



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-SSC-DCP)
Versão 03 – 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 de projeto/período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos Stakeholders

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade de projeto de pequena escala
- Anexo 2: Informações sobre o financiamento público
- Anexo 3: Informações sobre a linha de base
- Anexo 4: Informações sobre o monitoramento

**Histórico de revisão do documento**

Versão Número	Data	Descrição e razão pela revisão
01	21 de Janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 de Julho de 2005	<ul style="list-style-type: none">• Conselho concordou em revisar o CDM SSC PDD para refletir a orientação e os esclarecimentos fornecidos pelo Conselho desde a primeira versão deste documento.• Como consequência, as diretrizes para a conclusão do CDM SSC PDD foram revisadas de acordo com a segunda versão. A versão mais atualizada pode ser encontrada no endereço http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents.
03	22 de Dezembro de 2006	<ul style="list-style-type: none">• O Conselho concordou em revisar o documento de concepção do projeto CDM para atividades de pequena escala (MDL-SSC-DCP), levando em consideração o MDL-DCP e o CDM-NM.

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala****A.1 Título da atividade de projeto de pequena escala:**

Título: Usinas Hidrelétricas do Rio Jaguari Mirim
Versão: 05
Data: 13/03/2009

Histórico de Revisões:

Versão 01: GSP DCP submetido no dia 26 de Março de 2008
Versão 02: DCP submetido à revisão da EOD no dia 19/06/2008
Versão 03: DCP submetido no dia 21 de Julho de 2008
Versão 04: DCP submetido no dia 09 de Fevereiro de 2009
Versão 05: DCP submetido no dia 13 de Março de 2009

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

>>

O projeto das hidrelétricas do rio Jaguari-Mirim (doravante referido como "o projeto") inclui duas usinas hidrelétricas a fio-de-água com capacidade total instalada de 7,0 MW¹. As pequenas centrais hidrelétricas² incluem a PCH São Joaquim (3,0 MW) e a PCH São José (4,0 MW) localizadas no rio Jaguari-Mirim, no Estado de São Paulo, Brasil. Ambas as usinas podem ser consideradas como novas, pois estas foram desativadas há mais de 40 anos, e exigem investimentos significativos em novos equipamentos e instalações para a geração de energia. As hidrelétricas são consideradas a fio-de-água, por não exigirem o acúmulo de água para sua operação. O reservatório é utilizado somente para garantir uma vazão adequada de água no ponto de entrada. Desta forma, os sistemas hidrelétricos utilizam água em uma razão inferior à que desce o rio.

O objetivo deste projeto é a geração de eletricidade utilizando fontes de água renováveis, e o deslocamento de parte da eletricidade das centrais termicas a combustíveis fósseis conectadas à rede sul/sudeste/centro-oeste. Assim, podem ser alcançadas as reduções das emissões dos gases de efeito estufa (GEE). As reduções anuais estimadas de emissão dos GEE são de 8.634 tCO₂e pelo projeto. Os estudos técnicos básicos foram concluídos em novembro de 2006, e o proponentes do projeto planeja iniciar os trabalhos técnicos no local do projeto em abril de 2008. O início da operação está estimado para outubro de 2009.

A atividade de projeto proposta contribuirá com o desenvolvimento sustentável através:

- da utilização de recursos renováveis hidrelétricos disponíveis na região;
- da criação de oportunidades locais de emprego durante as fases de construção e operação.
- da promoção de incentivos ao desenvolvimento da infra-estrutura rural, ao melhorar as vias de acesso e as linhas de transmissão de eletricidade; e,

¹ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=1&UF=SP:S%C3%83%C6%92O%20PAULO>

² De acordo com a legislação brasileira (Artigo 26, Lei 9.427, de 26/12/96, modificada pelo artigo 4º, Lei 9648, de 27/05/98; e, artigos 2 e 3 da Resolução da ANEEL nº 394, de 04/12/98), todas as centrais hidroenergéticas de 1 MW até 30 MW de capacidade instalada, e com reservatório menor que 3 km² são consideradas de pequeno porte.

**CDM – Executive Board**

- da redução de poluentes ambientais, tais como CO₂, SO₂, NO_x, e poeira derivada das centrais térmicas a combustíveis fósseis.

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 do projeto (sim/não)
Brasil (host)	AES Tietê S.A.	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do 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 aprovação da (s) Parte (s) envolvida (s). Para mais informações sobre os participantes do projeto, veja o Anexo 1.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto de pequena escala:**A.4.1. Localização da atividade de projeto de pequena escala:**

A atividade do projeto esta localizada no município de São João da Boa Vista, no Estado de São Paulo, na 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 de São Paulo

A.4.1.3. Cidade/Município/Comunidade, etc.:

Município de São João da Boa Vista

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

O projeto está localizado no rio Jaguari-Mirim, cujo curso d'água segue direção leste no estado de São Paulo. Ambas as centrais hidrelétricas estão situadas à jusante da cidade de São João da Boa Vista (4 km à jusante da PCH São José, e 14 km na jusante da PCH São Joaquim). As localizações das duas centrais hidrelétricas, tiradas a partir do local de cada casa de força, são: PCH São José (46°48'57"W; 21°56'17"S), e PCH São Joaquim (46°53'34"W; 21°52'26"S). A figura 1.0 mostra a localização geográfica do projeto.



Figura 1 – Local das Pequenas Centrais Hidrelétricas

A.4.2. Tipo e categoria(s) e tecnologia/medida da atividade de projeto de pequena escala:**1. Tipo e categoria (s) da atividade do projeto de pequena escala:**

De acordo com a categorização do Apêndice B para as modalidades e procedimentos simplificados no que concerne às atividades do projeto de pequena escala do MDL, o tipo e a categoria do projeto são definidos da seguinte forma:

Tipo I: Projetos de energia renovável

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

2. Tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto de pequena escala:

O projeto proposto utilizará a energia potencial gerada pela vazão de queda do rio Jaguari-Mirim através de diques de desvio para turbinas hidráulicas tubulares tipo Kaplan S, para gerar energia. O plano básico de engenharia para ambas as centrais concluídas pela MEK Engenharia em novembro de 2006³ incluiu as especificações técnicas fornecidas pela tabela abaixo. Os equipamentos e a tecnologia utilizados neste projeto foram aplicados com sucesso em projetos similares no Brasil e no mundo. As turbinas para a PCH São Joaquim (01 turbina) e PCH São José (02 turbinas) serão fornecidas pela Hacker Industrial Ltda. e pela

³ Consolidação do Projeto Básico - PCH São Joaquim, Relatório Técnico, MEK Engenharia, novembro de 2006; Consolidação do Projeto Básico - PCH São José, Relatório Técnico, MEK Engenharia, novembro de 2006.



CDM – Executive Board

Semi Industrial Ltda., respectivamente⁴. Os geradores para ambas as centrais (01 gerador para a PCH São Joaquim e 02 geradores para a PCH São José) serão fornecidos pela Flessak Eletro Industrial Ltda⁵.

Parâmetro	PCH São José	PCH São Joaquim
Vazão média (m ³ /s)	143	16,8
Área do reservatório (km ²)	0,01	0,083
Densidade energética (W/m ²)	4,00	36,14
Volume do reservatório (10 ⁶ m ³)	0,08	0,59
Elevação (m)	21,32	15,20
Capacidade instalada (kW)	4000	3.000
Turbina	2 Kaplan S, eixo horizontal, 450 rpm	1 Kaplan S, eixo horizontal, 300 rpm
Gerador	2,30 MVA, 450 rpm, 4,16 kV	3,4 MVA, 300 rpm, 4,16 kV
Vazão nominal da turbina (m ³ /s)	10,40	11,8

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 duas pequenas centrais hidrelétricas até Outubro de 2009, conforme indicado no calendário abaixo.

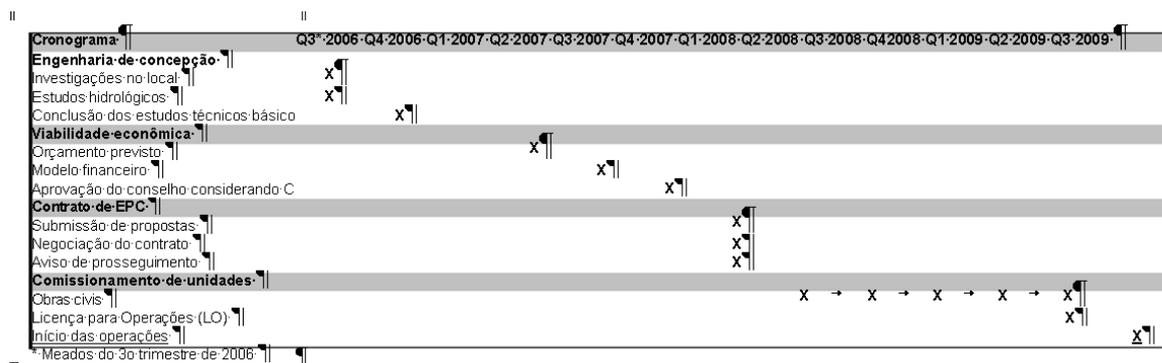


Figura 2 – Cronograma do projeto

Com base nos estudos de descarga completados, a energia assegurada estimada para a PCH São José é de 1,89 MW (dado um fator de capacidade de 47%), e para a PCH São Joaquim é de 1,59 MW (dado um fator de capacidade de 53%). Assim, a energia total estimada assegurada para as duas centrais é de 30.543 MWh por ano.

O *know-how* técnico será transferido para as equipes de operação e manutenção locais através de 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 inteiramente fornecidos por fabricantes nacionais.

⁴ Contrato número DC/PCH/004/2008 e número DC/PCH/005/2008

⁵ Contrato número DC/PCH/008/2008

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

O projeto se aplica a um período de obtenção de créditos renovável. Espera-se que o primeiro período de 7 anos de obtenção de créditos renovável inicie-se em 1º de Outubro de 2009, e siga até 30 de setembro de 2016. As reduções de emissões a serem alcançadas pelo projeto durante o primeiro período de obtenção de créditos são mostradas na tabela abaixo:

Anos	Estimativa anual de redução das emissões em toneladas de CO ₂ e
2009 (01/10 – 31/12)	2.158
2010 (01/01 – 31/12)	8.631
2011 (01/01 – 31/12)	8.631
2012 (01/01 – 31/12)*	8.655
2013 (01/01 – 31/12)	8.631
2014 (01/01 – 31/12)	8.631
2015 (01/01 – 31/12)	8.631
2016 (01/01 – 30/09)	6.473
Total de Redução de Emissões (toneladas de CO ₂ e)	60.441
Número total de anos de obtenção de créditos	7
Média Anual das reduções estimadas ao longo do período de obtenção de créditos (toneladas de CO ₂ e)	8.634

*2012 é ano bissexto.

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

O projeto não recebeu nenhum financiamento público de uma Parte do Anexo I da Convenção.

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

De acordo com o Apêndice C dos procedimentos e modalidades simplificadas para as atividades do projeto de pequena escala de MDL, a atividade do projeto de pequena escala proposta deverá ser considerada um componente separado de uma atividade de projeto de grande escala, caso haja uma atividade do projeto de pequena escala de MDL registrada, ou uma solicitação de registro de outra atividade do projeto de pequena escala:

- Pelos mesmos participantes do projeto;
- Na mesma categoria e tecnologia / medida do projeto; e,
- Registrada nos dois anos anteriores; e
- Cujo limite do projeto esteja no raio de 1 km do limite da atividade do projeto de pequena escala proposta, no local mais próximo.

Quanto ao projeto proposto, não existe outro projeto que atenda as condições acima. Portanto, o projeto não é um componente separado de qualquer atividade do projeto de escala maior.

**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:**

AMS-I.D. Geração de eletricidade renovável conectada à rede, versão 13

Para mais informações sobre a metodologia, visite o *link* abaixo:

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

B.2 Justificativa da escolha da categoria de projeto:

A atividade do projeto utiliza energia hidrelétrica para a geração de eletricidade, a qual se encaixa na categoria das tecnologias de energia renovável. Já que a capacidade do projeto proposto é de 7,0 MW, não excedendo a capacidade limiar de 15 MW, o projeto pode ser considerado como uma atividade do projeto de pequena escala do MDL. A energia gerada será exportada para a rede sul/sudeste/centro-oeste. Portanto, de acordo com as modalidades de pequena escala do MDL, a atividade do projeto se encaixa no Tipo-I Projetos de Energia Renovável e Categoria I.D. Geração de eletricidade renovável conectada à rede⁶. A atividade do projeto não consiste em um sistema conjugado de calor e energia (co-geração). O projeto inclui a construção de duas plantas pequenas em localidades onde há mais de 40 anos operavam plantas hidrelétricas originais. Somente infra-estrutura antiga ainda permanece das antigas plantas hidrelétricas como ilustrado pela figura abaixo, tiradas em Junho de 2007.

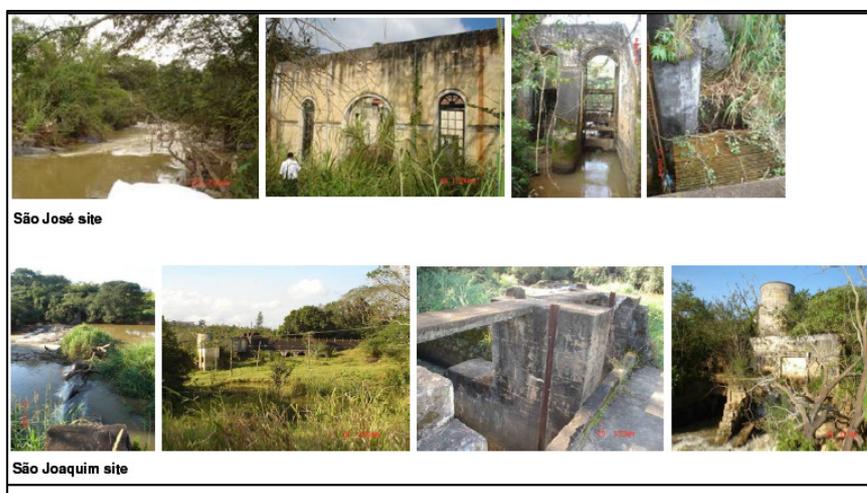


Figura 3 – Ruínas das plantas hidroelétricas originais

⁶ Segundo a definição de atividade do projeto de Pequena Escala de energia renovável no Parágrafo 6 da Decisão 17/cp.7 no documento FCCC/CP/2001/13/ADD/2, e no Apêndice B da decisão 21/cp.8 do documento FCCC/CP/2002/7/Add.3, dos procedimentos simplificados para atividades de pequena escala: Tipo I.D – Geração de Eletricidade Renovável para uma Rede, como "Esta categoria engloba unidades de geração de energia renovável, tais como fotovoltaica, hidrelétrica, marítima, eólica, geotérmica e biomassa, que fornecem eletricidade para um sistema de distribuição elétrica que é ou teria sido suprido por pelo menos uma unidade geradora à biomassa não-renovável ou à combustível fóssil".

**B.3. Descrição do limite do projeto:**

O limite do projeto inclui o local físico e a área do reservatório para as duas 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), 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.

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

As alternativas realistas e críveis à atividade do projeto são:

1. Instalação de uma nova usina hidrelétrica a fio-de-água com capacidade instalada de 7 MW não-idealizada como atividade de projeto do MDL;
2. Construção de uma central térmica à combustível fóssil com quantidade equivalente de produção anual de eletricidade;
3. Construção de uma central elétrica utilizando outras fontes de energia renovável com quantidade equivalente de produção anual de eletricidade; e,
4. Continuação da situação atual: a eletricidade continuaria a ser gerada pelo *mix* de geração operando atualmente na rede de transmissão.

Todas as quatro alternativas ao cenário de linha de base estão de acordo com os requisitos legais ou regulatórios.

Dos quatro cenários da linha de base:

- Cenário 1 foi considerado, e as barreiras relacionadas a esta alternativa são explicadas na seção B.5;
- Cenário 2 foi excluído com base no compromisso da AES Tietê para aumentar a geração de energia renovável e na economia desfavorável de investir-se em uma unidade térmica de pequeno porte no estado de São Paulo;
- Cenário 3 ou outras fontes de energia renovável (tais como energia eólica, solar e geotérmica) foram excluídas com base na indisponibilidade destes recursos no estado de São Paulo, assim como as dificuldades e as barreiras de tecnologia e investimento. O retorno econômico para uma central elétrica renovável equivalente à extensão da atividade do projeto proposta deveria ser desfavorável; e,
- Cenário 4 ou a continuação do *mix* de geração de energia existente é considerado o cenário de linha de base prático e viável, e aquele que não enfrenta barreiras proibitivas.

**CDM – Executive Board**

De acordo com a metodologia de linha de base AMS-I.D, versão 13, a linha de base é o kWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicada por um coeficiente de emissão (medido em kg CO₂e/kWh), calculado de uma maneira transparente e conservadora como:

(a) Uma margem combinada (CM), que consiste de uma combinação de margem de operação (OM) e margem de construção (BM), de acordo com os procedimentos prescritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", versão 01.

Qualquer um dos quatro procedimentos para calcular a margem de operação pode ser escolhido, mas as restrições para utilizar os cálculos para a OM Simples e a OM Média devem ser consideradas; ou,

(b) A média ponderada das emissões (em kgCO₂/kWh) do *mix* de geração atual. Os dados do ano no qual a geração do projeto ocorre devem ser utilizados.

A opção (a) é selecionada para este projeto.

Das quatro opções dadas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", versão 01:

- (a) OM Simples,
- (b) OM Simples Ajustado,
- (c) Análise dos Dados de Despacho,
- (d) OM Média.

A opção (b), OM Simples Ajustado, é escolhida devido às restrições metodológicas incluídas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" versão 01, para as opções de OM Simples e de Análise dos Dados de Despacho. O método da OM simples (opção a) pode somente ser utilizado se os recursos de baixo custo operacional/despacho obrigatório constituir menos de 50% da rede total de geração em: 1) média dos cinco anos mais recentes, ou 2) com base nas médias de longo prazo para a produção de hidroeletricidade. Este não é o caso para o sistema de eletricidade do projeto a ser considerado. Os recursos de baixo custo operacional/despacho obrigatório constituem mais que 50% do total da rede de geração. A análise dos dados de despacho (opção c) não foi aplicada, devido ao fato de que a informação sobre o despacho horário para unidades geradoras na margem não está disponível publicamente no Brasil. A OM simples ajustado foi preferida ao invés do método da OM média (opção d).

Para OM simples ajustado, o fator de emissão é calculado utilizando a opção *ex ante*: uma média ponderada de geração de 3 anos, com base nos mais recentes dados disponíveis no momento da submissão do MDL SSC-DCP à EOD para validação, sem requisitos para monitorar e recalculá-los os fatores de emissão durante o período de obtenção de créditos.

Assim, a linha de base para este projeto é a margem combinada (CM) para a rede sul/sudeste/centro-oeste calculada de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" versão 01, considerando uma OM simples ajustado. A eletricidade entregue à rede pelo projeto teria sido gerada de outra forma pela operação de centrais hidrelétricas conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, como refletidas nos cálculos da CM. Na ausência do projeto, a eletricidade continuaria a ser gerada pelo *mix* de geração existente, operando na rede.

As emissões de linha de base foram calculadas com base nas seguintes variáveis e fontes de dados oficiais para a rede sul/sudeste/centro-oeste.



CDM – Executive Board

Variáveis	Unidade	Fontes ⁷
Capacidade instalada	MW	ANEEL
Tipo de combustível por planta	-	ONS
Fator de emissão de combustível	tC/TJ	IPCC (2006)
Carbono de fração oxidado	%	IPCC (2006)
Data de início da operação	-	ANEEL
Produção de energia por planta	MWh	ONS
Dados de carga para cálculos lambda	-	ONS
Energia fornecida à rede pelo projeto no ano y	MWh	MEK Engenharia (2006)

Os cálculos para a CM foram preparados e consolidados por AgCert, EcoAdvance, Ecoinvest, Econergy, Ecosecurities e MGM International, e são baseados no período 2004-2006.

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

A metodologia aprovada AMS-I.D, versão 13, recomenda o uso do Anexo A ao Apêndice B dos procedimentos e modalidades simplificadas para a atividade do projeto do MDL de pequena escala para determinar se o projeto foi adicional. O Anexo A pede aos proponentes do projeto para justificarem a adicionalidade ao mostrarem que a atividade do projeto (e também a redução das emissões dos GEE) enfrentou barreiras proibitivas tais como: barreiras com relação ao investimento, à tecnologia e outras.

O projeto proposto enfrenta uma combinação destas barreiras, incluindo: barreira institucional (por exemplo, falhas não-relacionadas ao mercado), barreiras de investimento para projetos de pequena escala para energia renovável, e barreiras devido à prática predominante. O projeto foi então proposto como um projeto do MDL com a finalidade de superar estas barreiras.

Barreira institucional

Nos anos 90, uma reforma orientada pelo mercado foi introduzida no setor elétrico brasileiro com o objetivo de atrair e aumentar o investimento privado. Esta política estava de acordo com as recomendações das agências multilaterais, tais como o FMI, com o objetivo de modificar a função do Estado na economia brasileira. O plano de expansão da Eletrobrás, com validade de 10 anos (2000-2009), publicado em 1999, enfatizou a necessidade de investimentos privados, a fim de diversificar a matriz energética do país (com base na energia hidrelétrica), principalmente ao induzir investimentos na geração térmica baseada em gás natural. No ano 2000, o governo federal lançou o "Plano Prioritário de Termelétricas (PPT)"⁸, a fim de fornecer uma ênfase necessária na geração de energia térmica.

Uma nova estrutura institucional foi estabelecida com o conceito da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 1996, com a missão de fornecer condições favoráveis para o desenvolvimento do mercado

⁷ ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), IPCC (Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas, ONS (Operadora Nacional do Sistema).

⁸ Decreto Federal 3.371 de 24 de Fevereiro de 2000, e Diretiva 43 do MME, de 25 de Fevereiro de 2000.

**CDM – Executive Board**

energético em um ambiente equilibrado entre os representantes. A responsabilidade da ANEEL inclui: regular e supervisionar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; mediar interesses conflitantes entre os representantes; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia elétrica; garantir taxas de eletricidade justas; cumprir o investimento através de entidades reguladoras; incentivar a concorrência entre as operadoras e garantir o acesso universal aos serviços. Duas instituições adicionais, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAES) também foram concebidos para controlar a geração, transmissão e operação, e para definir regras e procedimentos comerciais para o mercado em curto prazo, respectivamente.

Apesar desta nova estrutura regulatória orientada pelo mercado, os riscos mercadológicos e regulatórios permaneceram significativos, resultando em uma taxa baixa de investimentos privados, e na conseqüente falta de energia no período 2001-2002. As mudanças institucionais realizadas não trataram propriamente de especificidades importantes do setor energético brasileiro em termos de complexidade e estrutura de custos. Seguindo a crise energética, especialistas do setor afirmaram que o processo de reforma foi inadequado, principalmente porque ele falhou em garantir a segurança no fornecimento.

Em 2004, o governo recentemente eleito decidiu revisar 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 oferta e demanda de eletricidade são coordenadas por uma "pool de demanda" a ser estimado pelas companhias distribuidoras, que têm que 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 desejam mudar do *pool* para o mercado livre (5 anos de antecedência em caso contrário). Espera-se que estas condições tornem-se mais flexíveis no futuro. Se a demanda real for maior que a oferta projetada, as companhias distribuidoras terão que comprar a eletricidade no mercado livre. De outra forma, deverão vender o excedente de eletricidade no mercado livre. As distribuidoras poderão transferir aos consumidores finais a diferença entre a eletricidade adquirida 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 deste limite, as distribuidoras terão que arcar com estes custos.

O governo optou por um sistema institucional centralizado, reforçando o papel do 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 este portfólio ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). 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 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), encarregado de monitorar as tendências oferta e demanda de eletricidade.

**CDM – Executive Board**

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 representadas⁹. 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 criadas¹⁰;
- Falta de regras transparentes e flexíveis para a fase de transição entre os mercados de eletricidade livre e regulamentado;
- Volatilidade de preços em curto prazo devido à dependência do setor pela energia hidrelétrica (e, portanto, dos níveis de precipitações chuvosas)¹¹ e incertezas relacionadas aos negócios envolvendo o gás natural; e,
- Ausência de regras definidas para a separação de companhias verticalmente integradas (geradoras e distribuidoras).

Andrade (2006), como referenciado na página 42 do DCP, introduz uma outra modalidade de incerteza relacionada com novos projetos de geração de eletricidade (especificamente centrais hidrelétricas pequenas): falta de regras claras com relação às responsabilidades pela conexão da planta com a rede de distribuição de eletricidade. Dado que a maioria das PCHs (e de outros projetos de geração de energia renovável de pequena escala) são instalados em baixa tensão (abaixo de 230 kV), e portanto, não são reguladas pela ANEEL resolução 281/99 que define acesso a rede básica de eletricidade (tensões acima de 230 kV). Atualmente, geradores de pequena escala estão sujeitos a requerimentos técnicos e operacionais das próprias empresas de distribuição, sem a padronização e uma divisa clara de responsabilidades entre o distribuidor e o gerador.

Barreira de investimentos para projetos de energia renovável de pequena escala

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 pequena escala, devido às economias de escala alcançadas por projetos maiores. Especificamente relacionado aos projetos hidrelétricos de pequeno porte, os fracassos de mercado e aqueles não-relacionados ao mercado estão afetando negativamente os incentivos de preços. Em junho de 2007, um leilão público de energia para fontes renováveis (por exemplo, energia eólica, PCHs e biomassa) foi conduzido com um preço máximo de US\$70,12¹² para projetos hidrelétricos de pequeno porte. Este preço máximo foi considerado insuficiente pelo setor energético, como um valor adequado de referência para este tipo de energia renovável¹³. Além de preços não competitivos, altas taxas de juros e impostos, dificuldades na obtenção de licenças ambientais impedem a construção em potencial de pequenas centrais hidrelétricas. Os desenvolvedores de projetos

⁹ Para uma revisão das reformas institucionais e regulatórias por favor se referir a Correia *et al.* (2006)

¹⁰ O quinto relatório anual de avaliação da ANEEL, produzido pela Câmara de Comércio dos EUA no Brasil (AMCHAM), indicou que o nível de interferência do governo no processo de tomada de decisão da agência aumentou substancialmente em 2007 comparado à 2006 (26 pontos percentuais). Para ver o relatório completo, acesse <http://www.amcham.com.br>. Souto (2006) também oferece uma revisão da interferência do Estado

¹¹ Edgard Antônio Pereira. Formação de Preços de Curto Prazo no Setor Elétrico Brasileiro (Setembro, 2008). Para uma explicação se referir a: <http://mercadoe.blogspot.com/2008/07/volatilidade-do-pld-e-dinmica-de.html> and Araujo (2001).

¹² Valor equivalente a BRL134,99 considerando uma taxa de câmbio de 1,9251 BRL/US\$ em 1º de Junho de 2007 (Fonte: Banco Central do Brasil).

¹³ Revista Brasil Energia n. 320, Julho 2007.

**CDM – Executive Board**

precisam contrabalançar esses riscos frente a opções alternativas de investimentos, bem como o elevado nível de garantias exigido para financiar este recurso renovável. 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 2001 pela Eletrobrás, em parceria com o BNDES¹⁴, 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 PROINFA¹⁵ (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 em termos de garantias exigidas e preços adequados para a energia gerada. O objetivo do programa de gerar 3.300 MW até o final de 2007 a partir de fontes de energia renovável não foi atendido¹⁶. Em Dezembro de 2007, 40 plantas de energia renovável estavam em operação, com uma capacidade de gerar um total de 1.048 MW, ou 32% do objetivo. Outros 105 projetos na estrutura do programa apresentaram o potencial de adicionar 2.346 MW, se concluídos. Destes 105 projetos, quase a metade estão enfrentando problemas significativos como: o licenciamento ambiental, capacidade técnica, e contratação e entrega de equipamentos. Com base nas obrigações contratuais estabelecidas com a ANEEL, 65 do total de plantas de geração na estrutura estão oficialmente em atraso e podem sofrer penalidades. A primeira fase do PROINFA contratou um total de 1.195 MW de 63 projetos hidrelétricos de pequeno porte. A tabela abaixo ilustra a condição atual destas plantas:

Condição Atual	Quantidade	Potência (MW)	%
Em operação	13	245,9	20,63
Início da operação estimada para 2007	10	209,6	15,87
Início da operação estimada para 2008	34	671,3	53,97
Restrições para a operação em 2008	6	69,1	9,52
Total	63	1195,9	

Fonte: III Conferência de PCH Mercado e Meio Ambiente – Pequenas Centrais Hidrelétricas Perspectivas e Desafios. Energest, 10/10/2007

Das 50 pequenas centrais hidrelétricas que ainda não estão em operação, mas que devem entrar em operação de acordo com a tabela acima, mais da metade (28) não está dentro do cronograma apresentado

¹⁴ Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

¹⁵ O PROINFA foi instituído pela Lei nº 10.438/2002 e revisado pela Lei nº 10.762/2003. Para mais informações, acesse: http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5

¹⁶ Fonte: Folha de São Paulo (Dezembro de 2007). Programa de Fonte Alternativa está Atrasado. <http://www.ecodebate.com.br/2008/01/22/proinfa-programa-de-fonte-alternativa-esta-atrasado/>

**CDM – Executive Board**

pela ANEEL (Energest, 2007). Os participantes do projeto não se inscreveram no PROINFA, e, portanto, não têm acesso aos benefícios do programa. Em todo caso, estes resultados demonstram que os incentivos fornecidos pelo PROINFA foram insuficientes para que os desenvolvedores do projeto reduzam o risco do mercado e encontrem um financiamento disponível. 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.

Os especialistas divergem a respeito da possibilidade de criar condições de mercado favoráveis para novos investimentos em mercados de eletricidade completamente liberalizados (Banks, 2003 e Watts 2001). A falta de consenso com relação à possibilidade de mercados competitivos para garantir a segurança de longo prazo para o abastecimento provém do seguinte: a atratividade de investimentos depende da competitividade de novos projetos. Entretanto, tal competitividade depende da estrutura de custos do setor energético. Em alguns países, novos projetos de geração apresentam custos muito menores do que a capacidade de geração estabelecida com base em usinas termelétricas ineficientes a carvão ou a óleo. Contudo, o setor energético em outros países é baseado em capacidade de geração nuclear ou hidrelétrica com baixo custo (como no Brasil). Neste países, em geral, os novos projetos para a geração de eletricidade apresentam custos maiores que a capacidade instalada.

Quando o custo marginal de expansão tende a crescer, a tarefa de implementar um mercado livre para a eletricidade torna-se um desafio. Este é o caso do Brasil. Já que a nova capacidade tende a custar mais que a capacidade instalada, novos projetos apresentam dificuldades em obter os contratos de PPA. Por outro lado, o governo tende a hesitar ao deixar toda a eletricidade produzida ser apreçada no nível dos custos marginais. A falta de abastecimento de energia leva o governo e os reguladores a interferirem mais no mercado. Já que os custos marginais de longo prazo estão aumentando, as distribuidoras e os consumidores não têm interesse em contratar a maior parte da eletricidade necessária nos mercados para venda à vista, sabendo que este preço tende a aumentar. Os aumentos de preço tendem a criar uma forte oposição à liberalização do mercado.

Barreira devido à prática predominante

Em termos de acrescentar nova energia ao sistema, o mais recente balanço sobre a energia no Brasil e relatório de previsão¹⁷ especifica que a capacidade instalada do Brasil aumentou 5,9% a partir do período 2005-2006 para 419,3 TWh. Aproximadamente 74% do fornecimento de eletricidade é abastecido por fontes hidrelétricas e 12,3% de fontes térmicas. As PCHs constituem menos de 2% do fornecimento nacional total. O fornecimento de energia térmica (incluindo gás natural, carvão e nuclear) aumentou ao ritmo de quase 10%, enquanto que a hidroenergética aumentou em 3,3%. Um estudo recente publicado pela ANEEL estima que o Brasil tenha que instalar uma carga adicional de 28.000 MW de usinas termelétricas a fim de atender a crescente demanda de eletricidade¹⁸. O Plano de Expansão de 10 anos de

¹⁷ Balanço Energético Nacional 2007. Disponível em:
http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=14131

¹⁸ PNE 2030 - Plano Nacional Energético para 2030", o plano energético e estratégico brasileiro para 2030. O plano ainda não foi concluído, porém várias reuniões foram realizadas.

**CDM – Executive Board**

Energia Elétrica (2006-2015)¹⁹ preparado pelo MME em 2006 calculou que as fontes de energia renovável de pequena escala terão uma participação de 4% (aumento de 1% em 10 anos) em dezembro de 2015, dentro da matriz energética brasileira.

Aprovação do MDL e análise de barreiras

Apesar dos obstáculos institucionais e financeiros enfrentados pelo projeto, a AES Tietê S.A. decidiu realizar o investimento como parte do esforço global da empresa para aumentar seu portfólio de geração de energia renovável no Brasil e em outros países, e reduzir as emissões de gás estufa. Embora os projetos energéticos de grande escala sejam mais atraentes do ponto de vista financeiro (por exemplo, grandes barragens hidrelétricas ou geração de energia térmica), a empresa decidiu aprovar o projeto com base em critérios adicionais, tais como o tipo de fonte de energia e as receitas de CER. É importante considerar que a AES Tietê possui uma alternativa para investir em projetos de grande escala, a fim de obter maiores retornos, e cumprir a sua obrigação na expansão da capacidade dentro do estado de São Paulo. De acordo com o contrato de concessão estabelecido entre a ANEEL e a AES Tietê, a empresa precisa expandir o seu potencial de capacidade em 15% da capacidade atual (2,54 mil MW) ou aproximadamente 400 MW.²⁰ Devido às economias de escala alcançadas por projetos de escala maiores, seria melhor para a AES Tietê alocar recursos humanos e financeiros a fim de atender esta obrigação legal com custos menores. O fato de que a AES Tietê está comprometida a aumentar o seu portfólio de energia renovável, ao financiar projetos que possam gerar CERs, tem sido crítico para a aprovação do Conselho, antes da data de início do projeto (como incluído no 169º memorando da reunião da diretoria, datado de 13/11/2007).

Ações reais adicionais para a continuação da atividade como MDL incluiu a preparação de um DCP adequado; a contratação da TUV SUED como validador da atividade de projeto; a inclusão da atividade de projeto no 'pipeline' de iniciativas de MDL em execução pela AES no Brasil; e, a consideração dos créditos de carbono pela equipe financeira da AES no Brasil para a valoração do projeto. A linha do tempo para estas atividades está incluída na tabela abaixo.

Ações	Data de início
Inclusão do projeto na carteira de projetos de carbono e em desenvolvimento	11/2006
Desenvolvimento do DCP	10/2007
Valoração financeira do carbono	11/2007
Aprovação do projeto pelo conselho da AES Tietê	11/2007
Início da construção	02/2008
Validação pela TUEV SUED	04/2008

Análise da prática comum

Apesar de todos os incentivos do governo para o investimento privado em projetos de energia renovável, a participação de pequenas centrais hidrelétricas no mercado energético brasileiro é ainda insignificante. Com base em dados disponíveis pela ANEEL²¹ no dia 15 de julho de 2008, havia 158 projetos de

¹⁹ http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=7622

²⁰ Contrato de Concessão Nº 92 / 99 - ANEEL - TIETÊ e Edital Nº SF/002/99 Alienação de ações do capital social da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê. Setembro de 1999.

²¹ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.asp?cmbEstados=SP:SÃO%20PAULO>



CDM – Executive Board

pequenas centrais hidrelétricas no Brasil aprovados entre 1998 e 2008, cuja construção não foi iniciada ainda; e as PCHs em operação geram 2% do total de energia elétrica do país.

A fim de completar o argumento de adicionalidade, uma análise de prática comum foi realizada, com base em informações publicamente disponibilizadas pela ANEEL. No estado de São Paulo, onde estão localizadas as Usinas do rio Jaguari-Mirim, há 38 PCHs em operação, que correspondem a aproximadamente 0,65% do total de eletricidade gerada no estado. Para a rede sul/sudeste/centro-oeste²², há 284 PCHs em operação, que correspondem a aproximadamente 2% do total de eletricidade gerada para a rede (a partir de 15 de julho de 2008). As tabelas abaixo resumem a capacidade instalada no estado de São Paulo, e na rede sul/sudeste/centro-oeste respectivamente, incluindo fontes hidrelétricas (CGH, UHE), eólicas (EOL), pequenas centrais (PCHs), térmicas (UTE) e nucleares (UTN).

O Estado de São Paulo é considerado como a região apropriada para a análise de prática comum dado que há um perfil único de energia (i.e. fontes de energia potencial, operacional e alternativas), e a AES Tietê também possui suas obrigações de expansão dentro do Estado de São Paulo, e não em outra localidade²³. Em termos de perfil energético, o Estado de São Paulo é responsável por mais de 60% da produção de açúcar e álcool²⁴, e, portanto, a cogeração de biomassa representa mais de 1,500 MW de capacidade instalada²⁵. Nenhum outro estado Brasileiro individual tem esta capacidade para a cogeração de biomassa. Em segundo lugar, a cogeração a gás natural industrial também inclui uma fonte potencial de energia dado que o Estado é o maior centro industrial do Brasil, e o gasoduto Bolívia-Brasil passa pela região. O elemento principal com relação a cogeração a gás natural é o fornecimento de gás natural de fontes Bolivianas instáveis e de poços de petróleo 'offshore'. Em terceiro, é reconhecido que os recursos hídricos para a geração de eletricidade no Estado já foram explorados. Isto significa que as oportunidades de expansão se concentram em eletricidade térmica com base em combustíveis fosseis mais poluentes, cogeração a biomassa, e energia renovável de pequena escala, incluindo PCHs.

South-Southeast-Midwest Enterprises in Operation			
Type	Quantity	Power (kW)	%
CGH	206	109.254	0,11%
EOL	8	167.900	0,17%
PCH	284	2.003.519	2,03%
UHE	171	79.390.530	80,39%
UTE	600	15.079.765	15,27%
UTN	2	2.007.000	2,03%
Total	1271	98.757.968	100%

State of São Paulo Enterprises in Operation			
Type	Quantity	Power (kW)	%
CGH	22	14.141	0,07%
EOL	0	0	0,00%
PCH	38	141.894	0,65%
UHE	48	17.772.160	81,85%
UTE	345	3.783.725	17,43%
UTN	0	0	0,00%
Total	453	21.711.920	100%

²² Inclui os Estados do Distrito Federal, 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.

²³ AES e Duke buscam opção para geração em SP. Valor Econômico. Outubro, 2008.

²⁴ Fonte: <http://www.unica.com.br/dadosCotacao/estatistica/>

²⁵ Fonte: <http://www.cogensp.org.br/cogensp/cogera7.htm> e Plano Nacional de Expansão (2007-2016) disponível no endereço: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

**CDM – Executive Board**

Do total de 38 pequenas centrais em operação no estado de São Paulo, 36 iniciaram a operação nos anos sessenta ou antes disso²⁶. Elas foram construídas em um contexto histórico diferente, incluindo um conjunto de barreiras que não são comparáveis àquelas enfrentadas pelos projetos modernos. Uma das duas plantas remanescentes – PCH Mogi-Guaçu, construída em 1994 pela CESP²⁷ – foi adquirida pela AES Tietê S.A. durante a privatização de hidrelétricas no estado de São Paulo nos anos noventa. Desde 1977, a CESP ajudou a desenvolver a capacidade de geração no estado de São Paulo. Em 1991, a CESP começou a construção da PCH Mogi-Guaçu com financiamento público. A PCH Areal iniciou operação em 1988, e embora seja parte do banco de dados da ANEEL para o estado de São Paulo, ela está localizada no estado de Minas Gerais. Antes dos anos sessenta (do período pós-guerra de 1946 até a criação da Eletrobrás em 1962), o modelo de desenvolvimento brasileiro estava centrado nas funções de planejamento do estado. Uma das funções do estado nesse período era a significativa interferência nos setores produtivos e financeiros. O BNDES constituía o principal veículo financeiro para as companhias energéticas (a maioria estatais) para obter garantias e créditos necessários para importar e instalar equipamentos para a geração, transmissão e distribuição. Portanto, instrumentos mercadológicos aplicados para atender a crescente demanda de energia eram comparativamente insignificantes.

Projetos adicionais envolvendo pequenas centrais no Brasil ainda estão em desenvolvimento, e aguardam melhores oportunidades de financiamento. A maioria dos desenvolvedores que financiaram seus projetos fora do PROINFA levou o MDL como um fator decisivo na conclusão dos seus projetos. O governo brasileiro endossou o fato de que os projetos que seguem o programa do PROINFA são também elegíveis para participar do processo do MDL, de acordo com a decisão da UNFCCC sobre elegibilidade de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o PROINFA levou em consideração possíveis receitas do MDL, a fim de continuar com o programa²⁸. Portanto, atividades similares (dentro ou fora do PROINFA) levam em conta os incentivos adicionais fornecidos pelo MDL, como uma condição necessária para superar as dificuldades financeiras.

B.6. Reduções de Emissões:**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

As reduções de emissões são calculadas com base na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" versão 01.1. Uma abordagem de margem combinada (CM) com base em uma OM simples ajustado foi selecionada. A metodologia utiliza parâmetros de margem derivados que foram aplicados no contexto do projeto para determinar os fatores de emissão adequados. Ela também é referida na "Ferramenta para calcular as emissões do projeto a partir do consumo de eletricidade", versão 01.1.

A redução 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 (Ly), como segue:

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

²⁶ CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia, "Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de São Paulo", 2004; <http://www.aneel.gov.br>, e <http://www.cmsenergy.com.br/site/Default.aspx?tabid=147>

²⁷ Companhia Energética de São Paulo

²⁸ Decreto n. 5.025 de 30 de Março de 2004

**CDM – Executive Board**

Seguindo a metodologia AMS-I.D (versão 13), nenhuma emissão do projeto é levada em consideração. A densidade energética para as PCHs São José e São Joaquim é de, respectivamente, 400 e 36,14 W/m².

A metodologia exige o cálculo das fugas se o equipamento que gera a energia for transferido de outra atividade, ou se o equipamento existente for transferido para outra atividade. Já que nenhum caso é verdadeiro para a atividade do projeto, não há fugas a serem consideradas. Portanto, ambos os projetos e emissões de fuga são considerados zero, P_{Ey}=0 e L_y=0.

Assim, as emissões de linha de base a cada ano *y* (BE_y em tCO₂) são o produto do fator de emissão de linha de base (EF_y em tCO₂/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. EG_y é estimado em 30.543 MWh de energia. Para o ano bissexto de 2012, o montante de energia será de 30.626 MWh. Dado que o projeto não inclui instalações modificadas ou modernizadas, EG_{baseline} é igual a zero.

A "Ferramenta para calcular o fator de emissão para o sistema de eletricidade", versão 01.1, indica que o fator de emissão da rede é determinado pelas seguintes seis etapas:

- Etapa 1: Identificar o sistema de energia elétrica relevante
- Etapa 2: Selecionar um método para a margem de operação (OM)
- Etapa 3: Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado
- Etapa 4: Identificar o grupo de unidades energéticas a ser incluído na margem de construção (BM)
- Etapa 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção
- Etapa 6: Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

Etapa 1: Identificar o sistema de energia elétrica relevante

Para o propósito de determinar os fatores de emissão da eletricidade, um sistema de energia elétrica é definido pela extensão espacial das plantas de geração de eletricidade que estão fisicamente conectadas a atividade de projeto pelas linhas de transmissão e distribuição e que podem ser despachadas sem uma limitação de transmissão significativa. Como explicado na seção B.3, a extensão espacial dos limites do projeto inclui as plantas do projeto e todas as plantas conectadas fisicamente ao sistema sul/sudeste/centroeste.

Etapa 2: Selecionar um método para a margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão da margem de operação (EF_{grid,OM,y}) é baseado em um dos seguintes métodos:

**CDM – Executive Board**

- (a) OM Simples
- (b) OM Simples Ajustado
- (c) Análise de Dados de Despacho
- (d) OM Médio

A opção (b) OM Simples Ajustado foi selecionado por causa das restrições metodológicas incluídas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" versão 01.1 para o método de OM Simples e Análise de Dados de Despacho. O método de OM Simples (opção a) só pode ser usado caso recursos de baixo custo/despacho obrigatório constituem menos do que 50% da geração de eletricidade da rede nos seguintes casos: 1) em média dos cinco anos mais recentes, ou 2) com base em médias de produção de hidroeletricidade de longo prazo. Este não é o caso para sistema de energia elétrica em consideração pelo projeto. Recursos de baixo custo/despacho obrigatório constituem mais do que 50% do total de geração da rede. A Análise de Dados de Despacho (opção c) não foi aplicada dado que as informações de despacho para unidades de geração na margem não são publicamente disponíveis no Brasil. O método OM Simples Ajustado foi selecionado ao invés do OM Médio (opção d). Para o método OM Simples Ajustado, o fator de emissão foi calculado utilizando a opção *ex ante*: uma média ponderada de geração plena para os três anos mais recentes, com base em dados mais recentes disponíveis quando da submissão do MDL-SSP-DCP foi submetido à EOD para validação, sem o requerimento para monitorar ou recalcular o fator de emissão durante o período de crédito.

Etapa 3: Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

A fim de determinar o fator de emissão de margem combinada, foi selecionado o método de OM Simples Ajustado dentre as quatro opções propostas na metodologia, visto que as fontes de baixo custo operacional/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 método *ex-ante*: a média ponderada de geração plena para os três anos mais recentes, para os quais há disponibilidade de dados no momento da submissão do SSP-PDD.

O fator de emissão de margem de operação simples ajustado (tCO₂e/MWh) é uma variação do fator de emissão da margem de operação simples²⁹, 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). Ele é calculado com base em dados sobre consumo de combustível e geração de eletricidade líquida de cada usina / unidade (opção A), como segue:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1-\lambda_y) \times \frac{\sum_j FC_{i,j,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_j EG_{j,y}} + \lambda_y \times \frac{\sum_k FC_{i,k,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (3)$$

Onde:

²⁹ 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 as usinas de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório.



CDM – Executive Board

$EF_{grid, OM\ simple, y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem simples ajustado do ano y (tCO ₂ /MWh)
$FC_{i,j, y} FC_{i,k, y}$	Quantidade de combustível <i>i</i> consumido no sistema de eletricidade do projeto no ano y (em unidade de massa ou volume)
$NCV_{i,y}$	Valor calorífico líquido (conteúdo energético) do combustível <i>i</i> no ano y (GJ/unidade de massa ou volume)
$EF_{CO_2,i,y}$	Fator de emissão de CO ₂ do combustível <i>i</i> no ano y (tCO ₂ /GJ)
EG_y	Eletricidade líquida gerada e entregue à rede por todas as fontes de energia que servem o sistema no ano y (em MWh)
Δ_y	Fator lambda: fração do tempo em que às fontes de baixo custo/despacho obrigatório estão na margem
<i>i</i>	Todos os combustíveis queimados em fontes de energia no sistema
<i>y</i>	Os três anos mais recentes para os quais os dados estão disponíveis no momento da submissão de MDL SSP DCP à EOD para validação (opção <i>ex ante</i>)
<i>k</i>	Usinas/unidades que são de baixo custo ou de despacho obrigatório
<i>j</i>	Usinas/unidades remanescentes

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

$$\lambda_y = \frac{\text{número de horas por ano pela quais as fontes de baixo custo/despacho obrigatório estão na margem}}{8.760 \text{ horas por ano}} \quad (4)$$

De acordo com a metodologia, o número de horas em que as fontes de baixo custo/despacho obrigatório estão na margem é obtido através do seguinte procedimento (veja Figura 5 abaixo):

Passo i) Esboçar uma curva de duração de carga

Coletar dados cronológicos de carga (normalmente 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/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

CDM – Executive Board

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.

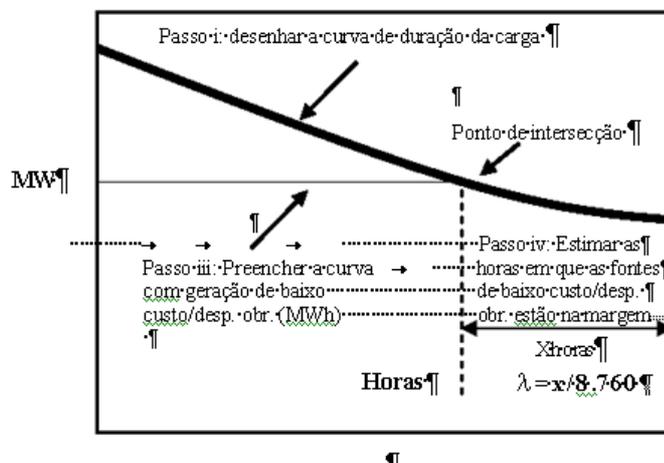


Figura 5: Ilustração do cálculo lambda para o fator de emissão da margem de operação simples ajustado.

Etapa 4: Identificar o grupo de unidades energéticas a ser incluído na margem de construção

O grupo de amostra m usado para calcular a BM 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 SSC-PDD, foi selecionado para esta atividade de projeto. Esta opção não exige o monitoramento do fator de emissão durante o período de obtenção de créditos.

Etapa 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção (EFBM)

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂/MWh) de todas as unidades energéticas m durante o ano y mais recente, durante o qual os dados de geração de energia estão disponíveis, calculado como segue:

$$EF_{\text{grid, BM, } y} = \frac{\sum_m EG_{m, y} \times EF_{EL, m, y}}{\sum_m EG_{m, y}} \quad (5)$$

Onde:



CDM – Executive Board

$EF_{grid, BM, y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EG_{m, y}$	Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade de energia m no ano y (MWh)
$EF_{EL, m, y}$	Fator de emissão de CO ₂ da unidade de energia m no ano y (tCO ₂ /MWh)
m	Unidades energéticas incluídas na margem de construção
y	Ano histórico mais recente durante o qual os dados de geração de energia estão disponíveis

O fator de emissão de CO₂ da unidade de energia m ($EF_{EL, m, y}$) é determinado de acordo com a Opção B2 descrita na etapa 3(a) da " Ferramenta para calcular um fator de emissão para um sistema de eletricidade" versão 01.1, de acordo com a seguinte equação:

$$EF_{EL, m, y} = \frac{EF_{CO_2, m, i, y} \cdot 3.6}{\eta_{m, y}} \quad (6)$$

$EF_{EL, m, y}$	Fator de emissão de CO ₂ da unidade de energia m no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EF_{CO_2, m, i, y}$	Fator médio de emissão de CO ₂ de combustível i usado na unidade de energia m no ano y (tCO ₂ /GJ)
$\eta_{m, y}$	Eficiência média de conversão de energia líquida da unidade de energia m no ano y (%)
y	Qualquer um dos três anos mais recentes durante os quais os dados estão disponíveis no momento da submissão de CDM-PDD à EOD para validação (opção ex ante) ou o ano aplicável durante o monitoramento (opção ex post), seguindo as orientações nos dados da etapa 2

Etapa 6: Calcular o fator de emissão da margem combinada (EF_{grid})

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

$$EF_{grid, CM, y} = EF_{grid, OM, y} \times W_{OM} + EF_{grid, BM, y} \times W_{BM} \quad (7)$$

$EF_{grid, CM, y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EF_{grid, OM, y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação no ano y (tCO ₂ /MWh)
W_{OM}	Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%)
W_{BM}	Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%)

O mesmo valor-padrão de 0,5 é utilizado para a W_{OM} e a W_{BM} para o primeiro período de obtenção de créditos.



CDM – Executive Board

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis no momento da validação:

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:	<i>GEN/GEN_k</i>
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)
Valor aplicado:	Ver Anexo 3
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)



CDM – Executive Board

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:	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)
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.
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação

Dado / Parâmetro:	<i>EF_{OM,y}</i>
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ na Margem de Operação da rede em um ano <i>y</i>
Fonte do dado usada:	Os dados para o cálculo de <i>EF_{OM,y}</i> foram fornecidos pelo ONS (centro nacional de despachos). Calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" versão 01.1
Valor aplicado:	0,4749
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a metodologia, versão 01, a opção escolhida para o cálculo do fator de emissão neste projeto é a opção (b): 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 hidroeletricidade 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



CDM – Executive Board

	EOD durante o processo de validação
Dado / Parâmetro:	$EF_{BM,y}$
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 $EF_{BM,y}$ 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 "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", versão 01.1. (Veja o Anexo 3).
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação
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 "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", versão 01.1. (Veja o Anexo 3).
Comentário:	Estes dados estão disponíveis em uma planilha eletrônica apresentada à EOD durante o processo de validação
Dado / Parâmetro:	EF_y
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 EF_y foram fornecidos pelo ONS (centro nacional de despachos).
Valor aplicado:	0.2826
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de	Estes dados provêm de uma fonte oficial e foram disponibilizados ao público. O cálculo para esta margem combinada é baseado na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", versão 01. (Veja o Anexo 3).



CDM – Executive Board

medição realmente aplicados:	
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 CDM, 29/11/2005 - Solicitação da EOD por orientações quanto às eficiências médias das usinas. Decisão do CE CDM em resposta à "Solicitação de Orientações: Aplicação das metodologias AM0015 (e AMS-I.D) no Brasil", em 07/10/2005.</p>
Valor aplicado:	Por favor consulte o cálculo do fator emissões de CO ₂ na planilha apresentada ao EOD durante o processo de validação.
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 relevantes 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%



CDM – Executive Board

	<ul style="list-style-type: none"> • Usinas energéticas com turbina a gás a ciclo aberto: 32% • Usinas energéticas sub-críticas a carvão: 33% • Usina energética a óleo com caldeira de óleo subcrítica: 33%. <p>Fonte: CE CDM, 29/11/2005 - Solicitação da EOD por orientações quanto às eficiências médias das usinas. Decisão do CE CDM em resposta à "Solicitação de Orientações: Aplicação das metodologias AM0015 (e AMS-I.D) no Brasil", em 07/10/2005.</p>
Valor aplicado:	Por favor, consulte o cálculo do fator emissões de CO ₂ na planilha apresentada ao EOD durante o processo de validação.
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:	CEFi
Unidade do dado:	tCO ₂ /massa ou unidade de volume
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:	Segundo a metodologia, não havendo disponibilidade de valores locais, prefere-se utilizar valores específicos do país aos valores-padrão mundiais do IPCC. Neste caso, não existe um fator local/nacional confiável, portanto será considerado o valor-padrão do IPCC.
Comentário:	Utilizado 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 são zero, as reduções de emissões são as mesmas que as emissões de linha de base, como segue:

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

Espera-se que o projeto gere aproximadamente 30.543 MWh de energia por ano. Para o ano bissexto de 2012, a quantidade de energia será de 30.626 MWh.

**CDM – Executive Board**

Conforme mencionado acima, determina-se o fator de emissão da rede elétrica usando a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade", versão 01.1, 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:

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = EF_{\text{grid,OM,y}} \times W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM,y}} \times W_{\text{BM}} = 0,4749 \times 0,5 + 0,0903 \times 0,5 = \mathbf{0,2826 \text{ tCO}_2/\text{MWh}}$$

Portanto, a redução de emissões anual resulta em:

$$ER = 30.554 \text{ MWh/ano} \times 0,2826 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = \mathbf{8.634 \text{ tCO}_2/\text{ano.}}$$

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

Estimativa *ex-ante* de reduções de emissões durante o primeiro período de obtenção de créditos de 7 anos

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)
2009 (01/10-31/12)	0	2,158	0	2,158
2010	0	8,631	0	8,631
2011	0	8,631	0	8,631
2012*	0	8,631	0	8,631
2013	0	8,631	0	8,631
2014	0	8,631	0	8,631
2015	0	8,631	0	8,631
2016 (01/01-30/09)	0	6,473	0	6,473
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	60,441	0	60,441

*2012 é ano bissexto

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

O projeto é uma atividade de projeto de geração de energia renovável conectado à rede que atende todos os critérios aplicáveis declarados nas "Metodologias de linha de base simplificada indicativa e de monitoramento para atividade de projeto de pequena escala de CDM selecionada, categorias AMS.I.D. (versão 13)". A seção de monitoramento de AMS.I.D declara que o monitoramento deve consistir na medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dado / Parâmetro:	EG_{y1}
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade exportada para o grid pelo projeto no ano y
Fonte do dado usada:	Project activity site
Valor aplicado	30,543 (2012: 30,626)



CDM – Executive Board

Descrição dos métodos de medidas e procedimentos a serem aplicados:	A eletricidade líquida entregue à rede elétrica será medida 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
Procedimentos de QA/QC a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo, e os equipamentos serão regularmente calibrados.(ver seção B.7.2).
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:	EG_{y2}
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade importada para o grid pelo projeto no ano y
Fonte do dado usada:	Project activity site
Valor aplicado	0
Descrição dos métodos de medidas e procedimentos a serem aplicados:	A eletricidade líquida importada da rede elétrica será medida 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
Procedimentos de QA/QC a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo, e os equipamentos serão regularmente calibrados.(ver seção B.7.2).
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:	EG_y
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida gerada pela tecnologia renovável, entregue à rede elétrica no ano y
Fonte do dado usada:	Registros eletrônicos da medição da energia. O medidor atualmente selecionado é o modelo Q1000, fornecido pela Schumberger, mas existe a possibilidade desse modelo mudar por um similar devido ao posicionamento final do dispositivo de medição da subestação.
Valor aplicado	30, 543 (2012: 30, 626)
Descrição dos métodos de medidas e procedimentos a serem aplicados:	Eletricidade fornecida à rede, calculado como $EGY = EG_{y1} - EG_{y2}$, será medidos continuamente pelo projeto (vendedor) através de um metro de eletricidade conectado à rede, e cruzados com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
Procedimentos de QA/QC a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo, e os equipamentos serão regularmente calibrados.(ver seção B.7.2).
Comentário:	Este dado será usado para calcular as reduções de emissões obtidas através da



CDM – Executive Board

	atividade de projeto. Os dados serão eletronicamente arquivados até dois anos após o término do período de obtenção de créditos .
--	---

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	São José – 0.01 km ² São Joaquim - 0.71 km ²
Descrição dos métodos de medidas e procedimentos a serem aplicados:	Área do reservatório foi estimada pela MEK Engenharia e incluídas no Projeto Básico de Engenharia cada uma das pequenas centrais hidroelétricas. Foi calculada baseada na totalidade da energia e dos estudos técnicos para o rio Jaguari Mirim. Esse parâmetro será controlado por imagens de satélite.
Procedimentos de QA/QC 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:

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 pelas operações e 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. A Equipe Ambiental da empresa será responsável pelo monitoramento das reduções de emissões e preparação dos relatórios para as auditorias de verificação.

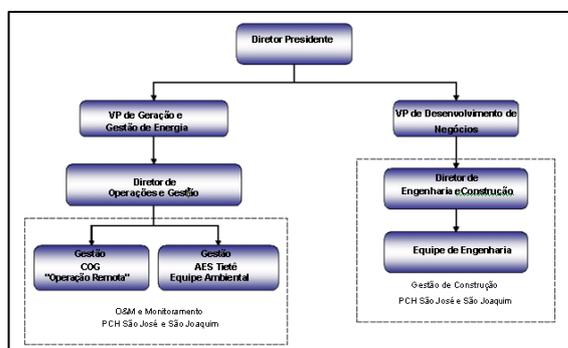


Figura 4 Organização do Projeto

**CDM – Executive Board**

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 (SMF) 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 ONS³⁰ e aprovados pela ANEEL. Juntamente com outras pequenas centrais operadas pela AES Tietê no estado de São Paulo, a PCH São José e a PCH São Joaquim serão equipadas com os seguintes equipamentos para o SMF:

- Transformadores do potencial da capacidade
- Transformadores da corrente elétrica
- Cabos protegidos
- Painel de medição para aturamento
- Dispositivos de medição
- Circuitos subordinados

Cada pequena central hidrelétrica enviará dados on-line para o COG de Bauru equipados como a "Central de Medição" da AES Tietê ou as Matrizes de Medição com o objetivo de coletar, monitorar, arquivar, gerar relatórios, registro de erros e relatórios de falhas para os dispositivos de medição. A manutenção preventiva é realizada periodicamente para o SMF de acordo com o "Plano Anual de Manutenção Preventiva", desenvolvido pelo agente responsável no COG de Bauru. As medidas corretivas para o SMF são aplicadas pelo agente responsável do COG de Bauru e elas incluem:

- Elaboração de relatório de falhas dos equipamentos
- Correção dos componentes, equipamentos, módulos e sistemas; e,
- Notificação aos agentes do ONS e CCEE das ações corretivas realizadas.

Os dispositivos de medição são calibrados pelo método comparativo do consumo de Wh, com carga artificial, com testes monofásicos ou trifásicos, em laboratório ou no campo, de acordo com parâmetros estabelecidos pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO). O parâmetro utilizado para a calibração deve ser aquele já realizado pelo agente responsável do COG de Bauru para o SMF ou pelo laboratório contratado. O (s) parâmetro (s) aplicados devem incluir um certificado de calibração válido para o período do evento. A periodicidade da calibração será de, pelo menos, uma vez ao ano. O dispositivo de medição calibrado com erros fora dos limites especificados pelo (s) parâmetro (s) aplicado (s) deve ser substituído. Assim como ocorre com outras pequenas centrais hidrelétricas em operação, o ONS e o CCEE podem requerer inspeções regulares ao SMF.

A eletricidade exportada e importada de/para a rede será medida continuamente. Estes dados serão registrados pelo COG de Bauru e enviados à Câmara de Comercialização (CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) – base de dados on-line da CCEE chamada de SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia). Portanto, quando cada pequena central hidrelétrica exporta electricidade, este montante é registrado pela AES Tietê e pelo SCDE da CCEE. De acordo com o procedimento MED-001, os engenheiros da AES Tietê têm a responsabilidade para:

³⁰ 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

**CDM – Executive Board**

- Registrar cada ponto de medição na CCEE;
- Coordenar com os consultores da CCEE na SCDE a validação da eletricidade exportada/importada; e,
- Fornecer informações adicionais para a CCEE se alguma discrepância aparecer durante a validação da eletricidade exportada/importada.

O medidor selecionado no momento é o modelo Q1000 fornecido pela Schlumberger, mas ainda existe a possibilidade de alteração. As especificações do medidor incluem a medição bi-direcional da eletricidade, o que significa que ele possui a capacidade de registrar a eletricidade importada e exportada a partir de uma determinada fonte. A precisão associada com o medidor de eletricidade Q1000 é de 0,2%. Um medidor operacional (e um de backup) serão empregados para cada pequena central hidrelétrica específica, e de acordo com o plano atual de engenharia, estes serão alocados após o transformador de eletricidade. Portanto, irá levar em consideração as perdas do transformador e registrar energia 'líquida' gerada (após perdas do transformador).

O agente do COG de Bauru responsável pelo SMF enviará também relatórios de monitoramento periódicos à Equipe Ambiental da AES Tietê, incluindo as seguintes informações:

- Eletricidade exportada e importada por pequenas centrais hidrelétricas para aquele período;
- Relatórios de falha dos equipamentos; e,
- Relatórios das ações corretivas.

A O agente do COG de Bauru responsável pelo SMF enviará também relatórios de monitoramento periódicos à Equipe Ambiental da AES Tietê, incluindo as seguintes informações:

- Eletricidade líquida gerada por pequenas centrais hidrelétricas para aquele período;
- Relatórios de falha dos equipamentos; e,
- Relatórios das ações corretivas.

A Equipe Ambiental da AES Tietê será responsável pela consolidação das informações necessárias para as auditorias de verificação pelos EODs credenciados.

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

Data de conclusão: 04/03/2008

Nome da pessoa/entidade responsável:

Demóstenes Barbosa Silva, Samy Hotimsky
AES Tietê S.A. (participante do projeto)
Rua Lourenço Marques, 158, 7º andar
CEP 04547-100, São Paulo – Brasil
Tel. (11) 2195-2303

**SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de obtenção de créditos****C.1 Duração da atividade de projeto:****C.1.1. Data de início da atividade de projeto:**

O glossário de termos do MDL (versão 04) define a data de início da atividade de projeto MDL como a data mais antiga de início da implementação ou construção ou ação real da atividade do projeto. Portanto, a data de início é considerada como a de contrato de compra do equipamento principal, ou seja, 12/02/2008 (contrato de compra dos geradores). Desde esta data, o projeto torna-se irreversível sem perdas financeiras significativas.

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

30 anos e 0 meses

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

Período de obtenção de créditos renovável

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

01/10/2009

O período de obtenção de créditos terá início em 1º de outubro de 2009, 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 e 0 meses

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

N/A

C.2.2.2. Duração:

N/A

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

**CDM – Executive Board**

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 (EPC), 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).

A resolução 001/86 do CONAMA, artigo 2º XI, determina que uma usina de força (para fontes renováveis ou não-renováveis) com capacidade de força acima de 10 MW, exige um EIA (Estudo do Impacto Ambiental) e o respectivo RIMA (Relatório do Impacto Ambiental). Não é este o caso das PCH São Joaquim e PCH São José. Para o estado de São Paulo, a resolução SMA – 042, de 29/12/1994, e a resolução SMA 054 de 30/11/2004, inclui os passos necessários para a obtenção de licenças ambientais. O DAIA³¹ (Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental) na CETESB toma a decisão de (i) ignorar uma solicitação de licença ambiental por causa dos requisitos técnicos ou legais, (ii) solicitar EIA/RIMA para o projeto, com base em um Relatório Ambiental Preliminar (RAP), ou (iii) não solicitar EIA/RIMA para o projeto e emitir uma LP com base em um RAP. O DAIA especifica que, para qualquer tipo de atividade de desenvolvimento, um RAP tem que ser avaliado. Para as pequenas centrais hidrelétricas, o DAIA emitiu uma LP com base em ambos os RAPs apresentados em 2003³², e não solicitou um estudo mais completo do EIA.

Os relatórios RAP apresentados ao DAIA incluíram os seguintes impactos ambientais (considerados de pouca gravidade) durante as fases de construção e operação: perdas na vegetação, processos erosivos e obstruções de rios e lagos, e impactos na qualidade da água, incluindo a turvação avançada, a sedimentação orgânica e de nutrientes e a contaminação potencial por óleo, devido às obras de construção no local de trabalho. As medidas de mitigação para os impactos ambientais para ambas as fases de construção e operação foram acordadas entre o desenvolvedor do projeto e a agência ambiental. Estas medidas serão monitoradas pela equipe de desenvolvimento do projeto da AES Tietê.

As usinas têm as licenças LP e LI emitidas pelo DAIA e pela CETESB, de acordo com os RAPs avaliados pela agência:

- LP São José #00672 (emitida em 12/12/2003)
- LP São Joaquim #00674 (emitida em 12/12/2003)

- LI São José #00352 (emitida em 19/07/2005)
- LI São Joaquim #00353 (emitida em 19/07/2005)

³¹ Mais informações podem ser obtidas no site <http://www.cetesb.sp.gov.br/licenciamento/daia/daia.asp>

³² Relatório Ambiental Preliminar – RAP Volume I – Texto. SHP São José (Setembro/2003) LIMAR Engenharia Ambiental; Relatório Simplificado para Licenciamento Ambiental Volume I/II. SHP São Joaquim Agosto/2003) LIMAR Engenharia Ambiental.

**CDM – Executive Board**

Estas licenças (LI) permanecem válidas por 05 anos.

Nenhum impacto ambiental transfronteiriço é esperado desta atividade do projeto.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, fornecer as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte anfitriã:

Os projetos propostos incluem duas centrais de energia hidrelétrica a fio-de-água, portanto, o impacto ambiental é muito pequeno se comparado as outras alternativas de geração de energia. As Licenças (LIs) para as duas pequenas centrais hidrelétricas foram cedidas pela DAIA/CETESB, de forma correspondente.

SEÇÃO E. Comentários dos Atores**E.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos Atores locais:**

A Resolução número 1, emitida pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), 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

Os stakeholders foram convidados via e-mail a participar neste processo no dia 26 de março de 2008, e via correio no dia 29 de março de 2008. Os seguintes *Stakeholders* convidados foram os seguintes:

Prefeitura Municipal de São João da Boa Vista
Câmara Municipal de São João da Boa Vista
Associação Comercial e Empresarial de São João da Boa Vista
Promotoria de Justiça de São João da Boa Vista
Departamento de Engenharia e Meio Ambiente de São João de Boa Vista
Ministério Público Federal
Procuradoria da República no Município de São João da Boa Vista
Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental - CETESB
Secretaria de Estado do Meio Ambiente – SMA
Comitê de Bacia Hidrográfica do Rio Mogi Guaçu
Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente
(São João da Boa Vista)

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

Resumo Executivo



CDM – Executive Board

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

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Foi recebido um comentário de um ator que enviou um *email* sobre o projeto, pelo *site* da AES Tietê. O ator perguntou se Santa Inês, outra pequena central hidrelétrica desativada, também faria parte da atividade do projeto.

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

Uma resposta por parte dos desenvolvedores do projeto foi enviada por *email* ao ator.

Anexo 1INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Organização:	AES Tietê S.A.
Rua/Caixa Postal:	Rua Lourenço Marques, 158, 7º andar
Edifício:	Brasiliiana House
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	04547 – 100
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 2195 2303
FAX:	+55 11 2195 2300
E-Mail:	demostenes.barbosa@aes.com
URL:	Http://www.aestiete.com.br
Representada por:	Demóstenes Barbosa Silva
Título:	Diretor
Forma de Tratamento:	Senhor
Sobrenome:	Silva
Nome do Meio:	Barbosa
Nome:	Demostenes
Departamento:	Meio Ambiente
Celular:	
FAX direto:	+55 11 2195 2303
Telefone direto:	+55 11 2195 2300
E-Mail:	demostenes.barbosa@aes.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público será utilizado nesta atividade de projeto.





Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE O MONITORAMENTO

A “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão do sistema de energia elétrica” descreve o procedimento e as equações para o cálculo das emissões reduzidas de dados monitorados. Para este projeto específico, a metodologia é aplicada por um modelo de planilha como parte do Protocolo de Monitoramento. Conforme especificado na seção B.7.2, a entidade responsável pelo monitoramento das atividades será a AES Tietê S.A. mensalmente. A planilha fornecerá de forma automática totais anuais em termos de redução das emissões de GEE atingidas pelo projeto. O modelo contém uma série de planilhas com funções diferentes:

- Entrada de dados (*Electricity Generation* e *Grid Emission Factor*)
- Resultados (*Emission Reduction*)

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

Para facilitar a entrada de dados, utiliza-se uma chave código de cores, 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 salva em backup, e duas cópias eletrônicas de cada documento serão mantidas em diferentes locais (o local do projeto e o Escritório Central). Esses dados ficarão arquivados por dois anos, posteriormente ao final do período de obtenção de créditos.



REFERÊNCIAS

AMCHAM (2007). Relatório sobre a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Uma contribuição da AMCHAM para o aprimoramento da atuação das agências reguladoras no Brasil. AMS-I.D (2007). Geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis. Versão 13. Website: <http://cdm.unfccc.int/>.

ANEEL (1999). Contrato de Concessão No 92 / 99 - ANEEL - TIETÊ and Edital No SF/002/99 Alienação de ações do capital social da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê. September 1999. 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).

Banks, Ferdinand (2003). California comes to Norden. The OPEC Bulletin (March/April).

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.

CSPE - Comissão de Serviços Públicos de Energia, "Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de São Paulo", 2004, Ed. Páginas & Letras Editora Gráfica, São Paulo - SP, Brasil.

LIMIAR Engenharia Ambiental. Relatório Ambiental Preliminar - RAP Volume I - Texto. SHP São José (Setembro/2003); Relatório Simplificado para Licenciamento Ambiental Volume I/II. SHP São Joaquim (Agosto/2003).

MEK Engenharia. Consolidação do Projeto Básico - SHP São Joaquim e SHP São José, November 2006.

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

Ministério das Minas e Energia - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 web-site: http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=7622

Watts, Price C. (2001). Heresy? The case against deregulation of electricity. Electricity Journal (May).