no plano de engenharia básico desenvolvido para cada usina.

³ Artigo 26, Lei 9.427 de 26/12/1996, modificada pelo artigo 4º, Lei 9648 de 27/05/1998; e artigos 2 e 3 da Resolução nº 394 da ANEEL, de 04/12/1998.

PCH Posse (15,8 MW)

Esta planta será construída no rio Piabanha, no município de Petrópolis, estado do Rio de Janeiro, na localização 43°06'39,6"O e 22°17'17,2"S, 5 km a montante do Distrito de Posse e 33,5 km a montante do rio Paraíba do Sul.

O lago do reservatório ocupará uma área de 0,032 Km² (densidade energética de 494 W/m²). Esta planta operará com a superfície do lago em um nível operacional normal máximo de 613 metros acima do nível do mar.

As turbinas serão instaladas em uma casa de máquinas a 3.300 metros a jusante da barragem. A água será conduzida através de um túnel de aproximadamente 11 m². Esta planta receberá 2 (duas) turbinas Francis acopladas a geradores de 8,8 MVA (8 MW) cada um. A eletricidade gerada será entregue à rede elétrica nacional através de uma linha de transmissão de 6,9 kV, na Subestação Piabanha, a 5 km da casa de máquinas. Espera-se o início das operações entre outubro e novembro de 2009.

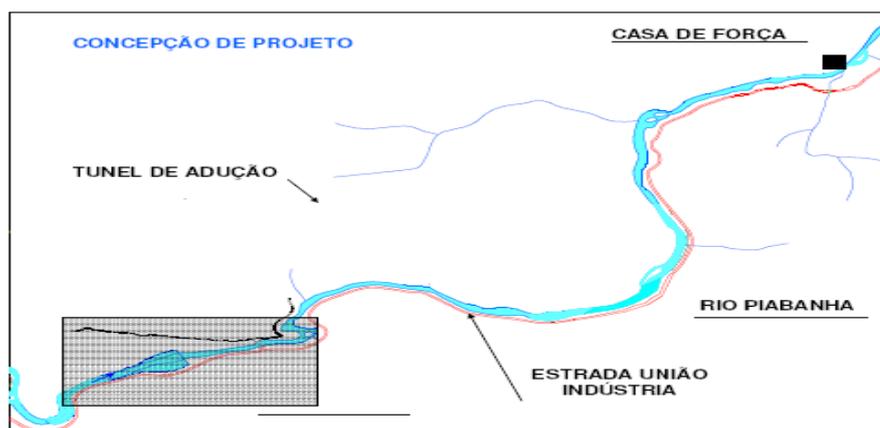


Fig. 3. Concepção do Projeto da PCH Posse.

PCH Monte Alegre (18,6 MW)

Esta central será construída no rio Piabanha, no município de Areal, estado do Rio de Janeiro, na localização 43°07'2,2"O; 22°13'33,9"S. O local está a 2 km a jusante do município de Areal e a 20,9 km a montante do rio Paraíba do Sul.

O lago do reservatório ocupará uma área de 0,046 km² (densidade energética: 404 w/m²). Esta planta operará com a superfície do lago em um nível operacional normal máximo de 426 metros acima do nível do mar.

As turbinas serão instaladas em uma casa de máquinas 1.900 metros a jusante da barragem. A água será conduzida através de um túnel de aproximadamente 28 m². Esta planta receberá 2 (duas) turbinas Francis posicionadas em um eixo horizontal, e acopladas a geradores de 9,8 MVA (9,5 MW) cada um. A eletricidade gerada será entregue à rede elétrica nacional através de uma linha de transmissão de 6,9 kV,

na Subestação Morro Grande, a 8 km de distância da casa de máquinas. Espera-se o início das operações em dezembro de 2009.

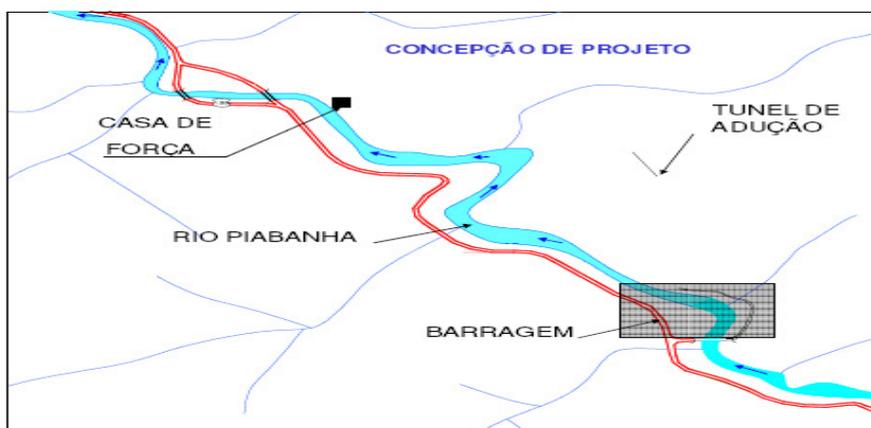


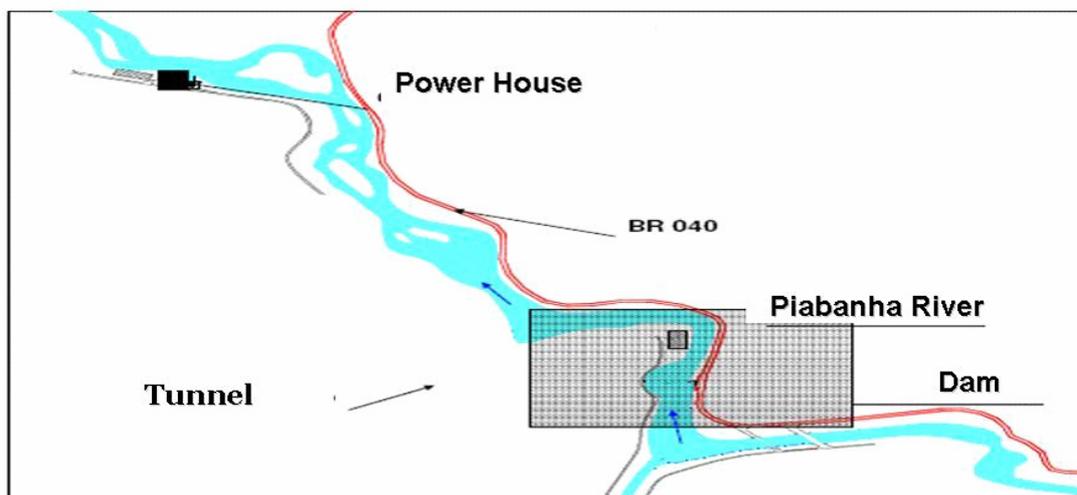
Fig. 2. Concepção do Projeto da PCH Monte Alegre.

PCH São Sebastião (17,2 MW)

Esta central será construída no rio Piabanha, em um local situado na confluência de três municípios: Paraíba do Sul, Três Rios e Areal. A localização está definida pelas coordenadas 43°09'35,3"O; 22°11'50,8"S, a 13,2 km a montante do rio Paraíba do Sul.

O lago do reservatório ocupará uma área de 0,049 km² (densidade energética: 351 w/m²), com um volume total de 0,0902 milhões de m³. Esta planta operará com a superfície do lago em um nível operacional normal máximo de 307 metros acima do nível do mar.

As turbinas serão instaladas em uma casa de máquinas 2.200 metros a jusante da barragem. A água será conduzida através de um túnel com aproximadamente 30 m². Esta planta receberá 2 (duas) turbinas Francis acopladas a geradores de 8,58 MVA (8,94 MW) cada um. A eletricidade gerada será entregue à rede elétrica nacional através de uma linha de transmissão de 6,9 kV, na Subestação Morro Grande, a 8 km de distância da casa de máquinas. Espera-se o início das operações entre outubro e novembro de 2009.





As três usinas hidrelétricas a fio-de-água contribuem com o desenvolvimento sustentável ao promover o suprimento de energia renovável para atender às demandas atuais e futuras de energia. Outros benefícios sócio-econômicos esperados do projeto incluem a geração de empregos a nível local, desenvolvimento da infra-estrutura urbana e rural, criação de áreas de conservação locais e de programas de restauração, e a promoção do uso recreacional do lago do reservatório (ver Seção D.1 para maiores detalhes). O projeto reduzirá as emissões de gases de efeito estufa ao aumentar a participação da energia renovável no sistema elétrico Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Estima-se que o projeto obtenha uma média de reduções de emissões em torno de 71.006 toneladas de CO₂e por ano através da substituição da eletricidade derivada de fontes intensivas em carbono.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*). ((host) indica uma Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (*)(se houver)	Por gentileza, indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante no projeto (Sim/Não)
Brasil (host)	AES Rio PCH Ltda. (privada)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar público o MDL-DCP no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter providenciado sua aprovação. No momento de solicitação do registro, exige-se a aprovação da(s) Parte(s).

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:**A.4.1. Local da atividade do projeto:**

A atividade do projeto estará localizada nos municípios de Petrópolis, Areal, Paraíba do Sul e Três Rios, no estado do Rio de Janeiro, região Sudeste do Brasil.

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.:

Região Sudeste do Brasil, Estado do Rio de Janeiro.

A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade etc:

Municípios de Petrópolis, Areal, Paraíba do Sul e Três Rios.

A.4.1.4. Detalhe da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade de projeto (máximo de uma página):

A atividade do projeto proposto compreende três centrais hidrelétricas no rio Piabanha, cujo curso d'água segue direção leste no estado do Rio de Janeiro, sendo afluente do rio Paraíba do Sul. As localizações das centrais hidrelétricas⁴ são:

43°06'39,6"O; 22°17'17,2"S – PCH Posse

43°07'2,2"O; 22°13'33,9"S – PCH Monte Alegre

43°09'35,3"O; 22°11'50,8"S – PCH São Sebastião

As localizações estão representadas na figura abaixo:

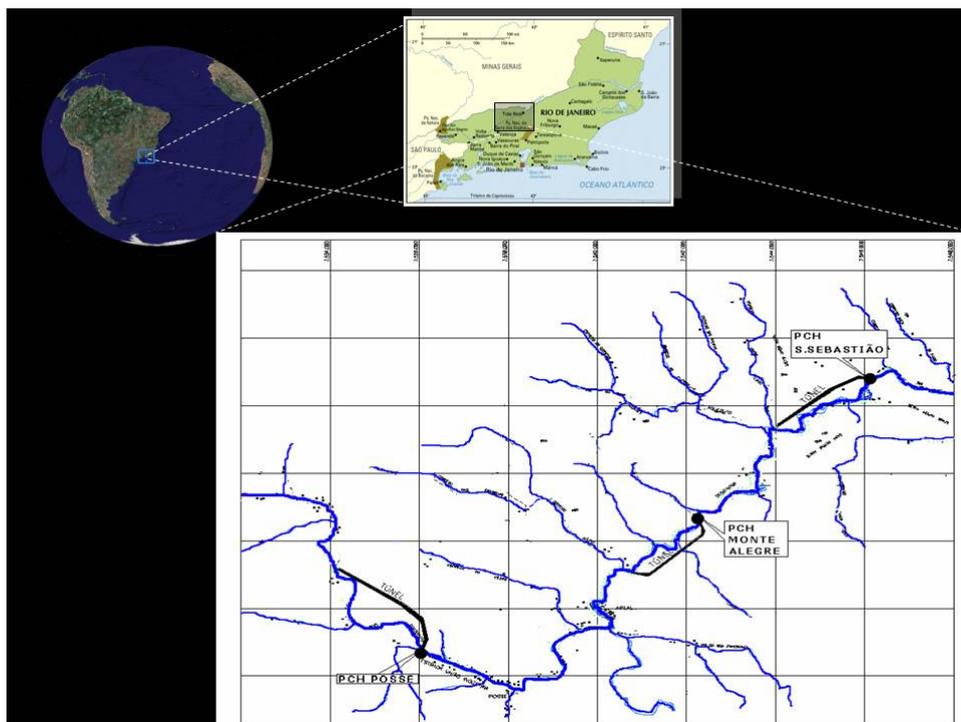


Figura 2 – Localização das Pequenas Centrais Hidrelétricas

⁴ As coordenadas representam o ponto de entrada da água para cada usina hidrelétrica.

**A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:**

Escopo Setorial 1: Indústrias Energéticas (fontes renováveis / não-renováveis)

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto:

O projeto proposto utilizará a energia potencial gerada pela vazão de queda do rio através de diques de desvio para turbinas hidráulicas tipo Francis, para gerar energia. As três pequenas centrais hidrelétricas possuem a mesma configuração. Os reservatórios serão construídos ao longo do rio em locais que favoreçam a melhor relação entre o volume acumulado e a área ocupada pelo reservatório. Partindo do lago do reservatório, a água será desviada para geração de energia através de canais de entrada, túneis de adução, conduto forçado e poço de adução.

As turbinas tipo Francis são comumente usadas em aplicações onde existe disponibilidade de vazões elevadas numa adução hidráulica de porte médio. A água entra na turbina através de uma carcaça voluta e é direcionada para as lâminas por portinholas. A água em baixo momento deixa então a turbina através de um tubo de sucção. No modelo, a vazão de água é abastecida por uma bomba centrífuga de velocidade variável. Aplica-se uma carga à turbina por meio de um freio magnético, e o torque é medido observando-se a deflexão de molas calibradas. O desempenho é calculado através da comparação entre a energia de saída e a energia fornecida.

O equipamento e a tecnologia utilizados neste projeto foi aplicado com sucesso em projetos similares no Brasil e no mundo. A descrição técnica das instalações é informada na tabela abaixo.

	Monte Alegre	Posse	São Sebastião
Vazão média (m ³ /s)	31,3	11,6	37,1
Área do reservatório (km ²)	0,4570	0,03190	0,04903
Volume do reservatório (10 ⁶ m ³)	0,14325	0,06784	0,09017
Elevação (m)	50,84	113,0	34,6
Fator de carga	57,49%	57,28%	53,56%
Capacidade instalada ⁵ (kW)	19.000	16.000	17.880
Turbina	2 turbinas Francis, eixo horizontal, 360 rpm	2 turbinas Francis, eixo horizontal, 720 rpm	2 turbinas Francis, duplo eixo horizontal, 360 rpm
Gerador	9,8 MVA, 360 rpm, 6,9 kV	8,8 MVA, 720 rpm, 6,9 kV	8,58 MVA, 360 / 400 rpm, 6,9 kV
Vazão Nominal da Turbina (m ³ /s)	22,25	7,9	28,7

⁵ Capacidade instalada baseada no plano de engenharia básico desenvolvido para cada planta.



As pequenas centrais hidrelétricas serão remotamente operadas pelo Centro de Operação da Geração (COG) Bauru da AES Tietê S.A. O cronograma do projeto inclui o comissionamento de três pequenas centrais hidrelétricas até dezembro de 2009, conforme indicado no calendário abaixo.

Cronograma	Jul/07	Ago/07	Set/07	Out/07	Nov/07	Dez/07	Jan/08	Out/08	Nov/09	Dez/09
Engenharia de concepção										
Investigações no local			X							
Estudos hidrológicos		X								
Estudos de engenharia				X						
Documentação final do projeto				X	X					
Contrato de EPC										
Informações adicionais			X	X	X					
Submissão de propostas					X					
Negociação do contrato						X				
Aviso de prosseguimento							X			
Comissionamento de unidades										
Posse 1								X		
Posse 2									X	
Monte Alegre 1								X		
Monte Alegre 2									X	
São Sebastião 1									X	
São Sebastião 2										X

Figura 4 – Cronograma do projeto

Com base nos estudos de descarga completa, a energia anualmente assegurada pelas três pequenas centrais hidrelétricas é de 251.066 MWh. Para 2012 e 2016, esta quantidade aumenta para 251.744 MWh, dado que esses anos são bissextos.

O *know-how* técnico será transferido para as equipes de operação local e de manutenção por programas e manuais de treinamento. Os operadores da usina serão responsáveis por cumprir com as boas práticas corporativas identificadas para pequenas centrais hidrelétricas similares, tanto no Brasil como em outros países. Os equipamentos necessários para o projeto serão em sua maior parte fornecidos por fabricantes nacionais.

A.4.4 Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2010*	70.951
2011	70.951
2012**	71.146*
2013	70.951
2014	70.951
2015	70.951
2016**	71.146*
Total de Reduções de Emissões (tons de CO₂ e)	497.047
Total de anos de obtenção de créditos	7
Média anual das reduções estimadas ao longo do período de obtenção de créditos (tons de CO₂e)	71.006

* Cada ano do período de obtenção de créditos inclui doze meses completos (ou seja, de janeiro a dezembro).

** 2012 e 2016 são anos bissextos, com um dia a mais de geração de energia.

**A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:**

Nenhum financiamento público esteve envolvido nesta atividade de projeto.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento**B.1. Título e referência da metodologia aprovada de linha de base e monitoramento aplicada à atividade do projeto:**

Título: “Metodologia consolidada para a geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis”

Referência: ACM0002, Versão 06, 19 de maio de 2006

A metodologia é usada conjuntamente à “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade (Versão 04)”.

B.2 Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:

A metodologia escolhida é aplicável aos novos projetos de geração de energia hidrelétrica conectados à rede elétrica, sob a condição de acréscimo de capacidade de eletricidade por centrais hidrelétricas a fio-de-água, e com reservatórios possuindo densidade energética superior a 4 W/m^2 , como é o caso de cada uma das centrais que compõem as Centrais Hidrelétricas do rio Piabanha. O projeto não inclui quaisquer atividades de substituição de combustíveis.

B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto

O limite do projeto inclui os locais físicos e a área do reservatório para as três plantas. A extensão espacial do limite do projeto inclui o local do projeto e todas as usinas fisicamente ligadas ao sistema de eletricidade Sul/Sudeste/Centro-Oeste. O sistema Norte/Nordeste não está incluído devido ao modelo adotado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para calcular os fatores de emissão desde janeiro de 2006. Os limites dos subsistemas são definidos pela capacidade de transmissão. Dados os obstáculos à transmissão, o sistema elétrico Sul/Sudeste/Centro-Oeste é considerado um limite. A eletricidade líquida importada de países como Argentina e Uruguai foi incluída no limite do projeto.

O único gás de efeito estufa a ser incluído no limite do projeto é o dióxido de carbono liberado pelas centrais termelétricas já instaladas e operando no sistema elétrico Sul/Sudeste/Centro-Oeste.



	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Produção de eletricidade para a rede	CO ₂	Sim	De acordo com a ACM0002
		CH ₄	Não	De acordo com a ACM0002
		N ₂ O	Não	De acordo com a ACM0002
Ativ. Projeto	Produção de hidreletricidade	CO ₂	Não	Esta fonte de emissão não é incluída porque a densidade energética é superior a 10W/m ² para cada pequena central hidrelétrica.
		CH ₄	Não	
		N ₂ O	Não	

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

Segundo a metodologia ACM0002, para atividades de projetos que não modificam ou remodelam uma central geradora de eletricidade já existente, adota-se a seguinte linha de base:

“A eletricidade que o projeto entrega à rede de transmissão seria gerada de outra forma pela operação de centrais energéticas ligadas à rede elétrica e pelo acréscimo de novas fontes geradoras, conforme refletido pelos cálculos da margem combinada (CM) em B.6.1”.

Na ausência do projeto, a eletricidade continuaria a ser gerada pelo mix de geração já existente e operando na rede de transmissão.

São consideradas duas alternativas ao cenário do projeto:

Alternativa 1: A atividade do projeto proposto: Construção de uma nova planta de geração hidroenergética, com capacidade instalada total de 51,6 MW, conectada à rede de transmissão local, e implementada sem considerar as receitas do MDL. Esta alternativa enfrenta barreiras destacadas na seção B.5, abaixo. Portanto, o projeto não é considerado viável na ausência dos incentivos do MDL (ou seja, não é o cenário da linha de base).

Alternativa 2: Continuação da atual situação: A eletricidade continuaria a ser gerada pelo mix de geração existente operando na rede de transmissão. Esta alternativa não enfrenta quaisquer barreiras tecnológicas ou de outra espécie. A eletricidade continuaria a ser gerada pelo *mix* de centrais energéticas já existente na rede de transmissão, com aumento de participação das centrais energéticas a combustível fóssil, principalmente se considerarmos que todas as fontes hídricas de médio e grande porte nas regiões Sul e Sudeste do país foram exploradas e a maior parte das reservas restantes se localiza na Bacia Amazônica, longe dos grandes centros industriais⁶. Novas adições ao setor de eletricidade no Brasil estão mudando de plantas hidrelétricas para termelétricas a combustível fóssil⁷.

Concluindo, identifica-se o cenário conservador para a linha de base como a continuação da atual situação, onde a eletricidade continuaria a ser gerada pelo *mix* de usinas energéticas na rede de transmissão.

⁶ Fonte: OECD, 2001

⁷ Fonte: Schaeffer *et al.*, 2000



Duas alternativas adicionais ao cenário do projeto foram consideradas: (i) geração de eletricidade através de outras energias renováveis que não a hídrica, e (ii) geração de eletricidade através de combustíveis fósseis. A primeira alternativa adicional sofre o mesmo tipo de barreiras descritas para a Alternativa 1, conforme explicado abaixo. Outras tecnologias de energia renovável enfrentam os mesmos obstáculos financeiros e institucionais que as pequenas centrais hidrelétricas; a diferença é o custo de investimento necessário para implementar cada tecnologia. A segunda alternativa adicional é considerada parte da Alternativa 2, visto que a continuação da atual situação prevê um aumento no número de usinas energéticas a combustível fóssil no *mix* de geração operando na rede de transmissão. Portanto, ambas as alternativas adicionais não foram consideradas cenários separados de linha de base.

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 registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

Em consonância com a metodologia ACM0002, a adicionalidade do projeto Centrais Hidrelétricas do Rio Piabanha deve ser demonstrada e avaliada utilizando-se a versão mais recente da “Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade” estabelecida pelo Conselho Executivo do MDL. A utilização da Versão 04 da ferramenta é descrita abaixo.

Passo 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto consistentes com as leis e normas obrigatórias

Sub-Passo 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto:

As alternativas realistas e críveis à atividade do projeto são:

- Instalação de uma nova usina hidrelétrica a fio-de-água com capacidade instalada de 51,6 MW não idealizada como atividade de projeto de MDL; e
- Continuação da situação atual: a eletricidade continuaria a ser gerada pelo *mix* de geração operando atualmente na rede de transmissão.

Sub-Passo 1b. Consistência com as leis e normas obrigatórias:

- Todas as alternativas são consistentes com as leis e normas obrigatórias.

Passo 2. Análise de investimentos

Sub-passo 2a. Determinar o método de análise apropriado

Uma análise de *benchmark* (Opção III) foi selecionada como sendo o método de análise mais apropriado a considerar.



Sub-passo 2b . Opção III. Análise de benchmark

O indicador financeiro escolhido é a Taxa Interna de Retorno (TIR) dos acionistas, calculada a partir da planilha de fluxo de caixa descontado preparada para a análise do projeto. A escolha de uma TIR aceitável é a mais aceitável para este contexto de tomada de decisão porque o projeto propriamente dito tem o objetivo principal de complementar a eletricidade entregue pela AES Tietê ao mercado de eletricidade da região Sudeste. A AES Rio PCH Ltda⁸ é uma Companhia de Propósito Especial (CPE) pertencente à AES Minas PCH Ltda. (1%). A CPE foi implantada visando desenvolver e administrar as centrais hidrelétricas a fio-de-água propostas. A planilha de fluxo de caixa incorpora os pressupostos originais para investimento, a receita da venda de eletricidade e os custos operacionais e administrativos para o cenário de receitas ligadas ao MDL, adotado pela AES Corporation para atender às expectativas dos acionistas.

A AES Tietê S.A. começou a avaliar a atividade do projeto proposto considerando as receitas do MDL no primeiro semestre de 2006. Em outubro de 2006, um acordo contratual⁹ foi assinado entre a AES Tietê S.A. e o proprietário anterior do projeto (Guascor) para a aquisição dos plenos direitos sobre as três centrais. Em 29 de janeiro de 2007, o Conselho de Diretores da AES Tietê S.A. aprovou a decisão de investimento¹⁰.

Sub-passo 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

O referencial (benchmark) selecionado para a TIR é o rendimento de um título governamental de 21 anos – o bônus Global BRL 2028 – comercializado nos mercados públicos, mais uma estimativa conservadora do prêmio de risco do projeto. O bônus Global BRL 2028 foi emitido em 7 de fevereiro de 2007, apenas uma semana depois da aprovação do investimento pelo Conselho de Diretores da AES Tietê S.A., e o seu conteúdo corresponde à vida útil do projeto. No momento de sua emissão, em 7 de fevereiro de 2007, o Global BRL 2028 teve um rendimento de 10,68%.¹¹ Como um projeto hidrelétrico apresenta maior risco do que um título do governo, é apropriado incluir um prêmio de risco na taxa referencial. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) estima prêmios de risco na faixa de 0,46% a 3,57%.¹² Assumindo-se de forma conservadora o limite mínimo da variação do BNDES para os prêmios de risco, a taxa referencial é igual ao rendimento do bônus Global BRL 2028 mais o prêmio de risco: 11,14%. Excluindo-se as receitas do MDL, o modelo financeiro do projeto resulta numa TIR de 8,8%, muito mais baixa que a taxa referencial de 11,14%.

Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade foi realizada para verificar a robustez do modelo financeiro, com respeito aos seguintes parâmetros de projeto: custos de Engenharia, Aquisição e Construção (EPC), preços da energia, e custos de Operação e Manutenção (O&M). Estes parâmetros flutuaram em uma faixa de 10% em relação ao cenário do caso-base. Os resultados dos cenários sem a receita das RCEs são apresentados

⁸ Contrato social da AES Rio PCH Ltda. (30/01/2007).

⁹ Contrato de compra entre a AES Tietê S.A. e a Guascor, celebrado em 23/10/2006.

¹⁰ Conforme apresentado em memorando interno do Conselho da AES Tietê S.A. encaminhado ao validador.

¹¹ http://www.tesouro.fazenda.gov.br/english/public_debt/downloads/informes/Emissao_Global_BRL2028_eng.pdf

¹² http://www.bndes.gov.br/ambiente/meio_ambiente.asp



na figura abaixo, indicando ser improvável que o projeto seja considerado financeiramente atrativo sob uma variedade de cenários.

Análise de Sensibilidade do Projeto	
Cenários	TIR
Sem receita das RCEs	8,8%
10% de aumento no custo de EPC	7,7%
10% de redução no custo de EPC	10,1%
10% de aumento no custo de O&M	8,7%
10% de redução no custo de O&M	8,9%
10% de aumento no preço da energia	9,8%
10% de redução no preço da energia	7,9%

Figura 5 – Análise de sensibilidade

Em suma, o projeto Piabanha considerou de forma explícita as possíveis receitas do MDL antes de tomar a decisão de promover o investimento. O benefício financeiro proveniente das RCEs traria ao projeto benefícios adicionais, devido ao fato de que as RCEs são geradas em moeda forte (dólar americano ou euro). A receita em moeda forte provê ao Projeto Hidrelétrico Piabanha uma maior segurança contra desvalorizações monetárias.

Passo 3. Análise de barreiras

Sub-passo 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação da atividade do projeto de MDL proposto:

Barreira Institucional

Desde 1995, quando a privatização e desregulação do Mercado Brasileiro de Eletricidade tiveram início, as políticas do governo foram continuamente alteradas no Brasil. Muitas leis e normas foram criadas com o propósito de prover incentivos para o investimento no setor energético. Ao mesmo tempo, novas entidades foram criadas: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelecida para desenvolver a legislação e regular o mercado; o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para supervisionar e controlar a geração, a transmissão e a operação; e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), para definir regras e procedimentos comerciais para o mercado de curto prazo.

O governo brasileiro ressaltou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração de energia termelétrica e, conseqüentemente, reduzir a dependência da hidreletricidade. Com este propósito,



no início do ano 2000 o governo federal lançou o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT)¹³, visando originalmente a construção de centrais termelétricas movidas principalmente a gás natural. Em 2004, o novo governo eleito decidiu renovar completamente as regras institucionais do mercado de eletricidade. O Congresso aprovou um novo modelo para o setor elétrico em março de 2004, e novas regras para o setor elétrico foram criadas (OCDE, 2005). De acordo com o modelo, a demanda e a oferta de eletricidade são coordenadas por um “pool de demanda” a ser estimado pelas companhias distribuidoras, que têm de contratar 100% de sua demanda de eletricidade projetada nos próximos 3 a 5 anos. Tais projeções são avaliadas por uma nova instituição, a Empresa de Planejamento Energético – EPE, que estima a expansão necessária na capacidade de abastecimento a ser vendida às distribuidoras através do pool. O preço da eletricidade negociado é uma média de todos os preços contratados a longo prazo, e é o mesmo para todas as companhias distribuidoras.

Um “mercado livre” foi estabelecido paralelamente aos contratos de longo prazo regulados pelo pool de demanda. Grandes consumidores (acima de 10 MW) devem informar às distribuidoras, com 3 anos de antecedência, que deseja mudar-se do pool para o mercado livre (5 anos de antecedência em caso contrário). Espera-se que essas condições tornem-se mais flexíveis no futuro. Se a demanda real for maior que a oferta projetada, as companhias distribuidoras terão de comprar a eletricidade no mercado livre. De outra forma, deverão vender o excedente de eletricidade no mercado livre e através do pool de demanda, se a diferença entre a demanda projetada e a demanda real permanecer abaixo de 5%. Se a diferença permanecer acima desse limite, as distribuidoras terão de arcar com esses custos.

O governo optou por um sistema institucional centralizado, reforçando o papel do MME – Ministério das Minas e Energia no planejamento de longo prazo. A EPE é responsável por preparar ao MME um portfólio de tecnologias planejadas e uma lista de projetos estratégicos e não-estratégicos. O MME apresentará esse portfólio ao CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. Mediante aprovação do CNPE, os projetos estratégicos serão levados a leilão, com base nas prioridades através do pool. As companhias podem substituir os projetos não-estratégicos propostos pela EPE, se as propostas oferecerem a mesma capacidade por uma tarifa mais baixa. Outra instituição criada é o CMES - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, encarregado de monitorar as tendências de oferta e demanda de eletricidade.

Embora o novo modelo tenha sido concebido para reduzir o risco de mercado, sua capacidade de promover incentivos ao investimento privado dependerá de como essas normas regulatórias são realmente representadas. Os riscos enfrentados por potenciais investidores privados incluem:

- Fracasso governamental (ou fracasso de não-mercado), devido ao papel mais significativo do governo no planejamento de longo prazo e à interferência política sobre as novas instituições criadas;
- Falta de regras transparentes e flexíveis para a fase de transição entre os mercados de eletricidade livre e regulamentado;
- Volatilidade de preços a curto prazo devido à dependência do setor pela energia hidrelétrica (e, portanto, dos níveis de precipitações chuvosas) e incertezas relacionadas aos negócios envolvendo o gás natural; e

¹³ Decreto Federal nº 3.371, de 24/02/2000, e Diretiva 43 do Ministério de Minas e Energia, de 25/02/2000.



- Ausência de regras definidas para a separação de companhias verticalmente integradas (geradoras e distribuidoras).

Estas e outras incertezas constituem uma barreira real ao investimento adicional privado no escopo da eletricidade no Brasil, principalmente no caso dos projetos de geração de energia renovável. Os desenvolvedores de projetos precisam contrabalançar esses riscos frente a opções alternativas de investimentos (incluindo as altas taxas de juros explicadas acima), bem como o elevado nível de garantias exigidas para financiar, por exemplo, as pequenas centrais hidrelétricas ou as fazendas eólicas. Essa barreira institucional é exemplificada pelos vários programas e esquemas de incentivos anteriormente organizados, mas nunca implementados com sucesso, pelo governo federal.

Um programa denominado PCH-COM, por exemplo, foi estruturado no início de 2012 pela Eletrobrás, em parceria com o BNDES, com a meta principal de apoiar e encorajar a construção de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil. Este programa consistia no financiamento do projeto pelo BNDES e a comercialização da energia pela Eletrobrás. Caso a atividade do projeto proposto recebesse a aprovação das duas agências, dois contratos seriam assinados: (i) um acordo financeiro com o BNDES, e (ii) um Acordo de Compra de Energia (PPA) com a Eletrobrás. O Programa não teve sucesso devido às garantias exigidas e às cláusulas dos contratos (isto é, o projeto não era considerado conforme uma base de financiamento ao projeto, e o financiador exigia garantias diretas do desenvolvedor, e não do projeto propriamente dito).

Em 2002, o governo federal criou o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) para elevar a participação da geração de energia renovável dentro da matriz energética brasileira. O programa visava adicionar 3.300 mW de capacidade instalada de pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e de biomassa, oferecendo contratos de longo prazo com condições especiais, menores custos de transmissão e taxas de juros mais baixas por parte dos bancos de desenvolvimento locais. Em 2005, o BNDES apresentou a versão final de sua linha de incentivo ao PROINFA, a qual é diferente da primeira versão considerada pelo programa e não foi considerada suficiente pelos potenciais empreendedores. Os Participantes do Projeto, por exemplo, não se inscreveram no PROINFA, e, portanto, não possuem acesso aos benefícios do programa.

A principal razão para o baixo número de atividades de projetos de energia renovável inscritos tanto no PCH-COM como no PROINFA foi o ônus financeiro. Os processos de negociação de um PPA com a Eletrobrás e a obtenção de financiamento do BNDES se mostraram bastante trabalhosos. Os empreendedores consideraram que o BNDES exigia um excesso de garantias para liberar o financiamento. Ainda que seja papel do banco, enquanto instituição financeira, fazer essas exigências para mitigar os riscos, tal atitude é entendida como uma barreira de mercado. Apesar de todos os incentivos do governo para o investimento privado em energias renováveis, a participação das pequenas centrais hidrelétricas no Mercado Brasileiro de Eletricidade ainda é insignificante. Com base nos dados disponíveis em 13 de julho de 2007, haviam¹⁴:

a) 190 projetos de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil, aprovados entre 1998 e 2005, mas cuja construção ainda não foi iniciada; e

¹⁴ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15> (Capacidade Geração Brasil e Resumo Estadual)



b) Pequenas centrais hidrelétricas em operação gerando menos de 2% do total de energia elétrica no país, e menos de 1% de toda a energia elétrica gerada no estado do Rio de Janeiro (RJ), onde a atividade do projeto está localizada.

A recente tendência não antecipa mudanças a partir do que foi observado na última década. Em leilão de energia realizado em 16 de dezembro de 2005 no Rio de Janeiro, 20 concessões para novas centrais energéticas foram oferecidas, dentre as quais somente duas são pequenas centrais hidrelétricas (28MW). Do total de 3.286 MW vendidos, 2.247 MW (68%) serão provenientes de usinas termelétricas, dos quais 1.391 MW, ou 42%, virão de termelétricas a gás natural¹⁵.

Estes números mostram que:

- 1) A prática comum no Brasil tem sido a construção de centrais hidrelétricas de grande escala e, mais recentemente, termelétricas a gás natural.
- 2) Os incentivos para a construção de termelétricas têm sido mais eficientes que os incentivos para pequenas centrais hidrelétricas.

A recente nacionalização do setor de gás natural pelo governo boliviano, ocorrida no início de 2007, poderia alterar esta situação, mas até o momento não há perspectivas claras. Em resumo, projetos de geração de energias renováveis no Brasil, como o projeto Centrais Hidrelétricas do Rio Piabanha, enfrentam barreiras institucionais consideráveis. Apesar dos esforços do governo para promover incentivos e reduzir as incertezas no mercado, os empreendedores privados ainda não têm capacidade de estruturar projetos com um retorno razoável de forma a obter um aumento significativo na participação das centrais renováveis dentro da matriz energética brasileira. Aqueles que conseguiram obter custosas garantias o fizeram parcialmente, devido aos esquemas especiais de incentivo como o PROINFA.

Sub-passo 3b: Mostrar que as barreiras identificadas não impediriam a implementação de pelo menos uma das alternativas (exceto a atividade de projeto proposta)

Segundo o BEN (Balanço Energético Nacional), a geração termelétrica em 2004 havia aumentado em 17%, enquanto a geração hidrelétrica aumentou em apenas 4,9%¹⁶. Um estudo recente publicado pela ANEEL estimava que o Brasil terá de instalar uma carga adicional de 28.000 MW em novas centrais de geração termelétrica a fim de atender a crescente demanda de eletricidade¹⁷. Ambos os estudos indicam que a manutenção do *mix* energético existente não enfrenta as mesmas barreiras institucionais ou incertezas de mercado que os projetos de energia renovável, o que também confirma a viabilidade da construção de novas unidades termelétricas em comparação com as hidrelétricas, demonstrando que o aumento na geração térmica é um cenário realmente plausível na consideração de novos investimentos no setor energético. Portanto, a Alternativa 2 (continuação da situação atual) não seria impedida pelas barreiras identificadas.

¹⁵ Fonte: Rosa, Luis Pinguelli. “Folha de São Paulo”, 28/12/2005.

¹⁶ BEN 2005 – Balanço Energético Nacional (Capítulo 1: “Análise Energética e Dados Agregados”)

¹⁷ PNE 2030 – Plano Nacional Energético para 2030. O plano ainda não foi concluído, mas várias reuniões foram realizadas.

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

No estado do Rio de Janeiro, onde as Centrais Hidrelétricas do Rio Piabanha estão localizadas, existem oito pequenas centrais hidrelétricas em operação, correspondendo a aproximadamente 0,4% de toda a eletricidade gerada no estado (disponível em 13/08/2007)¹⁸. Outras 15 pequenas centrais hidrelétricas obtiveram licença da ANEEL para o período 1998-2004, representando 6% do número total de usinas. Dessas centrais licenciadas, 6 tiveram sua construção iniciada, representando 13% do número total de usinas em construção. Todas as 6 PCHs em construção foram financiadas pelo PROINFA¹⁹. As tabelas abaixo resumem a capacidade de geração no estado do Rio de Janeiro.

Empreendimentos em Operação			
Tipo ²⁰	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	5	2.304	0,03
<u>PCH</u>	8	29.200	0,38
UHE	10	1.230.779	16,04
UTE	31	4.403.704	57,39
UTN	2	2.007.000	26,16
Total	56	7.672.987	100

Empreendimentos em Construção			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
<u>PCH</u>	6	125.400	12,93
UHE	1	333.700	34,40
UTE	2	511.000	52,67
Total	9	970.100	100

Empreendimentos autorizados entre 1998 e 2004 (a construção não foi iniciada)			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	2	1.900	0,07
EOL	6	277.250	10,88
<u>PCH</u>	9	157.980	6,20
UHE	1	195.000	7,65
TPP	10	1.915.354	75,19
Total	28	2.547.484	100

¹⁸ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15> (Capacidade Geração Brasil e Resumo Estadual)

¹⁹ Fonte: <http://www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=11166&download> e http://www.bndes.gov.br/english/news/not321_05.asp

²⁰ Tipo inclui: CGH para Central Geradora Hidrelétrica; EOL para Usina Eólica; PCH para Pequena Central Hidrelétrica; UHE para Usina Hidrelétrica de Energia; UTE para Usina Termelétrica; e UTN para Usina Termonuclear.
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>



Para a rede de transmissão Sul/Sudeste/Centro-Oeste²¹, 269 pequenas centrais hidrelétricas estão em operação, o que corresponde a aproximadamente 1,69% do total de eletricidade gerado para a rede (desde 13 de agosto de 2007).²² Outras 165 PCHs obtiveram licença da ANEEL no período 1998-2004, representando 15% do número total de usinas. Dessas usinas licenciadas, 62 tiveram a construção iniciada, das quais mais da metade (62%) receberam financiamento do programa de incentivos federal, o PROINFA²³. As tabelas abaixo apresentam um resumo da capacidade de geração na rede de transmissão Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Empreendimentos em Operação – Sul/Sudeste/Centro-Oeste			
Tipo*	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	200	106.282	0,11%
EOL	8	167.900	0,17%
<i>PCH</i>	269	1.651.405	1,69%
UHE	170	79.244.047	80,95%
UTE	581	14.718.989	15,04%
UTN	2	2.007.000	2,05%
Total	1230	97.895.623	100

Empreendimentos em Construção – Sul/Sudeste/Centro-Oeste			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	1	848	0,01%
<i>PCH</i>	62	1.098.450	15,57
UHE	17	4.949.000	70,16
UTE	14	1.005.922	14,26
Total	94	7.054.220	100

Sul/Sudeste/Centro-Oeste – Empreendimentos autorizados entre 1998 e 2004 (a construção não foi iniciada)			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	63	44.048	0,26%
EOL	45	1.758.063	10,26%
<i>PCH</i>	165	2.508.791	14,64%
UHE	24	4.332.400	25,28%
UTE	86	8.493.203	49,56%
Total	383	17.136.505	100%

²¹ Inclui o Distrito Federal e os estados do Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins.

²² Fonte: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15> (Capacidade Geração Brasil e Resumo Estadual)

²³ Fonte: <http://www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=11166&download> e http://www.bndes.gov.br/english/news/not321_05.asp

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

As oito pequenas centrais hidrelétricas em operação no estado do Rio de Janeiro pertencem a três pessoas jurídicas: Quanta Geração S/A (06 usinas), Companhia de Eletricidade Nova Friburgo (02 usinas), e Companhia Energética Paulista (01 usina). Com exceção da usina Comendador Venâncio, de propriedade da Companhia Energética Paulista, todas as outras centrais iniciaram suas operações há mais de 40 anos, tendo sido construídas em um diferente contexto histórico, incluindo uma série de barreiras não-comparável às enfrentadas pelos projetos hoje. A usina Comendador Venâncio, construída em 2005, utilizou o MDL para superar os obstáculos financeiros. Das 6 PCHs em construção, todas se inscreveram para receber subsídios governamentais do PROINFA. A tabela abaixo resume os tipos de benefícios recebidos pelas usinas em construção, bem como a data de início das operações das usinas em funcionamento.

Empreendimentos em Operação		
	Início das operações	Incentivo
Catete	1947	Não
Xavier	1947	Não
Chave do Vaz	1953	Não
Euclidelândia	1949	Não
Fagundes	1923	Não
França Amaral	1961	Não
Piabanha	1908	Não
Comendador Venâncio	2005	MDL
Empreendimentos em Construção		
	Início das operações	Incentivo
Bonfante	-	PROINFA
Monte Serrat	-	PROINFA
Santa Rosa II	-	PROINFA
Calheiros	-	PROINFA
Santa Fé I	-	PROINFA
Tudelândia	-	PROINFA

Outros projetos de pequenas hidrelétricas estão ainda sendo desenvolvidos, e aguardando por melhores oportunidades de investimento. A maior parte dos desenvolvedores que financiaram seus projetos fora do PROINFA²⁴ consideraram o MDL como fator decisivo para completar seus projetos. O governo brasileiro tem endossado que projetos sob o PROINFA também serão elegíveis para participar do MDL, em concordância com decisão da UNFCCC sobre a elegibilidade de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o PROINFA considerou as possíveis receitas provenientes do MDL para prosseguir com o programa²⁵. Portanto, atividades similares (dentro ou fora do PROINFA) consideraram os incentivos adicionais fornecidos pelo MDL uma condição necessária para superar obstáculos financeiros.

O registro da atividade do projeto proposto ajudará a AES Rio PCH Ltda. a melhorar seu desempenho econômico e pode ter forte impacto para abrir caminho a projetos semelhantes a serem implementados no Brasil.

B.6. Reduções de emissões:

²⁴ Programa de Incentivo Federal, criado pela lei 10.438, de abril de 2002.

²⁵ Decreto nº 5.025 (30/03/2004).

**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

A atividade do projeto compreende três usinas hidrelétricas a fio-de-água, que gerarão energia renovável para o sistema elétrico interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste. A metodologia ACM0002 (versão 06) é aplicável a atividades de projetos de geração de energia renovável conectados à rede de transmissão, como é o caso do projeto proposto. A ACM0002 utiliza parâmetros de margens derivados que foram aplicados o contexto da atividade do projeto para determinar os fatores de emissões apropriados.

Segundo a metodologia ACM0002, versão 06, as reduções de emissões ER_y pela atividade do projeto durante um determinado ano y é a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões devido às fugas (L_y), como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (1)$$

As emissões do projeto (PE_y) são zero, uma vez que a densidade energética da atividade do projeto proposto é superior a $10W/m^2$. Não há fugas (L_y) a contabilizar, uma vez que a atividade do projeto é uma usina hidrelétrica a fio-de-água e as emissões derivadas de atividades como a construção da usina são desprezíveis.

Assim, as emissões de linha de base a cada ano y (BE_y em tCO_2) são o produto do fator de emissão de linha de base (EF_y em tCO_2/MWh), vezes a eletricidade fornecida pela atividade de projeto para a rede de transmissão (EG_y em MWh), menos a eletricidade da linha de base fornecida à rede em caso de instalações modificadas ou modernizadas (retrofit), como segue:

$$BE_y = (EG_y - EG_{baseline}) \times EF_y \quad (2)$$

O fator de emissão de linha de base (EF_y) é calculado através do método de Margem Combinada (CM), que é um modo de pesar a contribuição da operação de centrais termelétricas existentes e a contribuição da adição de novas centrais termelétricas ao sistema, através dos fatores de margem de operação (OM) e de margem de construção (BM), respectivamente.

A metodologia ACM0002 indica que o fator de emissão da rede é determinado pelos três passos a seguir:

1. Calcular o fator de emissão da margem de operação
2. Calcular o fator de emissão da margem de construção
3. Calcular o fator de emissão de margem combinada ao calcular a média ponderada do fator de emissão da margem de operação e do fator de emissão da margem de construção

Passo 1. Calcular o fator de emissão da margem de operação (EF_{OM})

A fim de se determinar o fator de emissão de margem combinada, foi selecionado o método de Margem de Operação **Simples Ajustado** dentre as quatro opções propostas na metodologia, visto que as fontes de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório constituem mais de 50% da geração total da rede e as informações de despachos não estão disponíveis ao público no Brasil.



Adota-se para este projeto o período de coleta de dados **ex-ante**: a média ponderada de geração plena para os 3 anos mais recentes, para os quais há disponibilidade de dados no momento da submissão do DCP.

O fator de emissão de margem de operação simples ajustado (tCO₂e/MWh) é uma variação do fator de emissão da margem de operação simples²⁶, onde as fontes de energia (incluindo importações) são separadas em fontes de energia de baixo custo/despacho obrigatório (*k*) e em outras fontes de energia (*j*), como segue:

$$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (3)$$

onde

λ_y	Fator Lambda: fração de tempo em que as fontes de baixo custo/despacho obrigatório estão na margem
$F_{i,j,y}/F_{i,k,y}$	Quantidade de combustível <i>i</i> consumido por fontes energéticas relevantes <i>j/k</i> (em unidade de massa ou volume)
$GEN_{j,y}/GEN_{k,y}$	Eletricidade entregue à rede por fontes de energia <i>j/k</i> (MWh)
$COEF_i$	Coefficiente de emissão de CO ₂ para o combustível <i>i</i> (tCO ₂ e/unidade de massa ou volume)

Obtêm-se o coeficiente $COEF_i$ de emissão de CO₂ da seguinte forma:

$$COEF_i = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \quad (4)$$

Onde

NCV_i	Valor calorífico líquido do combustível <i>i</i> (unidade de energia/unidade de massa ou volume)
CEF_i	Fator de emissão de CO ₂ por unidade de energia do combustível <i>i</i> (tCO ₂ e/unidade de energia)
$OXID_i$	Fator de oxidação do combustível <i>i</i> (%)

Por outro lado, o fator lambda (λ) é determinado por:

$$\lambda = \frac{\text{Número de horas por ano em que as fontes de baixo custo/despacho obrigatório estão na margem}}{8.760 \text{ horas por ano}} \quad (5)$$

²⁶ O fator de emissão simples da margem de operação é calculado conforme a média ponderada de geração de emissões por unidade de eletricidade (tCO₂e/MWh) de todas as fontes geradoras que servem o sistema, não incluindo os custos de operação de centrais de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório.

De acordo com a metodologia, o número de horas durante as quais as fontes de baixo custo/despacho obrigatório estão na margem será obtido através do seguinte procedimento (ver Figura 5 abaixo):

Passo i) Esboçar uma Curva de Duração de Carga

Coletar dados cronológicos de carga (tipicamente em MW) para cada hora de um ano, e classificar os dados de carga do nível de MW mais alto para o mais baixo. Representar MW ante 8.760 horas no ano, em ordem decrescente.

Passo ii) Organizar Dados pelas Fontes de Geração

Coletar dados e calcular a geração anual total (em MWh) das fontes de baixo custo/despacho obrigatório.

Passo iii) Preencher a Curva de Duração de Carga

Traçar uma linha horizontal ao longo da curva de duração da carga de modo que a área sob a curva (MW vezes horas) seja igual à geração total (em MWh) de fontes de baixo custo/despacho obrigatório.

Passo iv) Determinar o “número de horas por ano pelo qual as fontes de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório estão na margem”

Primeiramente, localizar a intersecção da linha horizontal traçada no passo (iii) e a curva de duração da carga traçada no passo (i). O número de horas (fora do total de 8.760 horas) à direita da intersecção é o número de horas em que as fontes de baixo custo/despacho obrigatório estão na margem. Se as linhas não se intersectam, pode-se concluir então que as fontes de baixo custo/despacho obrigatório não estão na margem e que o lambda é igual a zero. O lambda é o número calculado de horas dividido por 8.760.

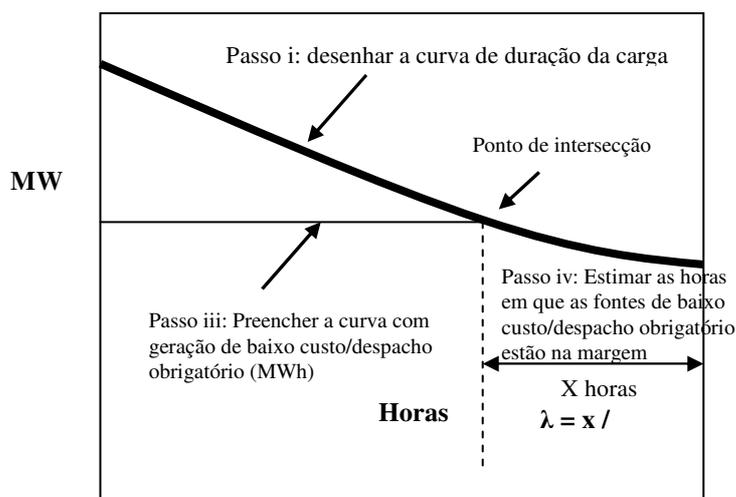


Figura 5: Ilustração do cálculo lambda para o fator de emissão da margem de operação simples ajustado

**Passo 2. Calcular o fator de emissão da margem de construção (EF_{BM})**

O fator de emissão da margem de construção de cada período de obtenção de créditos é calculado a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (6)$$

onde $F_{i,m}$, $COEF_i$ e GEN_m são análogos às variáveis descritas acima para a determinação do fator de emissão da margem de operação.

O grupo de amostra m consiste:

- Nas cinco usinas energéticas construídas mais recentemente, ou
- Nos acréscimos de capacidade das usinas no sistema de eletricidade que compreendem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídos mais recentemente.

De acordo com a metodologia, deve-se utilizar, dentre essas duas opções, o grupo de amostra que compreenda a maior geração anual. Um cálculo *ex-ante* do fator de emissão da margem de construção, baseado nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas para o grupo de amostra m quando da submissão do DCP, foi selecionado para esta atividade de projeto.

Passo 3. Calcular o fator de emissão da margem combinada (EF_{grid})

O fator de emissão da linha da base é calculado como a média ponderada entre o fator de emissão da margem de operação e o fator de emissão da margem de construção. Para a ponderação desses dois fatores, aplicando o valor-padrão de 50% para ambos, tanto o da margem de operação como o da margem de construção, o fator de emissão de margem combinada será obtido da seguinte forma:

$$EF_{grid} = \frac{(EF_{OM} + EF_{BM})}{2} \quad (7)$$

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

(Copie esta tabela para cada dado e parâmetro)

Os fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção são calculados *ex-ante*, com base nas informações mais recentes dos últimos 3 anos em que há disponibilidade de dados, e nas informações mais recentes à disposição sobre as usinas já construídas no momento da apresentação deste DCP, respectivamente.

Dado / Parâmetro:	GEN_j/GEN_k
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade entregue à rede por fontes energéticas j/k
Fonte do dado usada:	ONS, a agência nacional de despachos (relatórios diários)



CDM – Executive Board

page 24

Valor aplicado:	Ver Anexo 3 abaixo
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O centro nacional de despachos fornece os dados brutos de despachos para toda a rede elétrica interligada brasileira. Esta fonte de dados é relevante para o cálculo da linha de base.
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação.

Dado / Parâmetro:	<i>Centrais Energéticas (Margem de Construção)</i>
Unidade do dado:	N/A
Descrição:	Novas Centrais Energéticas adicionadas ao Sistema Elétrico
Fonte do dado usada:	ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (http://www.aneel.gov.br/).
Valor aplicado:	Dados coletados em dezembro de 2006.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A ANEEL é a Agência Reguladora Federal encarregada de regular e supervisionar a Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização da Energia Elétrica.
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação.

Dado / Parâmetro:	<i>Curva de Duração da Carga</i>
Unidade do dado:	MW <i>versus</i> horas
Descrição:	Dados cronológicos da carga para cada hora de um ano
Fonte do dado usada:	Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional (relatórios diários)
Valor aplicado:	Ver Anexo 3 abaixo.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Ver Seção B.6
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação.

Dado / Parâmetro:	<i>Importações de Eletricidade</i>
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida importada pelo sistema elétrico interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS (o centro nacional de despachos)



CDM – Executive Board

page 25

Valor aplicado:	Ver Anexo 3
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Estes dados provêm de uma fonte oficial e foram disponibilizados. A metodologia aprovada ACM0002, versão 6, especifica que uma importação de um sistema elétrico interligado deve ser considerado como uma fonte energética j (entrega de eletricidade à rede, não incluindo as centrais de baixo custo e despacho obrigatório).
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação.

Dado / Parâmetro:	<i>EFOM,y</i>
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ na Margem de Operação da rede em um ano y
Fonte do dado usada:	Os dados para o cálculo de <i>EFOM,y</i> foram fornecidos pelo ONS (centro nacional de despachos). Calculado de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 6, 2006
Valor aplicado:	0,4749
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a metodologia ACM0002, versão 6, de 19/05/2006, a opção escolhida para o cálculo do fator de emissão neste projeto é a opção (a): fator da margem de operação simples ajustado. Esta escolha se deve ao fato de que, no Brasil, mesmo que a maior parte da energia produzida no país provenha de fontes hidrelétricas, a maioria desses investimentos de baixo custo em hidreletricidade está esgotada. Portanto, surge a possibilidade de investimentos em fontes não-renováveis, como as usinas termelétricas (Ver Anexo 3).
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação.

Dado / Parâmetro:	<i>EFBM,y</i>
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ na Margem de Construção da rede em um ano y.
Fonte do dado usada:	Os dados para o cálculo de <i>EFBM,y</i> foram fornecidos pelo ONS (centro nacional de despachos).
Valor aplicado:	0,0903
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Calculado de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 6, 2006 (Ver Anexo 3).
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante a reunião de validação.



Dado / Parâmetro:	Área do Reservatório
Unidade do dado:	Metros quadrados
Descrição:	Área de superfície do reservatório completamente preenchido
Fonte do dado usada:	Imagens de Satélite
Valor aplicado:	Posse – 0,032 km ² Monte Alegre – 0,046 km ² São Sebastião – 0,049 km ²
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A área do reservatório foi estimada pela Guascor Empreendimentos Energéticos Ltda e incluída no plano de engenharia básico para cada pequena central hidrelétrica. A estimação se baseia em estudos técnicos e energéticos completos para o Rio Piabanha.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	λ
Unidade do dado:	Não há
Descrição:	Fração de tempo durante a qual as fontes de baixo custo/despacho obrigatório estão na margem.
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS
Valor aplicado:	$\lambda_{2004}=0,4937$, $\lambda_{2005}=0,5275$, $\lambda_{2006}=0,4185$
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Calculado de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 6, 2006. (Ver Anexo 3).
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação.

Dado / Parâmetro:	EFy
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da rede elétrica interligada Sul/Sudeste/Centro-Oeste
Fonte do dado usada:	Os dados para o cálculo de EFy foram fornecidos pelo ONS (centro nacional de despachos).
Valor aplicado:	0,2826
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Estes dados provêm de uma fonte oficial e foram disponibilizados ao público. O cálculo para esta margem combinada é baseado na metodologia aprovada ACM0002, versão 6 (Ver Anexo 3).
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação.

Dado / Parâmetro:	$F_{i,j}/F_{i,k}$
Unidade do dado:	Unidades de energia



Descrição:	Quantidade de combustível i consumido pelas fontes energéticas relevantes j/k
Fonte do dado usada:	<p>Valor determinado usando as eficiências de conversão de combustível de Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler e J.-M. Lukamba. “Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector.” Informativo OECD e IEA, Outubro de 2002.</p> <p>Onde não houver disponibilidade de dados de eficiência específicos da usina, os seguintes valores serão utilizados:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Usinas energéticas com turbina a gás a ciclo combinado: 50%▪ Usinas energéticas com turbina a gás a ciclo aberto: 32%,▪ Usinas energéticas subcríticas a carvão: 33%▪ Usina energética a óleo com caldeira de óleo subcrítica: 33%. <p>fonte: CE MDL, 29/11/2005 – Solicitação da EOD por orientações quanto às eficiências médias das usinas. Decisão do CE MDL em resposta à “Solicitação de Orientações: Aplicação das metodologias AM0015 (e AMS-I.D) no Brasil”, feita pela DNV em 07/10/2005.</p>
Valor aplicado:	Ver Anexo 3
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Ver Seção B.6
Comentário:	Utilizado para determinar o fator de emissão da rede.

Dado / Parâmetro:	$F_{i,m}$
Unidade do dado:	Unidades de energia
Descrição:	Quantidade de combustível i consumido pelas fontes energéticas m



Fonte do dado usada:	<p>Valor determinado usando as eficiências de conversão de combustível de Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler e J.-M. Lukamba. “Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector.” Informativo OECD e IEA, Outubro de 2002.</p> <p>Onde não houver disponibilidade de dados de eficiência específicos da usina, os seguintes valores serão utilizados:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Usinas energéticas com turbina a gás a ciclo combinado: 50% ▪ Usinas energéticas com turbina a gás a ciclo aberto: 32%, ▪ Usinas energéticas subcríticas a carvão: 33% ▪ Usina energética a óleo com caldeira de óleo subcrítica: 33%. <p>Fonte: CE MDL, 29/11/2005 – Solicitação da EOD por orientações quanto às eficiências médias das usinas. Decisão do CE MDL em resposta à “Solicitação de Orientações: Aplicação das metodologias AM0015 (e AMS-I.D) no Brasil”, feita pela DNV em 07/10/2005.</p>
Valor aplicado:	Ver Anexo 3
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Ver Seção B.6
Comentário:	Utilizado para determinar o fator de emissão da rede.

Dado / Parâmetro:	CEF_i
Unidade do dado:	tCO ₂ /unidade de energia
Descrição:	Fator de emissão de dióxido de carbono por unidade de energia de combustível <i>i</i>
Fonte do dado usada:	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Capítulo 1, Tabela 1.4, Páginas 1.23 e 1.24
Valor aplicado:	Gás Natural: 56,10 Diesel: 74,10 Óleo Combustível Residual: 77,40
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	<p>Segundo a metodologia, não havendo disponibilidade de valores locais, prefere-se utilizar valores específicos do país aos valores-padrão mundiais do IPCC.</p> <p>Neste caso, não existe um fator local/nacional confiável, portanto será considerado o valor-padrão do IPCC.</p>



Comentário:	Usado para determinar o fator de emissão da rede.
-------------	---

Dado / Parâmetro:	$OXID_i$
Unidade do dado:	-
Descrição:	Fator de oxidação do combustível i
Fonte do dado usada:	IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Manual de Referência, Volume 3 (1996), Tabelas 1-6, Pág. 1.29.
Valor aplicado:	Gás Natural: 0,995 Diesel: 0,99 Óleo Combustível Residual: 0,99
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia declara que o fator de oxidação de um combustível deve ser obtido a partir das Orientações do IPCC Revisadas em 1996.
Comentário:	Usado para determinar o fator de emissão da rede.

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

Conforme mencionado acima, uma vez que as emissões do projeto e as emissões de fugas sejam zero, as reduções de emissões são as mesmas que as emissões de linha de base, como segue:

$$ER = EG \times EF_{grid}$$

Espera-se que o projeto Centrais Hidrelétricas do Rio Piabanha gere aproximadamente **251.066** MWh de energia elétrica assegurada por ano. Dado que 2012 e 2016 são anos bissextos, a energia assegurada gerada nesses dois anos é estimada em 251.754 MWh.

Conforme mencionado acima, determina-se o fator de emissão da rede elétrica usando a Versão 06 da metodologia ACM0002 como um fator de emissão de margem combinada, que consiste na combinação entre os fatores de emissão de margem de operação e de construção.

Como mostrado no Anexo 3 abaixo, o fator de emissão da margem de operação resulta em 0,4749 tCO₂/MWh, e o fator de emissão da margem de construção é de 0,0903 tCO₂/MWh. Assim, o fator de emissão da rede elétrica resultante é de:

$$EF_{grid} = \frac{(EF_{OM} + EF_{BM})}{2} = \frac{(0.4749 + 0.0903)}{2} \text{ tCO}_2/\text{MWh} = \mathbf{0.2826 \text{ tCO}_2/\text{MWh}}$$

Portanto, a redução de emissões anual resulta em:



$ER = 251.066 \text{ MWh/ano} \times 0,2826 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 70.951 \text{ tCO}_2/\text{ano}$ (71.951 tCO₂/ano para 2012 e 2016).

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

Tabela 7: Estimativa *ex-ante* de reduções de emissões durante o primeiro período de obtenção de créditos de 7 anos (tCO₂e)

Ano	Estimativa de emissões da atividade de projeto (tCO ₂ e)	Estimativa de emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Estimativa de fugas (tCO ₂ e)	Estimativa de reduções totais (tCO ₂ e)
2010	0	70.951	0	70.951
2011	0	70.951	0	70.951
2012	0	71.146*	0	71.146*
2013	0	70.951	0	70.951
2014	0	70.951	0	70.951
2015	0	70.951	0	70.951
2016	0	71.146*	0	71.146*
Total (tons de tCO ₂ e)	0	497.047	0	497.047

* 2012 e 2016 são anos bissextos, com um dia a mais para geração de energia.

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

A metodologia aplicável para este projeto é a metodologia de monitoramento consolidada aprovada ACM0002, versão 6. Esta metodologia inclui a utilização de equipamentos de medição projetados para registrar e verificar, bidirecionalmente²⁷, a energia gerada pela unidade. Esta medição energética é fundamental para verificar e monitorar as reduções de emissões de GEE. O Plano de Monitoramento permite o cálculo de emissões de GEE geradas pela atividade de projeto, aplicando o fator de emissão da linha de base.

Não há emissões ou fugas a monitorar, associadas à atividade do projeto. O único parâmetro que deve ser monitorado é a eletricidade fornecida para a rede elétrica. O montante total de eletricidade fornecido à rede é multiplicado pelo fator de emissão *ex-ante* para calcular as reduções de emissões de GEE.

²⁷ Bidirecionalmente significa que o equipamento de medição registrará a energia exportada pelas pequenas centrais hidrelétricas e importadas da rede de transmissão (se necessário, mas não é o caso das Centrais Hidrelétricas do Rio Piabanha).

**B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

Dado / Parâmetro:	<i>EG_y</i>
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade gerada pela tecnologia renovável, entregue à rede elétrica no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Registros eletrônicos da medição da energia. O medidor atualmente selecionado é o modelo Q1000, fornecido pela Schumberger.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	251.066
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A eletricidade entregue à rede elétrica será monitorada pelo projeto (vendedor) e pelo comprador da eletricidade, através de medidor de energia conectado à rede e através de recibos de venda. A eletricidade líquida fornecida à rede será medida a cada cinco minutos. Esses dados serão registrados a cada hora pelo vendedor e enviados para a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo, e os equipamentos serão regularmente calibrados.
Comentário:	Este dado será usado para calcular as reduções de emissões obtidas através da atividade de projeto. Os dados serão eletronicamente arquivados até dois anos após o término do período de obtenção de créditos.

Dado / Parâmetro:	<i>Área do Reservatório</i>
Unidade do dado:	Metros quadrados
Descrição:	Área de superfície do reservatório completamente preenchido
Fonte do dado a ser usada:	Imagens de Satélite
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Ao aplicável ao cálculo das reduções de emissões
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição a ser feita no início do projeto, a fim de assegurar que não há aumento da área ocupada pelo reservatório.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A serem adotados somente uma vez, após o início das operações de cada pequena central hidrelétrica.
Comentário:	

**B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:**

De acordo com a metodologia ACM0002, versão 06, exige-se o monitoramento dos seguintes parâmetros:

- Geração de eletricidade por parte da atividade do projeto proposto;
- Dados necessários para recalculer o fator de emissão de margem de operação, se necessário, com base na escolha do método para determinar a margem de operação (OM), consistentes com a “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (ACM0002);
- Dados necessários para recalculer o fator de emissão da margem de construção (BM), se necessário, em consonância com a “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”(ACM0002);

Dado que o fator de emissão é calculado *ex-ante*, o único parâmetro a ser monitorado é a eletricidade gerada pelo projeto. O projeto seguirá com as medidas necessárias para o controle energético e o monitoramento. Em conjunto com as informações produzidas tanto pela ANEEL como pelo ONS, será possível monitorar o mix energético da rede, a fim de recalculer a margem combinada a cada renovação do período de obtenção de créditos.

Antes do primeiro período de obtenção de créditos será preparado o Plano de Monitoramento, cobrindo os aspectos para garantir a qualidade e a confiabilidade do processo de monitoramento incluindo, essencialmente, os seguintes itens:

- Procedimentos de treinamento, atualização periódica e eventual substituição de operadores ou outros membros do pessoal envolvido no processo de monitoramento;
- Procedimentos para garantia da qualidade e calibração dos equipamentos de medição;
- Procedimentos para arquivamento e backup dos dados monitorados;
- Procedimentos para registro de atividades relacionadas aos assuntos mencionados acima.

A entidade responsável pelo processo de monitoramento será a AES Tietê S.A., por meio de seu *Centro de Operação da Geração* (COG) localizado no município de Bauru, estado de São Paulo. A AES Tietê será responsável pela coleta, administração e arquivamento dos dados. O Plano de Monitoramento será baseado no procedimento de controle interno denominado “Procedimentos para Estabelecimento de Fronteiras e Responsabilidades sobre o Sistema de Medição para Faturamento da AES Tietê S.A. (MED-001)”, que atua como diretriz para o controle energético e o monitoramento, em concordância com os procedimentos pré-definidos pelo ONS²⁸ e aprovados pela ANEEL.

²⁸ Os procedimentos de controle e monitoramento do ONS podem ser vistos no site <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Estes incluem documentos normativos definindo as exigências necessárias para que os agentes do setor de eletricidade operem dentro do sistema nacional de eletricidade integrado.

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

Data de conclusão: 01/10/2007

Nome da pessoa/entidade responsável:

- Demóstenes Barbosa Silva, AES Tietê para a AES Rio PCH Ltda.

Rua Lourenço Marques, 158 , 2º andar
CEP 04547-100, São Paulo - Brasil
Tel. (55 11) 2195-2303

- João M. Franco, MGM International SRL

Av. Luis Carlos Berrini, 1297 cj.121
CEP 04571-010, São Paulo - Brasil
Tel. (55 11) 5102-3844

MGM International e AES Tietê S.A. não são participantes do projeto.

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:**

03/07/2007

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto:

30 anos, 0 meses

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

Período de obtenção de créditos renovável

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável**C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

01/01/2010



O período de obtenção de créditos terá início em 1º de janeiro de 2010 ou na data de registro da atividade do projeto de MDL, o que vier depois.

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

7 anos, 0 meses

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:**C.2.2.1. Data de início:**

NA

C.2.2.2. Duração:

NA

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:**

Embora diversas pequenas centrais hidrelétricas necessitem receber uma avaliação de impacto ambiental mais rápida, a legislação federal brasileira estabelece os seguintes passos:

Previamente ao processo de Engenharia, Aquisição e Construção, uma central hidroenergética deve se submeter a uma avaliação ambiental preliminar a fim de receber uma LP (Licença Prévia). Com tal licença em mãos, o proprietário do projeto deve detalhá-lo e, tendo o projeto detalhado em mãos, submetê-lo à mesma Agência Ambiental responsável pela licença prévia. A partir dessa avaliação de segundo turno, em caso de resultado positivo, será obtida a LI (Licença de Instalação), que estabelece os requisitos para a construção da central hidroenergética. Estes requisitos normalmente se referem à assistência a ser prestada durante a fase de construção, mais do que a programas a serem designados para propósitos específicos, como preservação do estoque de peixes, recuperação de áreas ciliares, etc. A licença final é a LO (Licença de Operação).

Um EIA (Estudo de Impacto Ambiental) foi efetuado para cada uma das pequenas centrais hidrelétricas propostas, e analisados pela Agência Ambiental do Estado, FEEMA²⁹.

²⁹ FEEMA – Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente, www.feema.rj.gov.br, responsável pelas licenças ambientais.



As centrais energéticas possuem as Licenças Prévia e de Instalação emitidas pela FEEMA:

- (LP): FE 2586 (válida até 08/01/2006)
- (LP): FE 2587 (válida até 08/01/2006)
- (LP): FE 2588 (válida até 08/01/2006)

- (LI): FE013396 (emitida em 05/10/2007)
- (LI): FE013398 (emitida em 05/10/2007)
- (LI): FE013397 (emitida em 05/10/2007)

Essas LIs permanecem válidas por um período de 03 anos.

Não se esperam impactos transfronteiriços por parte desta atividade de projeto.

Contribuição da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável local

Espera-se que a implementação da atividade do projeto traga diversos impactos positivos para o desenvolvimento sustentável. Dentre os benefícios ambientais e sócio-econômicos que são esperados com a implementação dos projetos de pequenas centrais hidrelétricas propostos, é possível mencionar:

- a) Geração de empregos, durante a construção das três centrais energéticas, para um número médio de 480 a 785 pessoas para um período de 18 a 24 meses.
- b) Geração de empregos permanentes durante a vida útil operacional dos três projetos. São necessários, no mínimo, 15 funcionários para assegurar o funcionamento dessas centrais.
- c) Desenvolvimento da infra-estrutura rural: criação de estradas ou melhoria das existentes, estabelecimento de escolas e outras comodidades, tais como instalações médicas, linhas regulares de ônibus, etc.
- d) Desenvolvimento da infra-estrutura urbana: investimento em estações de tratamento de água, instalações de coleta e tratamento de efluentes, locais para disposição final de resíduos sólidos urbanos e sistema de monitoramento da qualidade da água do rio;
- e) Criação de áreas de conservação local – como parques e reservas – para promover a conservação da vida selvagem e de espécies animais e vegetais ameaçadas de extinção;
- f) Implementação de um programa de restauração de áreas de mata ciliar, através da promoção da regeneração natural e do reflorestamento, onde necessário, a fim de criar as condições para melhorar a qualidade da água ao longo do rio Piabanha e de seus afluentes;
- g) Implementação de estufas e viveiros de sementes, com o propósito de replicar mudas de espécies de vegetação nativa, a serem plantadas através do programa acima mencionado;
- h) Implementação de um programa de monitoramento de espécies de peixes, a fim de pesquisar as espécies locais, sua variabilidade genética, população e disponibilidade para pesca esportiva;



- i) Implementação de um programa de restauração de espécies de peixes, através da proteção de alevinos e, se necessário, criação e reprodução artificial para soltura dos espécimes jovens no rio;
- j) Promoção do uso recreacional do lago do reservatório, com o objetivo de gerar receita local através da utilização comercial do reservatório e de suas margens;
- k) Atendimento das demandas energéticas da região por meio da geração de eletricidade sustentável.
- l) Redução de gases de efeito estufa e poluentes atmosféricos (especialmente NO_x, SO₂, particulados) gerados pela queima de combustíveis fósseis.

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 corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

Os projetos propostos são centrais de energia hidrelétrica a fio-de-água, portanto, o impacto ambiental é muito pequeno se comparado a outras alternativas de geração de energia. As Licenças (LIs) para todas as três pequenas centrais hidrelétricas foram emitidas pela FEEMA com base em um Programa Ambiental aprovado concebido pela FEEMA e pelo proponente do projeto.

**SEÇÃO E. Comentários dos atores****E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:**

A Resolução número 1, emitida pela CIMGC (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima), a AND brasileira, estabeleceu que a consulta deve ser realizada pelo proponente do projeto com as entidades a seguir, pelo menos:

- Prefeitura e Câmara de Vereadores
- Agências de Meio Ambiente Estaduais e Municipais
- Fórum Brasileiro de ONGs
- Associações Comunitárias
- Ministério Público

As seguintes partes interessadas (atores) foram convidadas pelo correio para participar deste processo, em 12 de setembro de 2007:

- Prefeitura Municipal de Areal
- Secretaria de Obras, Serviço Público, Transporte, Agricultura e Meio Ambiente de Areal
- Câmara Municipal de Areal
- Associação Comercial e Industrial de Areal
- Prefeitura Municipal de Paraíba do Sul
- Secretaria Municipal de Infra-Estrutura e Meio Ambiente de Paraíba do Sul
- Câmara dos Dirigentes Lojistas de Paraíba do Sul
- Câmara Municipal de Paraíba do Sul
- Prefeitura Municipal de Petrópolis
- Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Petrópolis
- Câmara Municipal de Petrópolis
- Casa da Cidadania - Petrópolis
- Associação Comercial e Empresarial de Petrópolis
- Prefeitura Municipal de Três Rios
- Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Três Rios
- Câmara Municipal de Três Rios
- SICOMÉRCIO – Três Rios
- 6º Centro de Apoio Operacional de Defesa da Cidadania do Consumidor e Proteção ao Meio Ambiente e Patrimônio Cultural
- Centro Regional de Apoio Administrativo e Institucional de Petrópolis
- Ministério Público do Rio de Janeiro
- Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente - FEEMA
- Secretaria de Estado do Ambiente - SEA
- Associação de Usuários das Águas do Médio Paraíba do Sul – AMPAS
- Comitê de Bacia Hidrográfica do rio Piabanha e Sub-bacias Hidrográficas dos rios Paquequer e Preto



- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente

Os seguintes documentos foram disponibilizados ao público no website <http://www.aestiete.com.br> a todos os potenciais atores:

- Resumo Executivo
- Documento de Concepção de Projeto (DCP)
- Anexo III (relacionado à Resolução nº 1 da CIMGC)

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido até o momento. Dar-se-á a consideração devida a qualquer comentário que venha a surgir durante o processo de validação.

E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Considerando que nenhum comentário foi recebido até o momento, não foi necessário promover ajustes ao projeto.

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

Organização:	AES Rio PCH Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Lourenço Marques, 158, 2º andar
Edifício:	Brasiliana House
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	04547 - 100
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 2195-2304
FAX:	+ 55 11 2195-2300
E-Mail:	vito.mandilovich@aes.com
URL:	http://www.aestiete.com.br
Representado por:	Vito Joseph Mandilovich
Cargo:	Vice-Presidente de Geração Energética
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Mandilovich
Nome:	Vito Joseph
Departamento:	Geração de energia
Celular:	
FAX direto:	+ 55 11 2195-2300
Tel. direto:	+ 55 11 2195-2304
E-Mail pessoal:	vito.mandilovich@aes.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público será utilizado nesta atividade de projeto.

Anexo 3**INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE**

Os dados básicos e o cálculo da linha de base são apresentados em uma planilha eletrônica disponibilizada para a EOD durante o processo de validação. Nesta planilha, podemos ver todas as fórmulas, dados e resultados que compõem o Fator de Emissão adotado no presente projeto.

A tabela abaixo apresenta a conclusão da planilha eletrônica:

Prepared by AgCert, EcoAdvance, Ecoinvest, Ecoenergy, EcoSecurities and MGM

Source: Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do SIN (daily reports from Jan. 1, 2006 to Dec. 31, 2006)

Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline	EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	λ_y	Generation [MWh]	
2006	0,8071	0,4185	315.192.117	
2005	0,9653	0,5275	315.511.628	
2004	0,9886	0,4937	301.422.617	
	$EF_{CM, simple\ adjusted}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{EM, 2006}$	Default EF_y [tCO ₂ /MWh]	
	0,4749	0,0903	0,2826	
	Alternative weights	Default weights		
	$w_{CM} = 0,75$	$w_{CM} = 0,5$	Alternative EF_y [tCO ₂ /MWh]	
	$w_{BM} = 0,25$	$w_{BM} = 0,5$	0,379	

$EF_{CM, average}$ [tCO ₂ /MWh]	Imports (MWh)	
	net intl	net national
2006	0	3.865.158
2005	0	0
2004	0	0



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

Segundo a metodologia de monitoramento consolidada ACM0002, versão 06, onde os participantes do projeto selecionam o cálculo dos fator de emissão em uma base *ex-ante*, pelo menos EG_{γ} será monitorado em conjunto com todos os parâmetros exigidos para recalcular a margem combinada a qualquer momento de renovação de um período de obtenção de créditos.

A metodologia ACM0002 descreve o procedimento e as equações para o cálculo das reduções de emissões a partir dos dados monitorados. Para este projeto específico, aplica-se a metodologia através de um modelo de planilha eletrônica, como parte do Protocolo de Monitoramento. Conforme especificado na Seção B.7.2, a entidade responsável pelas atividades de monitoramento será a AES Tietê S.A.

A equipe da AES Tietê deverá completar mensalmente as planilhas eletrônicas, as quais fornecem os totais anuais em termos de reduções de GEE alcançadas pelo projeto. O modelo contém uma série de planilhas, com diferentes funções:

- Folha de entrada de dados (*Electricity Generation e Grid Emission Factor*)
- Folha de resultados (*Emission Reduction*)

A planilha dispõe de células onde o usuário poderá inserir dados. Já todas as células restantes contém dados computados que não poderão ser modificados pela equipe.

Para facilitar a entrada de dados, utiliza-se uma chave de cores codificadas, como segue:

- **Campos de Entrada:** os **campos amarelo-claros** indicam as células onde os operadores do projeto deverão fornecer os dados de entrada, conforme necessário para executar o modelo;
- **Campos de Resultados:** as linhas de resultados conforme calculado pelo modelo serão mostradas nos **campos verdes**.

A totalidade dos dados monitorados será diariamente salva em backup, e duas cópias eletrônicas de cada documento serão mantidas em diferentes locais (o COG e o Escritório-Sede da AES em São Paulo, Brasil). Esses dados ficarão arquivados por dois anos, posteriormente ao final do período de obtenção de créditos.

**Anexo 5**

REFERÊNCIAS

ACM0002 (2006). Metodologia de Linha de Base Consolidada Aprovada 0002 – Metodologia Consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis. Versão 6, de 19 de maio de 2006. website: <http://cdm.unfccc.int/>.

ANEEL (2006), Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração, Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração –SFG, Agência Nacional de Energia Elétrica, 15 de novembro de 2006. web-site: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37> (Resumo Geral)

Banco Central do Brasil (Histórico das Taxas de Juros). web-site: <http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS>

BNDES (2000). O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº. 53. <http://www.bndes.gov.br/>.

Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba. Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information paper, October 2002.

Ministério das Minas e Energia - Balanço Energético Nacional (BEN) web-site: http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432

OCDE (2001). OCDE Economic Surveys: Brasil. Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, França.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. website: <http://www.ons.gov.br/>.

Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler and J. C. de Souza. *Electric Power Options in Brazil*. Pew Center on Global Climate Change, 2000.