

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

CONTEÚDO

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

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes na atividade de projeto
- Anexo 2: Informações com relação a financiamento público
- Anexo 3: Informações da linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento

SEÇÃO A. Descrição Geral da Atividade do Projeto

A.1 Título da Atividade de Projeto:

>> **Nome do projeto:** PCH Paraíso – Pequena Central Hidrelétrica

Versão do DCP número: 04

Data do documento: 25/05/2007

A.2. Descrição da Atividade de Projeto:

>> A Energias do Brasil é uma holding que por meio de suas subsidiárias, gera, distribui e comercializa eletricidade no Brasil. Em 2006 distribuiu cerca de 23,95 TWh de eletricidade para aproximadamente 3 milhões de consumidores, residenciais, comerciais e industriais o que representa aproximadamente 10 milhões de pessoas. Suas subsidiárias são, na área de distribuição, Bandeirante Energia em São Paulo, Escelsa no Espírito Santo e Enersul no Mato Grosso do Sul. Na comercialização de energia elétrica a Energias do Brasil conta com a Enertrade. E na área de geração é representada pelas empresas; Energest, CESA, Costa Rica, Pantanal Energética, EDP Lageado e pela Enerpeixe.

Suas subsidiárias são: na área de distribuição, Bandeirante Energia em São Paulo, Escelsa no Espírito Santo e Enersul no Mato Grosso do Sul. Na comercialização de energia elétrica a Energias do Brasil conta com a Enertrade. E na área de geração é representada pelas empresas; Energest, CESA, Costa Rica, Pantanal Energética, EDP Lageado e pela Enerpeixe.

A Energias do Brasil é controlada pelo Grupo EDP, empresa líder em produção e distribuição de energia elétrica em Portugal. O Grupo EDP apresenta incontestáveis padrões internacionais de sustentabilidade e respeito ao meio-ambiente e desde 1997 vem acompanhando de perto a evolução do Protocolo de Quioto, e da mesma forma vem desde o início de suas operações no Brasil incentivando sua subsidiária a adotar os mesmos conceitos e controle nestas áreas.

A instalação de Pequenas Centrais Hidrelétricas é uma prova do compromisso da Energias do Brasil com o meio-ambiente e a sustentabilidade. Através da geração de energia elétrica por fontes limpas e renováveis, com projetos dentro dos padrões estabelecidos pelas leis e regulações ambientais vigentes no Brasil a Energias do Brasil está expandindo sua capacidade de geração no Brasil e demonstrando esse compromisso.

Dentro deste contexto destacamos a atividade de projeto PCH Paraíso, pequena central hidrelétrica de 21,6 MW de potência instaladas, localizada na Cidade Costa Rica no Estado do Mato Grosso do Sul. A PCH Paraíso utiliza o potencial hidrelétrico do Rio Paraíso, rio localizado na Bacia do Rio Paraná.

Dentro diversas funções que esta unidade apresenta, um de seus objetivos é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo ao mesmo tempo para a sustentabilidade ambiental, social e econômica, através do aumento na participação de energia sustentável em relação ao consumo total de eletricidade no Brasil.

Esta fonte mais limpa de geração de eletricidade terá também uma contribuição importante na redução das emissões de dióxido de carbono que teriam ocorrido na ausência do projeto. Embora a maior parte da geração de eletricidade no Brasil seja de proveniente de grandes hidroelétrica, os planos nacionais de

MDL – Conselho Executivo

página 3

expansão prevêem uma participação cada vês maiores de termoelétricas a gás. O plano decenal atual prevê expandir a participação das usinas termelétricas para 15% da capacidade total instalada.

A atividade do projeto reduz emissões de gases de efeito estufa – GEE – evitando a geração de eletricidade por fontes de combustíveis fósseis, o que seria emitido na ausência do projeto.

Todos os benefícios sócio-ambientais solicitados na implementação do projeto foram executados. Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) a fio d'água apresentam baixos impactos ambientais. A expansão sustentável da capacidade de geração irá desenvolver uma melhorar infra-estrutura aumentando as taxas de emprego na região e também a arrecadação de impostos. Além disso será criado um instituto para gerenciar a receita advinda da venda dos RCEs que será responsável pela alocação desses recursos em projetos sócio-ambientais.

A.3. Participantes do Projeto:

Tabela 01- Participantes do projeto

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica a Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (*) (se houver)	Pede-se indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante no projeto (sim/não)
Brasil	Energias do Brasil S/A	Não
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, no momento de tornar o MDL-DCP público no estágio da validação, a Parte envolvida poderá ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de requerer registro, a aprovação pela Parte(s) envolvida é necessária.		

A.4. Descrição Técnica da Atividade de Projeto:

De acordo com a definição da Agência Reguladora de Energia Brasileira (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica), Resolução nº. 652, datada de 9 de dezembro de 2003, as pequenas hidrelétricas do Brasil devem ter capacidade instalada maior que 1 MW e menor que 30 MW e a área do reservatório menor que 3 km². Os projetos de fio d'água são definidos como "projetos nos quais a vazão na estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida pelas turbinas" (Eletrobrás, 1999). Os projetos de fio d'água não incluem um armazenamento significativo de água, e devem, portanto, utilizar totalmente a vazão de água. Um típico esquema de fio d'água envolve um reservatório com baixo desvio e geralmente fica em correntezas de fluxo rápido. Um reservatório com baixo desvio aumenta o nível do rio até um ponto suficiente para permitir que uma estrutura de canal de adução seja colocada ao lado do rio. O canal de adução consiste de uma grade para retenção de lixo e uma abertura submersa com uma comporta de entrada. A água do canal de adução é normalmente retirada através de um tubo de coleta, encaminhada para baixo até uma usina construída a jusante do canal de adução e para o nível mais baixo possível a fim de obter maior altura manométrica na turbina. Geralmente, consiste em uma usina hidrelétrica a fio d'água que resulta em um impacto ambiental mínimo.

A turbina Francis é a mais amplamente utilizada entre as hidroturbinas. Essa turbina é um tipo de turbina de reator hidráulico, na qual o fluxo sai das pás da turbina na direção radial. As turbinas Francis são comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta e é direcionada para as pás através de comportas de retenção. Então, a água com baixa velocidade deixa a

MDL – Conselho Executivo

página 4

turbina através de um tubo de retirada. No modelo, a vazão de água é fornecida por uma bomba centrífuga de velocidade variável. Aplica-se uma carga à turbina através de um freio magnético e o torque é medido observando-se a deflexão de molas calibradas. O desempenho é calculado comparando-se a energia de saída com a energia fornecida.

Os projetos fio d'água apresentam um baixo impacto ambiental.

Pequena Central Hidrelétrica - PCH Paraíso											
Localização											
Rio:	Paraíso	Bacia:	Paraná	Estado:	MS						
Lat:	18° 37'S	Long:	52°55'W	Município:	Costa Rica						
Vazões Médias Mensais (m²/s) - Período:											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
22,9	25,8	24,7	20,6	18,0	17,1	16,0	15,4	15,2	15,8	16,9	19,9
Reservatório											
Áreas Lago						Outras Informações:					
No N.A. Max. Normal:			1,205 Km ²			Vazão Regularizada:			Fio d'Água		
No N.A. Min. Normal:			1,127 Km ²			Tempo de Formação do Reservatório:			8 dias		
Turbinas											
Tipo			Francis Simples Eixo Horizontal			Vazão Unitária Nominal:			14,20 m ³ /s		
Potência Unit. Nominal:			10,80 MW			Queda do Projeto:			85,20 m		
Nº de Unidades Geradoras:			2			Rendimento Máximo:			93,37%		
Rotação Síncronica:			514,3 rpm								
Estudos Energéticos											
Queda Bruta Máxima:			89,07			Potência da Usina			21,6 MW		
Queda Líquida Normal:			85,77								

A.4.1. Localização da Atividade de Projeto:

>>

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

>> Brasil

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

>> Estado do Mato Grosso do Sul – Região Centro Oeste do Brasil

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

>> Cidade de Costa Rica

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta atividade de projeto (uma página no máximo):

>> A PCH Paraíso localiza-se no rio Paraíso, na divisa dos municípios de Costa Rica e Chapadão do Sul, no Estado de Mato Grosso do Sul. O local do barramento encontra-se a 277 km de Campo Grande, aproximadamente. A principal forma de acesso até o eixo da barragem é por via rodoviária, através da

MDL – Conselho Executivo

página 5

BR-163 e da MS-349/BR-060, ambas pavimentadas. O eixo da barragem situa-se em terras da Fazenda Mimoso, na margem esquerda, no município de Chapadão do Sul, na margem direita, no município de Costa Rica, distrito de Paraíso. Nesse local, as coordenadas geográficas aproximadas são: 19° 03' de latitude Sul e 52° 59' de longitude Oeste. Os núcleos urbanos das sedes municipais de Costa Rica e Chapadão do Sul e do distrito de Paraíso encontram-se, respectivamente, a cerca de 70 km, 60 km e 2,2 km do eixo da barragem proposta. Os municípios que terão terras abrigando o reservatório da PCH Paraíso possuem um total de 27.146 habitantes, sendo 15.488 em Costa Rica e 11.658 em Chapadão do Sul. O distrito de Paraíso concorre com 1.773 habitantes desse total, segundo os dados do IBGE relativos ao Censo de 2000.

Mapa de localização:

Figura 01 – Mapa de Localização

A.4.2. Categoria(s) da atividade de projeto:

MDL – Conselho Executivo

página 6

>> Esta atividade de projeto se enquadra no **setor 1** da seguinte **categoria: Energia industrial (fonte renovável/ fonte não renovável)**.

A categoria deste projeto é geração de energia renovável com despacho para rede interligada de energia elétrica.

Este projeto trata-se da instalação de Pequena Central Hidrelétrica a fio d'água, no qual o volume do reservatório não é significativamente, 1,2 km².

A.4.3. Tecnologia a ser empregada na atividade de projeto:

>> A tecnologia empregada é uma tecnologia já estabelecida. A turbina Francis é a mais amplamente utilizada entre as hidroturbinas. Essa turbina é um tipo de turbina de reator hidráulico, na qual o fluxo sai das pás da turbina na direção radial. As turbinas Francis são comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta e é direcionada para as pás através de comportas de retenção. Então, a água com baixa velocidade deixa a turbina através de um tubo de retirada. No modelo, a vazão de água é fornecida por uma bomba centrífuga de velocidade variável. Aplica-se uma carga à turbina através de um freio magnético e o torque é medido observando-se a deflexão de molas calibradas. O desempenho é calculado comparando-se a energia de saída com a energia fornecida.

No tocante a treinamento dos operadores, a Energias do Brasil disponibiliza os seguintes treinamentos:

- Curso de segurança em instalação e serviços com eletricidade (40 horas);
- Proteção elétrica em unidades geradoras (24 horas);
- Instalação, operação e manutenção de bombas vertical (16 horas)
- Operação de turbinas hidráulicas e reguladores de velocidade (32 horas)
- Curso de CIPA (20 horas)
- Manutenção de bombas centrífugas (24 horas)
- Treinamento de operação para operadores de usinas e subestação (24 horas)
- Introdução a gestão pela qualidade total (8 horas)

A.4.4 Quantidade estimada de reduções de emissão durante o período de crédito escolhido:

Ano	Estimativa Anual de Redução de GEE em tCO ₂ e
2007	15.155
2008	30.310
2009	30.310

MDL – Conselho Executivo

página 7

2010	30.310
2011	30.310
2012	30.310
2013	30.310
2014	30.310
2015	30.310
2016	30.310
2017	15.155
Total Estimado de Reduções (tCO₂e)	303.095
Número de Anos de Creditação	10
Média anual durante o período de creditação das reduções estimadas	30.310

Fator Emissão: 0,2611 tCO₂MWh

* A produção de Energia Elétrica na PCH iniciou-se: unidade 1- março de 2003 e unidade 2 - abril de 2003

O participante do projeto, Energias do Brasil, terá seu período de creditação iniciado após o registro da atividade de projeto.

A.4.5. Financiamento Público da atividade de projeto:

>> Neste projeto não há financiamento público envolvido originado em países do Anexo I. Os projetos estão sendo financiados pelo BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

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

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

- >> Metodologia aprovada e consolidada: "ACM0002" versão 06 – 19 de Maio de 2006.
- . "Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources".
 - . "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade conectada à rede proveniente de fontes renováveis".

B.2 Justificativa da escolha da metodologia e porque se aplica à atividade de projeto:

>> A metodologia escolhida é aplicável aos projetos de geração de energia renovável conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, sob a condição de adição da capacidade de eletricidade, como é o caso da PCH Paraíso.

Além disso, a grande extensão territorial do Brasil e seu vasto potencial hídrico têm sido decisivos na definição da indústria de geração de eletricidade vigente no país, que é predominantemente baseada em hidrelétricas. O cenário futuro mostra um aumento no consumo de combustíveis fósseis conforme a intenção do governo em diversificar o fornecimento de energia no Brasil.

A PCH Paraíso não necessita de um reservatório de grande extensão para seu funcionamento, conta com um lago de apenas 1,2 km², sua potência instalada é de 21,6 MW, portanto, a atividade desse projeto enquadra-se nos parâmetros apresentados pela "ACM0002".

Cabe-se ressaltar, ainda, os seguintes pontos:

- . Na atividade desse projeto, não existe nenhuma substituição de combustível fóssil dentro do sítio em que está alocado.
- . As características do sistema no qual a PCH Paraíso está conectada são claras e facilmente identificadas.

B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos no limite do projeto:

>> De acordo com a versão 06 da metodologia ACM0002, novos projetos hidrelétricos devem ter sua densidade de potência maior que 4 W/m² (essa densidade de potência é calculada pela divisão da potência instalada pela área total do reservatório). No caso da densidade de potência ser maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m², faz-se necessário o cálculo das emissões do reservatório expressas em tCO_{2e}/ano. Se esta densidade de potência ultrapassar 10 W/m² as emissões do reservatório são nulas:

$$PEy = 0$$

Onde:

PEy representa as emissões do reservatório em tCO_{2e}/ano.

MDL – Conselho Executivo

página 9

A potência da usina é de 21,6 MW e a área máxima do reservatório é de 1,2 km². Portanto a densidade de potência da PCH Paraíso é 18 W/m².

O Brasil é um país grande e está dividido em cinco macrorregiões geográficas: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A maior parte da população está concentrada nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Assim, a geração de energia e, conseqüentemente, a transmissão estão concentradas em dois subsistemas:

- . Norte/Nordeste - a eletricidade dessa região é fornecida basicamente pelo Rio São Francisco. Existem sete hidrelétricas no rio com capacidade total instalada de cerca de 10,5 GW. Oitenta por cento do fornecimento da região Norte é de diesel. Entretanto, na cidade de Belém, capital do estado do Pará, onde estão localizadas as indústrias de alumínio e mineração, a eletricidade é fornecida por Tucuruí, a segunda maior hidrelétrica do Brasil.
- . Sul/Sudeste/Centro-Oeste - a maior parte da eletricidade gerada no país está concentrada nesse subsistema. Essas regiões também concentram 70% da geração do Produto Interno Bruto - PIB no Brasil. Existem mais de 50 hidrelétricas gerando eletricidade para esse subsistema.

As ações a serem implantadas no projeto apresentado ocorrerão no Rio Paraíso, no município de Costa Rica, estado do Mato Grosso do Sul, região Centro-Oeste do país.

Tendo em vista que o projeto fundamenta-se no deslocamento da tendência energética em virtude da geração de energia por meio de fonte renovável e, como o sistema elétrico brasileiro é interligado, consideramos como limite do projeto o sistema elétrico interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

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

>> O setor elétrico no Brasil tem sido tradicionalmente suprido por grandes usinas hidrelétricas, constituído por UHE 88%, Térmicas 8%, PCH 1% e Nuclear 3% (Sumário Executivo do Plano de Senário Decenal de Expansão 2003/2012, CCPE, Ministério de Minas e Energias). Embora o país ainda possua um grande potencial hídrico inexplorado, a maior parte dele se localiza na região amazônica, onde as restrições ambientais imporão limites severos para o aproveitamento de energia nos próximos anos [MME – Plano Decenal 2003-12]. Além disso, essas fontes energéticas estão muito distantes dos principais centros de consumo, localizados na região sudeste.

No final de 1990, um forte crescimento na demanda em contraste com um aumento menor do que a média na capacidade instalada causou uma crise no suprimento/acionamento 2001/2002. Uma das soluções que o governo forneceu foi dar maior flexibilidade à legislação favorecendo pequenos produtores independentes de energia. Além disso, a possível elegibilidade no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo baseado no Protocolo de Quioto trouxe a atenção de investidores para projetos de pequenas centrais hidrelétricas.

O Projeto PCH Paraíso, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs), propiciará reduções nas emissões de GEEs como um resultado da substituição da geração de energia de combustível fóssil de usinas termelétricas, que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.

Kartha et al. (2002) afirmaram que "a questão central do desafio da linha de base para projetos de eletricidade reside claramente em se calcular a 'geração evitada', ou seja, o que ocorreria sem o MDL ou

MDL – Conselho Executivo

página 10

outro projeto de mitigação de GEEs. A questão fundamental é se a geração evitada está na "margem de construção" (ou seja, substitui uma instalação que teria, de outra forma, sido construída) e/ou na "margem de operação" (ou seja, que afeta a operação de usinas atuais ou futuras)."

O fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo nos fatores da margem de operação e da margem de construção. Para fins de determinação dos fatores de emissão da "margem de construção" e da "margem operacional", um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das usinas que pode ser despachado sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é conectado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as usinas podem despachar sem restrições significativas na transmissão.

Dentro desse contexto adotamos para o projeto da PCH Paraíso o modelo de formatação sugerido pelo painel de metodologia da UNFCCC (United Nations Framework for Convention on Climate Change), chamado ACM0002, que é aplicável para projetos de geração de energia renovável de rede interligada. (SIN – Sistema Interligado Nacional), sob a condição de adição da capacidade de eletricidade através de pequenas centrais hidrelétricas a fio d'água, como é o caso da PCH Paraíso.

A implantação da atividade do projeto PCH Paraíso, é uma iniciativa pelo lado da oferta de energia ao Sistema Interligado Nacional. Desta forma, o cenário futuro é que, caso essas iniciativas não fossem implementadas, essa energia que será gerada, seria produzida por outras fontes que contemplassem emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) em sua atividade, pois é observada uma tendência dentro do Sistema Interligado Nacional, de aumento da geração através de usina termelétrica.

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por fonte são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada (avaliação e demonstração de adicionalidade):

>> Para a avaliação e demonstração de adicionalidade do foi utilizado a ferramenta: “*Tool for the demonstration and assessment of additionality*” (Versão 03).

Conforme já explicado, a construção da linha de base fundamenta-se na pressuposição de que as ações desenvolvidas, a partir do elenco de oportunidades listadas, contribuem para o deslocamento de novas adições de utilização de combustíveis fósseis.

A contabilização dos efeitos benéficos à redução de emissão de GEE será feita a partir de unidades de MWh de energia gerada multiplicado pelo fator de emissão do SIN subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste ("SSECO").

A Energias do Brasil, que tem como seu maior acionista o Grupo EDP, locado em Portugal, investe em empreendimentos de geração elétrica através de aproveitamento de potenciais hidráulicos, que estejam dentro de seus padrões de investimentos e em conformidade com as melhores práticas ambientais.

Por ser uma empresa de vanguarda, a Energias do Brasil está sempre atenta às necessidades e ao desenvolvimento do mercado mundial. Por isso, visando sempre estar em linha com as melhores práticas, e com o que existe de mais moderno, busca soluções sustentáveis em suas operações, ou seja, a Energias do Brasil utilizam em suas análises de investimentos variáveis econômicas, sociais e ambientais.

MDL – Conselho Executivo

página 11

A Energias do Brasil, em sua área de geração, possui um grupo de sustentabilidade e meio-ambiente, o qual também contempla a possibilidade de aceitação dos seus projetos dentro dos parâmetros do Mecanismo de Desenvolvimentos Limpo, fazendo com que a decisão de investimentos levem em conta essa importante variável.

Nesse intuito a então Energias de Portugal Brasil – EDP Brasil, hoje Energias do Brasil - EDB em janeiro de 2003 iniciou-se as atividades de um Grupo de Trabalho relativas ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL no Brasil, com a participação de: EDP Brasil, Energest, Enertrade e Distribuidoras.

Este grupo de trabalho entre outros projetos definiu a reivindicação de Reduções Certificadas de Emissão – RCEs pela produção de energia elétrica em Pequenas Centrais Hidroelétricas das Distribuidoras do Grupo EDP: Escelsa e Enersul.

O participante do projeto Energias do Brasil não deseja que início do período de creditação se inicie antes do registro da atividade do projeto.

Passo 1. Identificação de alternativas ao projeto conforme legislação e regulamentações

Sub-passo 1a. Definição de alternativas para a atividade do projeto

Embora a matriz de oferta de energia elétrica existente hoje no país seja altamente renovável, baseada de forma majoritária em usinas hidrelétricas, existe uma sinalização de que a participação percentual de usinas térmicas irá aumentar nos próximos anos tornando o sistema de oferta de eletricidade mais intensivo no uso de combustíveis fósseis.

Esta ampliação está baseada em uma série de fatos:

- A necessidade de expansão do sistema de geração e de transmissão para atender a demanda irá provocar a necessidade de investimentos nos próximos 8 anos de cerca de US\$ 34 bilhões (fonte: CCPE), o que representa de R\$ 11 bilhões ano, apenas para prover a capacidade de infra-estrutura projetada.
- O racionamento de 2001 causou danos políticos, que nenhum governo, desejará repetir nos próximos anos, embora a disponibilidade de recursos para investimentos em energia elétrica não possa ser considerada prioritária quando comparada com a agenda social de outras demandas.
- A necessidade de expansão no curto prazo fica mais fácil de ser atendida pela inserção de usinas térmicas a gás natural, inclusive porque:
 - ✓ São obras mais rápidas de serem construídas.
 - ✓ As usinas térmicas são a tecnologia com a qual os investidores (“players”) do novo mercado de energia competitivo estão mais familiarizados por conta da experiência prévia em seus países de origem.
 - ✓ Disponibilidade de gás a partir de investimentos feitos em sua maior parte pela Petrobrás.

MDL – Conselho Executivo

página 12

- ✓ O plano de revitalização do setor elétrico sinaliza com a aquisição de energia emergencial de base térmica para permitir a recuperação da capacidade de regularização plurianual dos reservatórios brasileiros.

Também é importante destacar as informações da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), no documento titulado: “Programa Estratégico de Aumento da Oferta de Energia Elétrica”, publicado em maio de 2002.

Neste documento, é possível encontrar um plano mais detalhado de referência para o programa de expansão do período. Além da expansão em geração, a CGE vem priorizando e facilitando os investimentos em transmissão e transformação, conforme segue:

Tabela 04 – Suprimento de Energia Elétrica segundo o Programa Estratégico de Aumento da Oferta

Tipo de Empreendimento (Unidade)	AMPLIAÇÃO DA OFERTA (2001 - 2004)				
	2001 Realizado	2002	2003	2004	Total
HIDRELÉTRICAS (24)	1.397	3.045	2.463	3.122	10.027
(*) TERMELETRICAS (40)	1.354	2.829	4.342	916	9.441
TERMELETRICAS EMERGENCIAIS (53)	-	2.163	-	-	2.163
IMPORTAÇÃO (5)	98	1.188	400	800	2.486
PCHs (29)	66	170	145	-	381
COGERAÇÃO (17)	125	162	500	-	787
EÓLICA (42)	2	261	394	393	1.050
TOTAL (MW)	3.042	9.808	8.244	5.231	26.325
LINHAS (26) DE TRANSMISSÃO - km	505	1.037	4.383	3.348	9.273
SUBESTAÇÕES (MVA)		3.347	4.450	1.050	8.847

* Considerada uma redução de 30% de não realização do programa previsto.

Fonte: Programa Estratégico de Aumento da Oferta 2001 – 2004

Deve-se acrescentar, que além da expansão programada, uma parcela importante de energia térmica estará sendo agregada ao sistema em caráter emergencial. Trata-se da energia adquirida pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) que representará uma adição de 2.153MW no período 2002/2004, em caráter emergencial.

Em resumo, da ampliação da capacidade geradora brasileira, no período 2001 a 2004, considerando-se apenas os projetos mais consolidados chega-se a um total de 26.325MW (Programa Estratégico + Compra Emergencial), dos quais 11.594MW são oriundos de fonte térmica.

Ou seja, é razoável adotar-se como referencial para períodos imediatos (até 2004), que 44% de toda expansão de geração se dará pela via térmica.

Sub-passo 1b. Conformidade com legislação e regulamentações

MDL – Conselho Executivo

página 13

O projeto está em conformidade com todas as legislações e regulamentações existentes em sua área de abrangência e do País sede, Brasil.

Passo 2 . Análise de Investimento

Uma vez que se optou pela análise de barreiras como passo para se chegar a adicionalidade, este passo pode ser desconsiderado.

Passo 3. Análise de barreiras

As barreiras consideradas são as seguintes:

- Falta de fontes de investimentos para financiar o setor privado no país e os altos custos das alternativas disponíveis.
- Impacto das normas do setor de energia, uma vez que este ainda está sob um órgão regulador, e a criação do PROINFA indica que sem um apoio específico, não seriam implementados projetos de fontes renováveis.
- Uma vez que os projetos não têm acesso aos benefícios e os incentivos do PROINFA, eles estão competindo no mercado com outros projetos e oportunidades.

Para lidar com a análise de barreiras, apresentamos um breve panorama do mercado de eletricidade brasileiro nos últimos anos.

Até o início da década de 90, o setor energético era composto quase que exclusivamente por empresas estatais. A partir de 1995, devido a um aumento das taxas de juros internacionais e da falta da capacidade de investimento do Estado, o governo foi obrigado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e de desregulamentação do mercado.

Os quatro pilares do processo de privatização iniciados em 1995 eram:

- A construção de um ambiente propício à competição, com a eliminação gradual do consumidor cativo. A opção para escolher os fornecedores de serviços de eletricidade começou em 1998 para os consumidores maiores;
- Desmantelamento dos monopólios estatais, separação e privatização das atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Liberdade de acesso às linhas de transmissão;
- Transferência das responsabilidades de operação e de planejamento para o setor privado. Três entidades governamentais foram criadas: a ANEEL - Agência Reguladora de Eletricidade, fundada para desenvolver a legislação e regular o Mercado; o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, para supervisionar e controlar a geração, transmissão e operação; e o MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, para definir as regras e procedimentos comerciais a curto prazo para o mercado.

Ao término de 2000, cinco anos depois do início do processo de privatização, os resultados ainda eram modestos (Figura 02). Apesar de altas expectativas, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento do consumo.

Figura 02 – Participação do capital privado no mercado brasileiro de eletricidade em dezembro de 2000

Fonte: BNDES, 2000

O descolamento entre o PIB (aumento médio de 2% no período de 1980 a 2000) e o aumento no consumo de eletricidade (aumento médio de 5% no mesmo período) é bem conhecido nos países desenvolvidos, especialmente devido à ampliação dos serviços de fornecimento para novas áreas e o crescimento de infraestrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que a taxa de crescimento do PIB, e pesados investimentos em eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento do consumo, conforme pode ser visto na Figura 03.

Figura 03 – Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda de eletricidade (consumo)

Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletróbrás.gov.br/>; IBGE, <http://www.ibje.gov.br/>

Sem capacidade instalada nova, as únicas alternativas eram melhorar a eficiência energética ou aumentar a utilização da capacidade (fator de capacidade). Com relação à eficiência energética, o governo criou, em 1985, o PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica).

Em se tratando de eficiência energética, o governo criou em 1985 o Procel (Programa Nacional de Conservação de eletricidade). Mesmo o programa tendo alcançado resultados consideráveis, não foi possível a diminuição da demanda..

A alternativa que restou, aumentar o fator de capacidade de usinas antigas, foi a mais utilizada, como podemos ver na Figura 04. Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe conseqüências positivas ou negativas, precisamos analisar a disponibilidade e o preço dos combustíveis. No modelo de eletricidade brasileiro, a principal fonte de energia é a água acumulada nos reservatórios.

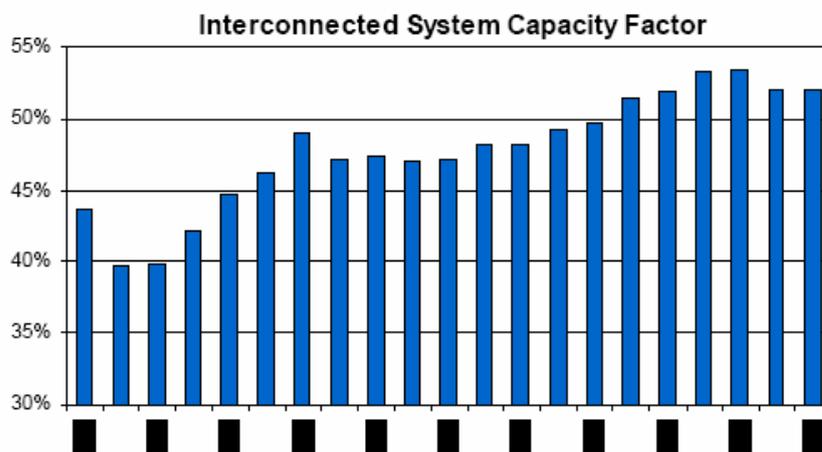


Figura 04 – Evolução da taxa de energia gerada em relação à capacidade instalada

Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br/>

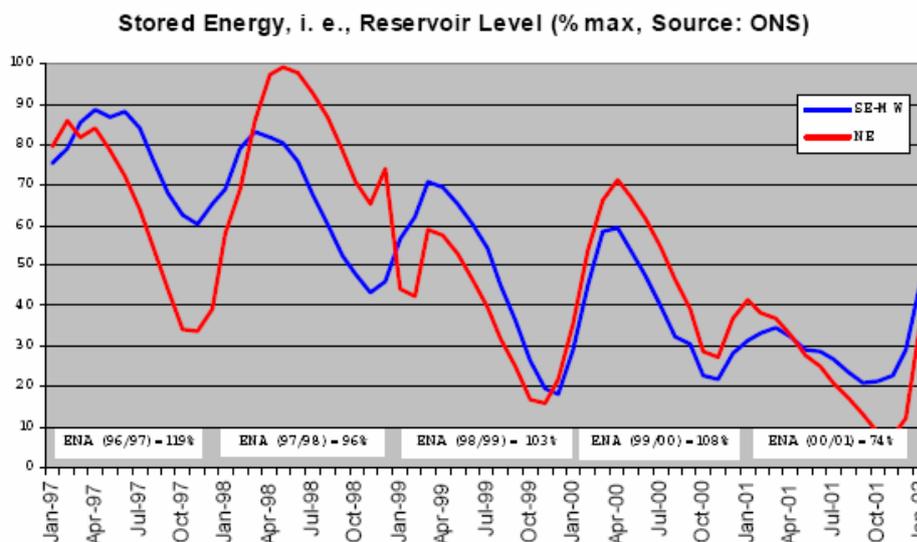


Figura 05 – Evolução de capacidade armazenada água nos subsistemas interligados do Sudeste/ Centro-Oeste (SE-CO) e do Nordeste (NE) e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica

Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>

A Figura 05 mostra o que ocorreu com os níveis de "energia armazenada" nos reservatórios entre janeiro de 1997 e janeiro de 2002. Pode-se ver que os reservatórios, projetados para resistir a 5 anos de estações com menos chuvas que a média, quase entraram em colapso após uma única estação com pouca precipitação pluviométrica (2000/2001 teve 74% da média histórica de precipitação pluviométrica). Essa situação ilustra uma utilização intensiva dos recursos hídricos do país para suportar o aumento da demanda sem aumentar a

MDL – Conselho Executivo

capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia solução a longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

Consciente das dificuldades desde fins da década de 90, o governo brasileiro sinalizou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração termelétrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica. Considerando isso, o governo federal lançou, no início de 2000, o PPT (Plano Prioritário de Termelétricas), Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 e a Portaria 43 do Ministério das Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, planejando originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e início de 2002, o plano foi reduzido de modo a contemplar 40 usinas e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril 2002). Em dezembro de 2004 havia 20 plantas em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

Durante o racionamento de 2001, o governo também lançou o Programa Emergencial de Energia, com a meta de curto prazo de construir 58 usinas termelétricas de pequena a média escala até fins de 2002 (utilizando principalmente óleo diesel, 76,9 %, e óleo combustível residual, 21,1 %), totalizando 2.150 MW de capacidade energética (CGE-CBEE, 2002).

Está claro que a energia hidrelétrica é e continuará sendo a principal fonte para a eletricidade de fluxo de base no Brasil. Porém, a maioria dos, se não todos, os recursos hídricos no sul e sudeste do país estão sendo explorados, e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OCDE, 2001). Está claro que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estão mudando de hidrelétricas para usinas a gás natural (Schaeffer et al., 2000). Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 06), a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade e continuará a gerar interesse de investidores da iniciativa privada no setor energético brasileiro.

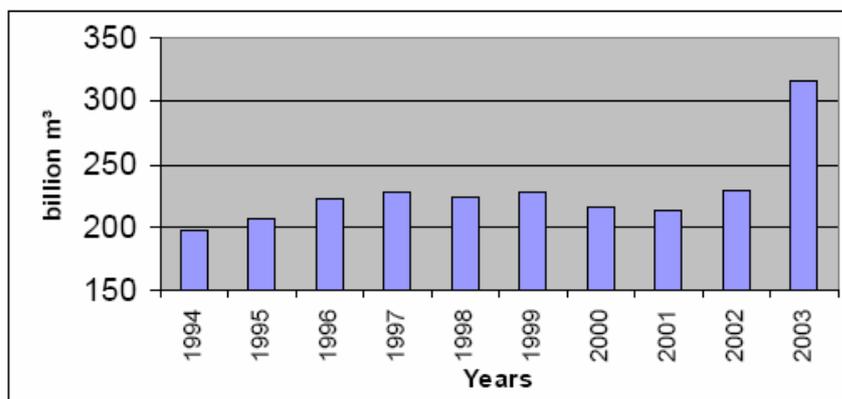


Figura 06 – Evolução do gás natural brasileiro de reservas compradas

Fonte: <http://www.petrobras.com.br>

No poder desde janeiro de 2003, o governo atual decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade. Um novo modelo para o setor elétrico foi aprovado pelo Congresso em março de 2004. O novo marco regulatório para o setor elétrico tem as seguintes características (OCDE, 2005):

- A demanda de eletricidade e o fornecimento serão coordenados por uma demanda em pool a ser

MDL – Conselho Executivo

página 17

estimada pelas companhias distribuidoras, que terão que contratar 100% da sua demanda projetada de eletricidade durante os 3 a 5 anos seguintes. Essas projeções serão enviadas a uma nova instituição denominada EPE - Empresa de Planejamento Energético, que estimará a expansão necessária na capacidade de fornecimento a ser vendida às companhias de distribuição através do pool. O preço pelo qual a eletricidade será negociada através do pool é uma média de todos os preços contratados a longo prazo, e será o mesmo para todas as companhias de distribuição.

- Paralelamente aos contratos "regulados" de pool a longo prazo, existirá um mercado "livre". Embora, no futuro, será exigido que os grandes consumidores (acima de 10 MW) forneçam às companhias de distribuição um aviso de 3 anos se desejarem mudar do pool para mercado livre e um aviso de 5 anos para os que mudarem na direção oposta, visualiza-se um período de transição, no qual essas condições serão mais flexíveis. Se a demanda real se apresentar maior que a projetada, as companhias de distribuição terão que comprar eletricidade no mercado livre. No caso oposto, terão que vender o fornecimento em excesso no mercado livre. As companhias de distribuição conseguirão repassar para os consumidores finais a diferença entre os custos da eletricidade comprada no mercado livre e através do pool, se a discrepância entre a demanda projetada e real ficar abaixo de 5%. Se ficar acima desse limite, a companhia de distribuição arcará com os custos em excesso.

- O governo optou por uma configuração institucional mais centralizada, reforçando o papel do Ministério de Minas e Energia no planejamento a longo prazo. A EPE apresentará ao Ministério o seu portfólio de tecnologias desejadas e uma lista dos projetos estratégicos e não estratégicos. Por sua vez, o Ministério apresentará essa lista de projetos ao CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). Depois de aprovados pelo CNPE, os projetos estratégicos serão leiloados, com base em prioridades, através do pool. As companhias podem substituir os projetos não estratégicos propostos pela EPE, se suas propostas oferecerem a mesma capacidade por uma tarifa mais baixa. Outra nova instituição é o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico), que irá monitorar as tendências da demanda e fornecimento de energia elétrica. Se forem identificados problemas, o CMSE irá propor medidas corretivas para evitar escassez de energia, como por exemplo condições especiais de preço para os novos projetos e reserva da capacidade de geração. Esse comitê ficará no âmbito do Ministério de Minas e Energia e será presidido por ele. Não se espera outras grandes privatizações neste setor.

Embora o novo modelo reduza o risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado no setor elétrico dependerá de como o novo marco regulatório será implementado.

Destacam-se diversos desafios em relação a esse ponto. Primeiro, o risco de falha regulatória, que pode ocorrer em razão de o governo desempenhar um papel significativo no planejamento de longo prazo, deve ser evitado prevenindo contra interferências políticas na nova instituição. Em segundo lugar, será necessário conceber regras para a transição do modelo atual para o novo, para permitir que os atuais investimentos sejam adequadamente remunerados. Em terceiro lugar, em razão de seu pequeno tamanho, a volatilidade dos preços pode aumentar no mercado de eletricidade de curto prazo, ocasionando, por sua vez, maior risco do investimento, embora esse risco venha a ser atenuado pela presença de grandes consumidores. A alta participação da energia hidrelétrica na matriz energética do Brasil e a incerteza sobre precipitação pluviométrica também contribuem para uma maior volatilidade do mercado de eletricidade de curto prazo. Em quarto lugar, embora o novo modelo vá exigir uma separação total entre a geração e a distribuição, as normas para repartir as companhias integradas verticalmente ainda têm que ser definidas. Atualmente é permitido que as companhias de distribuição comprem até 30% de sua eletricidade das próprias subsidiárias (autonegociação). Por fim, a política do governo para o setor de gás natural precisa ser definida dentro de uma estrutura setorial específica.

Sub-passo 3a. Identificar barreiras que possam impedir a implementação do tipo de atividade de projeto proposta
Barreiras de Investimentos

MDL – Conselho Executivo

página 18

Para se analisar precisamente o desenvolvimento do Brasil, a taxa SELIC assim como CDI que é o cálculo do valor de crédito de mercado a curto prazo, devem ser levados em conta. Essas taxas se tornaram bem altas desde de que o plano real estabilizou a inflação em 1994.

Como consequência do longo período de inflação, a moeda brasileira sofreu grande desvalorização impossibilitando os bancos de considerarem operações de débito à longo prazo, causou um grande impacto negativo no financiamento de projetos energéticos no Brasil.

As taxas de financiamento nacionais são significativamente maiores do que as taxas aplicadas nos Estados Unidos.

O Banco Nacional de desenvolvimento – BNDES, é a única instituição que disponibiliza financiamentos a longo prazo. Esses financiamentos são feitos através de bancos comerciais. Como o mercado de crédito é dominado por períodos curtos de carência (90 dias à 1 ano) são raras as linhas de crédito à longo prazo com exceção à grandes financiadores e iniciativas governamentais. No Brasil o crédito é restituído à curto prazo ou longo prazo se feito OFFSHORE em dólares.

Financiamentos domésticos em carência maior que 1 ano são praticamente inexistentes no Brasil. A experiência mostrou que em momentos de crise financeira, a duração de instrumentos de salva guarda reduziram-se a níveis próximos de 1 dia com concentração massiva de depósitos bancários “overnight”. Além disso o mercado de capitais não é desenvolvido no Brasil para que se possa ter um fundo público de mercado de ações.

A falta de um mercado local a longo prazo resulta não somente do desinteresse em oportunidades de investimento mas também de retulância dos credores em expandir seus horizontes. Desta forma os investidores optam por liquidez em títulos do governo de curto prazo ao invés de oportunidades de financiamento em projetos de infra-estrutura à longo prazo.

O título mais rentável do governo é o LFT (baseado na variação diária das taxas do Banco Central). Em janeiro de 2004, 51,1% do débito federal estava no LFT e teve a duração de 1dia. Essa taxa de título é quase igual a taxa do CDI – taxa de depósito interbancário a qual é influenciada pela taxa SELIC definida pelo COPOM – conselho de política monetária.

A taxa SELIC oscilou desde 1996 de um mínimo de 15% em janeiro de 2001 á um máximo de 45% em março de 1999 (Figura 07).

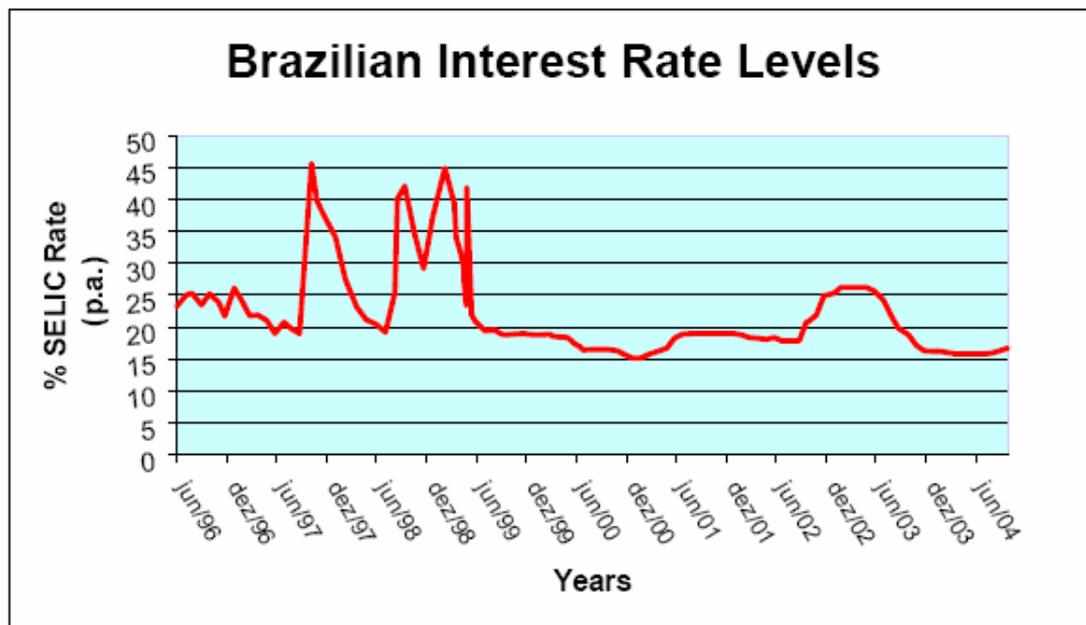


Figura 07 – Taxa SELIC

Fonte: Banco Central do Brasil

A atividade do projeto proposta para PCH Paraíso é baseado em “*Project Finance*”. Para financiar as obras de construção, o empreendedor usou linhas de financiamentos do BNDES. Esse suporte financeiro cobre em média 70% dos custos do projeto com a TJLP de 9% (de acordo com o fluxo de caixa do projeto) e um adicional de 4,5% - 5% de taxa de risco para um período de 10 anos sendo 2 anos de carência.

Embora de faça uso do financiamento do BNDES no projeto, PCH Paraíso não teve acesso as melhores condições como as linhas de financiamento do PROINFA, o que demonstra uma barreira.

Como por exemplo, a taxa de risco do PROINFA varia entre 1,5% e 2,0% (Fonte: BNDES – www.bndes.gov.br). Essa taxa é 50% menor que a utilizada em PCH Paraíso.

A TIR (Taxa Interna de Retorno) do projeto é de aproximadamente 15,77% por ano sem benefício da venda dos RCEs. A TIR do projeto era menor que a taxa SELIC quando o projeto foi proposto (18,11%). É importante observar que o investimento do projeto existe risco de comparação aos títulos do governo brasileiro na época de implantação.

Se considerar o valor de venda dos RCE, a taxa de retorno do projeto aumenta de 15,77% para 16,72%. Este aumento não justifica o risco do empreendimento no projeto. Porém a opção para demonstrar a adicionalidade do projeto é “Análise de Barreiras”.

Além de uma ótima TIR do projeto, a venda dos RCEs, pode trazer outros benefícios. Visto que o maior acionista do projeto é uma empresa Européia (Energias de Portugal) que irá implantar estratégias ambientais e de sustentabilidade. Este um importante fator para investidores de companhias multinacionais quando investem em energias renováveis em países em desenvolvimento.

MDL – Conselho Executivo

página 20

A geração de RCE para empresas européias é importante, porém como demonstrado neste documento, não tem relevância financeira. Além disso, o ganho advindo da comercialização dos RCEs será investido em atividades sócios ambientais, um fundo que esta sendo criado pela Energias do Brasil para planos de estratégicos de sustentabilidade.

Através dessa análise, nota-se que existem uma serie de barreiras financeiras para o projeto, sendo os RCEs de grande importância quando da seleção de projetos por parte da Energias do Brasil.

Análise de barreiras financeiras do projeto

O alto nível das garantias exigido para financiar um projeto de energia no Brasil é uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguro, garantias financeiras, assessores financeiros são exigências que aumentam o custo do projeto e são barreiras para viabilizar o financiamento dos projetos.

Outras barreiras financeiras estão relacionadas com o CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica). O CCVE é requerido para obter financiamento a longo-prazo de bancos e a falta de acordos comerciais adequados dos compradores de energia pode influenciar diretamente a negociação entre o banco e o desenvolvedor do projeto. A maioria das concessionárias no Brasil não tem crédito de risco satisfatório representando, desta forma uma barreira para obter financiamento de longo-prazo.

Dado os vários programas e incentivos nos quais foram considerados durante os últimos anos, mas nunca implementados com sucesso, é fácil notar-se a dificuldade e as barreiras de implementação de projetos de pequenas centrais hidrelétricas no país. A primeira foi chamada de PCH-COM estruturada entre 2000/2001. Em fevereiro de 2001 a tarifa estava planejada para ser R\$ 67,00/MWh, no qual era o preço de referência da chamada “fonte de energia competitiva”, ou a média de custos adicionais da energia gerada regularmente, mas o mercado de referência para fontes de PCH naquele momento estava por volta de R\$ 80,00/MWh.

Apesar da baixa tarifa, o incentivo baseava-se na garantia do CCVE e fontes especiais de financiamento. O programa não obteve sucesso por causa das garantias necessárias e as cláusulas do contrato. Além disso o projeto não foi considerado como sendo project finance e o mutuante demandava garantias diretas do desenvolvedor do projeto (além do projeto como um todo). Em Abril de 2002, a lei do PROINFA foi emitida para incentivar o setor. Durante a primeira chamada pública do PROINFA no começo de 2003, a tarifa da PCH era planejada para ser de R\$ 125,09/MWh (baseado em junho de 2003, e para ser atualizado pelo índice de inflação IGP-M). Mas em 30 de março de 2004 o Ministério de Minas e Energia (MME) editou a Portaria no.45, na qual definiu a tarifa em R\$ 117,02/MWh (baseado em março de 2004, e para ser atualizado pelo IGP-M), no qual seria por volta de R\$ 132/MW em junho de 2005. Em 2005, o BNDES apresentou a versão final de suas linhas de incentivo de financiamento para o PROINFA, que é diferente do considerado primeiramente para o programa e que não foi considerado suficiente. Isto significa que para os últimos 5 anos, o governo teve que apresentar uma nova proposta (ou incentivo) por ano, para convencer os desenvolvedores a investirem no setor de pequenas centrais hidrelétricas.

No caso da atividade de projeto de PCH Paraíso a energia está sendo comercializado por R\$ 96,74/MWh , enquanto os valores de projetos contemplados pelo PROINFA a tarifa é hoje acima de R\$ 135,00/MWh..

Mesmo considerando os valores fechados dos projetos quando comparado com a tarifa do PROINFA, está claro que o PROINFA possui outros incentivos como 20 anos de CCVE com a Eletrobrás e linhas de financiamentos específicos com o BNDES.

MDL – Conselho Executivo

página 21

O financiamento obtido junto ao BNDES pela PCH Paraíso não possui as mesmas condições favoráveis que financiamentos concedidos pela PROINFA. Tendo em vista que os projetos beneficiados pelo PROINFA são elegíveis e adicionais no âmbito do MDL. É possível demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto de PCH Paraíso. O outro fato é que as grandes maiorias das novas PCHs estão realizando atividades de projeto de MDL.

A conclusão é que os incentivos do MDL têm um papel muito importante na superação das barreiras financeiras da atividade de projeto de PCH Paraíso.

Falta de Infra-estrutura

A região onde se localiza o projeto é isolada e pouco desenvolvida. Existe uma falta de infra-estrutura como estradas, eletricidade segura, comunicação e transporte. Os patrocinadores do projeto tiveram que desenvolver estas instalações antes da implementação do projeto. Além disso não havia pessoal qualificado disponível na região.

Barreira institucional

Como descrito acima, desde 1995 as políticas do mercado de eletricidade estão em permanente alteração no Brasil.

Um número excessivo de leis e normas foi criado para tentar organizar e fornecer incentivos para os novos investimentos no setor energético. Os resultados dessa instabilidade regulatória foram contrários ao que se tentava alcançar. Durante o período de racionamento os preços de eletricidade ultrapassaram R\$ 600/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou a níveis de R\$ 120 a 150/MWh (cerca de US\$ 45). No meio de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). Esta relativa alta volatilidade do preço da eletricidade no Brasil, apesar de curto prazo, contribui para dificultar a análise do mercado pelos desenvolvedores. (ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica – <http://www.aneel.gov.br>)

Sub-passo 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitariam a implementação de pelo menos uma das alternativas:

Como descrito acima, a principal alternativa para a atividade do projeto é continuar na mesma situação. O patrocinador do projeto poderia investir seus recursos em diferentes investimentos do mercado financeiro. Assim, as barreiras acima não afetariam o investimento em outras oportunidades. Pelo contrário, as taxas de juros brasileiras, que constituem uma barreira para a atividade do projeto, passariam a ser uma alternativa viável de investimento.

Passo 4. Análise da prática comum:

Um dos pontos que deve ser considerado na análise de investimento em um projeto de pequena hidrelétrica no período (2001-2005) foi a possibilidade de participar do Programa PROINFA do Governo Federal. Embora alguns projetos tenham iniciado a construção independentemente do PROINFA, o programa é considerado uma das alternativas de financiamento mais viáveis para esses projetos, que fornecerão CCVEs de longo prazo e condições especiais de financiamento. A atividade do projeto PCH Paraíso não participa do programa e está lidando com o risco do mercado à medida que estrutura seus projetos.

MDL – Conselho Executivo

página 22

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as companhias de serviços públicos como a obtenção de financiamento do BNDES têm sido muito difíceis. O BNDES também exige garantias excessivas para fornecer financiamento. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenas hidrelétricas, incluindo a capacidade de cumprir o contrato CCVE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato.

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados acima, a principal razão do reduzido número de atividades de projetos semelhantes é o custo econômico. A viabilidade do projeto exige um contrato CCVE com uma empresa de serviços públicos, mas essas companhias não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por projetos de pequena hidrelétrica.

Em virtude das razões mencionadas acima, somente 1,3% da capacidade instalada provém de fontes de pequenas hidrelétricas (1,2 GW de um total de 88,7 GW). Além disso, dos 6.934 MW em construção no país, somente 403 MW são de pequenas hidrelétricas. Em 2004, somente 9 projetos de pequenas hidrelétricas, um total de apenas 5,22 MW, foram autorizados pela agência reguladora. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento. A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do PROINFA considerou o MDL como um fator decisivo para a conclusão dos seus projetos. Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participa do programa PROINFA e, os que não participam, estão no MDL. (Fonte: ONS – Operadora Nacional do Sistema – <http://www.ons.org.br>)

Além disso, o governo brasileiro declarou que os projetos no âmbito do programa PROINFA serão também elegíveis para participação no MDL. A legislação que criou o PROINFA levou em consideração possíveis receitas do MDL para prosseguir com o programa.

Contudo os incentivos ainda não estão em vigor, e os já existentes, são incentivos para rápida instalação de termelétricas à combustível fóssil. O setor de energia sofreu por mais de um ano (2003-2004) por falta de regulamentação, e mesmo hoje em dia a legislação não está totalmente clara para todos os investidores e envolvidos. O negócio prevalecido no Brasil no que tange a obtenção de financiamento e garantias financeiras para projetos é uma barreira para investimentos em projetos de energia renovável no país. O acesso a financiamentos a longo prazo para projetos de energia renovável é difícil, principalmente por causa das garantias necessárias e a falta de estruturas reais de financiamento. O alto custo de capital no Brasil é uma barreira para projetos que serão desenvolvidos.

De acordo com a legislação Brasileira, pequenas centrais hidrelétricas no Brasil são usinas com capacidade instalada de mais de 1 MW e de até 30 MW e com área de reservatório menor que 3 km². Em geral, consistem em uma usina hidrelétrica a fio d'água que possui um impacto ambiental mínimo.

Esta atividade do projeto não é o cenário de negócios usual em um país onde se dá preferência a grandes projetos hidrelétricos e térmicos a gás natural. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receita e decidam, então, desenvolver outros projetos.

Apesar de pequenas centrais hidrelétricas não serem projetos usuais de investimento no Brasil, projetos visando o desenvolvimento sustentável em regiões ainda em desenvolvimento como o estado do Mato Grosso do Sul são de grande interesse da Energias do Brasil, empresa que tem um grande comprometimento com o desenvolvimento sustentável da região. Pela possibilidade de geração de créditos de carbono em PCH paraíso, a Energias do Brasil tomou a decisão da implementação desta PCH.

MDL – Conselho Executivo

página 23

O MDL possibilitou que alguns investidores instalassem pequenas usinas hidrelétricas e vendessem eletricidade à rede. O registro da atividade do projeto proposto terá um forte impacto na abertura de caminho para a implementação de projetos semelhantes no Brasil.

Mas no caso específico da PCH Paraíso, registro da atividade deste projeto terá como impacto à criação de um fundo para investimentos em projetos de sustentabilidade pela Energias do Brasil. Fundo que irá financiar projetos sociais e ambientais através das divisas geradas pela venda das RCEs.

B.6. Redução de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

>> A linha de base para o cálculo do fator de emissão para o SIN SSECO foi desenvolvida seguindo os parâmetros da "ACM0002".

As informações sobre a determinação da linha de base são as seguintes:

- O sistema de eletricidade brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: o Norte/Nordeste e o Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Isso ocorre em razão, principalmente, da evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido próximo aos grandes centros consumidores do país.

Cada vez mais, a evolução natural de ambos sistemas está demonstrando que a integração ocorrerá. Em 1998, o governo brasileiro anunciou a primeira parte da linha de interconexão entre N/NE e S/SE/CO. Com investimentos de cerca de US\$ 700 milhões, a conexão tinha como objetivo principal, pelo menos na visão do governo, ajudar a solucionar os problemas de energia elétrica no país. As regiões S/SE/CO poderiam suprir a N/NE em caso de necessidade e vice-versa.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dados / parâmetro:	EG_v
Unidade dos dados:	MWh/ano
Descrição:	Geração de eletricidade do projeto despachada na rede
Fonte dos dados usados:	ONS – Operador Nacional do Sistema
Valor aplicado:	PCH Paraíso possui uma potencia instalada de 21,6 MW, um rendimento de 61,35% gerando 13,25 MW médios por hora. Um ano de operação contabiliza 116.078,7 MWh/ano
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dado padrão para atividades de projeto na industria energética. Medição de 15 minutos e gravação mensal
Comentários:	

Dados / parâmetro:	EF_v
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh

MDL – Conselho Executivo

página 24

Descrição:	Fator de emissão
Fonte dos dados usados:	Calculado conforme indicado na metodologia ACM0002
Valor aplicado:	0,2611
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Simple OM / BM
Comentários:	

Dados / parâmetro:	EF_{OM,v}
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão
Fonte dos dados usados:	Calculado conforme indicado na metodologia ACM0002
Valor aplicado:	0,4349
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Simple OM
Comentários:	

Dados / parâmetro:	EF_{BM,v}
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão
Fonte dos dados usados:	Calculado conforme indicado na metodologia ACM0002
Valor aplicado:	0,0872
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	BM
Comentários:	

Dados / parâmetro:	λ_v
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão
Fonte dos dados usados:	Calculado conforme indicado na metodologia ACM0002

Valor aplicado:	0,5130
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Fração de tempo em que as centrais de baixo custo/inflexíveis operam na margem.
Comentários:	

B.6.3 Cálculo a priori de reduções de emissões:

>> O cenário dos projetos segue a mesma lógica estabelecida na construção do cenário da linha de base.

A geração de energia pela PCH Paraíso não necessita de combustíveis fósseis complementares, fazendo com que o cálculo de Emissões do Projeto por Ano (PE_{ano}) descrito na metodologia de linha de base da ACM0002 – versão 6 – 19 de maio de 2006 – não seja necessário para este projeto.

Com isso a fórmula para cálculo da redução de emissões de GEE para este projeto seja simplificada, contendo somente a quantidade de energia elétrica gerada pelo projeto (MWh) multiplicada pelo fator de emissão do Sistema Interligado Nacional do sub-sistema Sul, Sudeste/Centro-Oeste, representada pela fórmula a seguir:

$$BE_{\text{eletricidade, ano}} = EG_{\text{ano}} \times EF_{\text{eletricidade, ano}}$$

Onde:

$BE_{\text{eletricidade, ano}}$ = Deslocamento das emissões da linha de base

EG_{ano} = Quantidade de energia elétrica produzida pela central termo-elétrica

$EF_{\text{eletricidade, ano}}$ = Fator de emissão de CO₂e do SIN sub-sistema S/ SE/CO

O cálculo de emissões reduzidas é dado pela seguinte fórmula:

$$ER_{\text{ano}} = BE_{\text{eletricidade, ano}} - PE_{\text{ano}}$$

ER_{ano} = Emissões reduzidas por ano pela atividade do projeto.

PE_{ano} = Emissões do projeto em ano definido.

Sendo que anteriormente demonstramos que o PE_{ano} é igual a 0 (zero), podemos concluir que as emissões reduzidas por ano pela atividade do projeto é igual ao deslocamento das emissões da linha de base, conseqüentemente:

$$ER_{\text{ano}} = BE_{\text{eletricidade, ano}}$$

Para o cálculo da linha de base foi escolhida a “opção 2” da metodologia aprovada e consolidada ACM0002.

MDL – Conselho Executivo

página 26

A metodologia de linha de base determina o fator de emissão de CO2 para o SIN SSECO, ao qual o projeto está conectado.

O método escolhido para calcular a margem operacional (OM) para o fator de emissão da linha de base é a opção (b) “Simple Adjusted OM”, pois a opção (c) “Dispatch Data Analysis OM” que também seria um caminho para a determinação do fator, encontra barreiras para a obtenção e validação dos dados necessários.

Para o cálculo da margem operacional (OM), foi necessário coletar junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS) informações sobre o despacho elétrico diária do SIN. Esse tipo de informação não é regularmente cedida pela ONS, o que implicou em uma comunicação direta com a entidade.

As informações recebidas englobam os anos de 2003, 2004 e 2005, e são hoje as mais recentes disponíveis neste estágio.

Cálculo do fator de emissão da margem operacional (OM) ajustada simples

As referencias para as variáveis abaixo mencionadas podem ser encontradas no texto da metodologia utilizada. Por favor caso haja necessidade referenciar-se na metodologia.

De acordo com a metodologia, é necessário determinar o fator de emissão da margem operacional ajustada simples ($EF_{OM, simple_adjusted, y}$). Para isso utilizamos a seguinte equação:

$$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \text{ (tCO}_2\text{e/GWh)}$$

É assumido aqui que todas plantas de baixo custo de operação (Usinas Hidrelétricas) que possuem na regulamentação do setor elétrico brasileiro despacho obrigatório e as plantas Nucleares produzem zero de emissões:

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \text{ (tCO}_2\text{e/GWh)}$$

Foram fornecidas ao validador (DOE) todas as informações cedidas pela ONS, bem como todas as tabelas utilizadas para os cálculos do fator de emissão.

O Fator Lambda foi calculado de acordo com todos os requisitos apontados na metodologia utilizada.

Ano	Lambda
2003	0,5312
2004	0,5055
2005	0,5130

MDL – Conselho Executivo

página 27

A energia elétrica gerada pelo SIN SSECO em cada ano também precisou ser levada em conta.

Ano	Electricity Load (MWh)
2003	274.670.644
2004	284.748.295
2005	296.690.687

Calculamos a media dos três anos, determinando o $EF_{OM, simple \text{ adjusted}}$

$$EF_{OM, simple \text{ adjusted } 2003 \text{ - } 2005} = 0,4349 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

De acordo com a metodologia usada, temos também que calcular o fator de emissão da margem de construção (BM), que determinado pela seguinte formula;

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

Neste caso, conforme a metodologia, a geração de energia elétrica é de 20% do total gerado no mais recente ano, ou seja, 2004, como também as 5 mais recentes plantas geradoras construídas menos os 20%. Calculando podemos encontrar:

$$EF_{BM, 2005} = 0,0872 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base do SIN SSECO é calculado pela média aritmética da margem operacional (OM) e da margem de construção (BM), de onde encontramos:

$$EF_{electricity, 2003-2005} = 0,5 * 0,4349 + 0,5 * 0,0872 = 0,2611 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

As emissões na linha de base do SIN SSECO serão proporcionais a eletricidade gerada pelo projeto apresentado acima neste documento durante sua vida útil, portanto podemos afirmar que as Emissões de linha de base ($BE_{electricity, y}$) são calculadas através da multiplicação do fator de emissão da linha de base do SIN SSECO ($EF_{electricity, 2003-2005}$) pela energia elétrica gerada pela atividade do projeto.

$$BE_{electricity, y} = EF_{electricity, 2003-2005} \cdot EG_y$$

Portanto, as emissões de linha de base será calculada através da seguinte formula:

$$BE_{electricity, y} = 0,2611 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

B.6.4 Resumo da estimativa a priori de reduções de emissões:

>> Conforme a descrição da metodologia feita, o cálculo da estimativa das reduções de emissões será feito segundo a equação apresentada acima.

Na Tabela abaixo é apresentada a estimativa de ganho na geração de energia elétrica e as reduções de emissões de GEE resultantes.

Com a implementação da iniciativa estima-se que a Energias do Brasil alcançará, no período de dez (10) anos, uma redução de **303.095 toneladas de CO₂ equivalente** em 10 anos de atividade de projeto.

Ano	Estimativas de emissões do projeto (tCO ₂ e)	Estimativas de emissões da atividade do cenário de linha de base (tCO ₂ e)	Fugas (tCO ₂ e)	Estimativas das reduções de emissão da atividade de projeto (tCO ₂ e)
2007	0	15.155	0	15.155
2008	0	30.310	0	30.310
2009	0	30.310	0	30.310
2010	0	30.310	0	30.310
2011	0	30.310	0	30.310
2012	0	30.310	0	30.310
2013	0	30.310	0	30.310
2014	0	30.310	0	30.310
2015	0	30.310	0	30.310
2016	0	30.310	0	30.310
2017	0	15.155	0	15.155
Total	0	303.095	0	303.095

Fator de Conversão: 0,2611 tCO₂/MWh

* A produção de Energia Elétrica começou: unidade 1 - março de 2003 e unidade 2 - abril de 2003

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dados / parâmetro:	EG_v
Unidade dos dados:	MWh / ano
Descrição:	Geração de eletricidade do projeto despachada na rede
Fonte dos dados a serem usados:	Medidos de energia conectada a rede e recibo de vendas
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Paraíso possui uma potencia instalada de 21,6 MW, um rendimento de 61,35% gerando 13,25 MW médios por hora. Um ano de operação contabiliza 116.078,7 MWh/ano
Descrição dos métodos e procedimentos de	Medição de 15 minutos e gravação mensal

MDL – Conselho Executivo

medição a serem aplicados:	
GQ/CQ a serem aplicados:	Sim
Comentários:	

Dados / parâmetro:	EF_y
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissões de CO ₂ da rede
Fonte dos dados a serem usados:	Calculado conforme indicado na metodologia ACM0002
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,2611
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Simples OM / BM
GQ/CQ a serem aplicados:	Não
Comentários:	Este dado é calculado portanto não precisa de procedimentos de GQ.

Dados / parâmetro:	EF_{OM}
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissões de CO ₂ da rede
Fonte dos dados a serem usados:	Calculado conforme indicado na metodologia ACM0002
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,4349
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Simples OM
GQ/CQ a serem aplicados:	Não

MDL – Conselho Executivo

aplicados:	
Comentários:	Este dado é calculado portanto não precisa de procedimentos de GQ.

Dados / parâmetro:	EF_{BM}
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissões de CO ₂ da rede
Fonte dos dados a serem usados:	Calculado conforme indicado na metodologia ACM0002
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,0872
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Calculado como $[\sum i F_i, y * COEF_i] / [\sum m GEN_{m,y}]$
GQ/CQ a serem aplicados:	Não
Comentários:	Este dado é calculado portanto não precisa de procedimentos de GQ.

Dados / parâmetro:	λ_v
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissões de CO ₂ da rede
Fonte dos dados a serem usados:	Fração de tempo em que as centrais de baixo custo/inflexíveis operam na margem
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,5130
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Calculado como $[\sum i F_i, y * COEF_i] / [\sum m GEN_{m,y}]$ Encima das recém construídas plantas de energia definidas na metodologia de base
GQ/CQ a serem aplicados:	Não
Comentários:	Este dado será requerido para o cálculo das emissões da linha de base (da rede de energia) e será obtido através de publicações e fontes oficiais..

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

>> A “Metodologia consolidada de monitoração - ACM002” define os procedimentos de monitoração das atividades do projeto.

Plano de Monitoração:

Os dados a serem coletados para os relatórios de monitoração são as atualizações dos fatores de emissão ($EF_{OM,y}$, $EF_{BM,y}$, EF_y) e o valor mensal de energia gerada (EG_y).

Os dados dos fatores de emissão serão atualizados anualmente a partir dos dados de despacho de usinas, fornecidos pela ONS – Operador Nacional do Sistema.

A medição da energia gerada é totalmente automatizada. Todos os sensores e instrumentação relativa à geração de eletricidade são redundantes, assim como o instrumento que totaliza a energia gerada. Estes estão conectados através de interface serial a um sistema supervisão (também redundante) instalado na sala de controle de cada usina. O supervisão atualiza todos os dados operacionais em intervalos de 5 segundos. O operador tem acesso a esta informação através do supervisão ou diretamente nos instrumentos de totalização instalados no painel de controle na mesma sala.

Toda energia gerada pela PCH Paraíso é informada às autoridades nacionais regulatórias. O mercado de energia elétrica é estritamente regulado e as normas existentes especificam os equipamentos de medição a serem instalados e os procedimentos padrões a serem seguidos.

Toda a documentação está armazenada eletronicamente, de onde os operadores têm acesso direto em caso de necessidade.

B.8 Data de conclusão da aplicabilidade da metodologia de estudo e monitoramento da linha de base e o(s) nome da(s) pessoa(s)/ entidade(s) responsável(is):

>> O responsável pelo gerenciamento, registro, monitoramento, medições e relatórios da atividade de projeto é a Energias do Brasil.

A pessoa responsável pelo monitoramento foi treinada de acordo com procedimentos estabelecidos Operador Nacional do Sistema – ONS. Todos os dados serão armazenados também segundo esses procedimentos.

Os equipamentos utilizados no monitoramento são calibrados e inspecionados frequentemente, de acordo com instruções da ONS.

Nome da Empresa: Energias do Brasil
 Endereço: Rua Bandeira Paulista, 530 – 12 Andar
 CEP / Cidade: 04532-001 – São Paulo - SP
 País: Brasil
 Contato: José Lopes Alves
 Cargo: Diretor de Sustentabilidade e Meio-ambiente
 Telefone: 0 xx 11 2185 5993

MDL – Conselho Executivo

página 32

Fax: 0 xx 11 2185 5974
E-mail: Jose.lopesalves@energiasdobrasil.com.br

Nome da Empresa: PricewaterhouseCoopers
Endereço: Av. Francisco Matarazzo, 1400 – Torre Torino
CEP / Cidade: 05001-903 – São Paulo – SP
País: Brasil
Contato: Ernesto Cavasin Neto
Cargo: Consultor
Telefone: 0-XX-11-3674-2000
Fax:: 0-XX-11-3674-2000
E-mail: ernesto.cavasin@br.pwc.com

SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de crédito

C.1 Duração da atividade de projeto:

C.1.1. Data de início da atividade de projeto:

>> A produção de Energia Elétrica começou: unidade 1 – 13 março de 2003 e unidade 2 – 12 abril de 2003

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

>> 30a – 0m

C.2 Escolha do período de crédito e informações relacionadas:

C.2.1. Período de crédito renovável

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de crédito:

>> Não aplicável

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

>> Não aplicável

C.2.2. Período de crédito fixo:

C.2.2.1. Data de início:

>> A produção de Energia Elétrica começou: unidade 1 – 13 março de 2003 e unidade 2 – 12 abril de 2003

O período de creditação se iniciará após seu registro, que é esperado para julho de 2007.

C.2.2.2. Duração:

>> 10a – 0m

SEÇÃO D. Impactos Ambientais

D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive impactos além do limite:

>> Os impactos ambientais decorrentes da implantação da PCH Paraíso para a produção em energia elétrica foram contemplados no documento intitulado “EIA/RIMA”.

O empreendimento foi licenciado ambientalmente (licença LI e LO). Os planos de ação decorrentes da implantação deste empreendimento, estabelecidos na referida declaração vêm sendo cumpridos rotineiramente pela Energias do Brasil.

A PCH Paraíso encontra-se em total conformidade com a legislação ambiental brasileira.

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

>> Os aspectos ambientais identificados nos projetos e constantes do documento “EIA/RIMA”, possuem medidas mitigadoras e potencializadoras que possibilitarão seu gerenciamento adequado, não acarretando em impactos ambientais significativos.

Vale ressaltar que o estudo já foi aprovado pelos órgãos ambientais competentes e suas medidas mitigadoras encontram-se em andamento.

Também foram realizadas audiências públicas na época da implantação do empreendimento.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

>>

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

>> De acordo com a legislação federal e local, os pedidos de processo de licenciamento ambientais requerem consultas públicas com a comunidade local. Também, a mesma legislação requer o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no diário oficial estatal /local (Diário Oficial do Estado) e nos jornais regionais.

Em relação ao desenvolvimento do projeto dentro dos padrões estabelecidos pela UNFCCC, pela Autoridade Nacional Designada, e dentro do mais alto padrão de transparência junto a sociedade que a Energias do Brasil mantém, foi realizada uma audiência pública específica sobre o Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da PCH Paraíso. Com isso a comunidade pode esclarecer suas dúvidas em relação ao Protocolo de Quioto, ao MDL e ao impacto desse projeto na região do mesmo.

Partes interessadas da comunidade, bem as partes interessadas da região de Costa Rica, do Estado do Mato Grosso do Sul e do País, receberam uma carta convite dentro dos padrões estabelecidos. Além disso a Energias do Brasil publicou nos principais meios de comunicação do Estado do Mato Grosso do Sul informativo sobre o evento, criando a possibilidade de pessoas com interesse no assunto participassem da audiência pública.

Além dos comentários dos atores envolvidos requisitados para as licenças ambientais, a Autoridade Nacional Designada (AND) Brasileira, Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima, exige comentários dos atores locais baseado em uma versão transliterada do DCP, e o relatório de validação editada por uma DOE de acordo com a Resolução no.1 editada em 11 de Setembro de 2003, para fornecer a carta de aprovação.

Durante a audiência pública os presentes foram encorajados a perguntar, e todas as dúvidas foram esclarecidas pelos representantes da Energias do Brasil.

No final da audiência pública houve um consenso entre as partes interessadas em relação aos seus comentários. Os comentários foram escritos em papel, a mão, por representantes de órgão ambiental estadual, foram lidos em voz alta ao público presente, e aprovados.

Todos os comentários das partes interessadas fazem parte dos planos da companhia, que previamente estabeleceu que a receita advinda da venda dos RCEs desta atividade de projeto será alocada num fundo gerenciado por um instituto do qual os objetivos são de dar suporte a projetos sócio-ambientais exclusivamente.

Em anexo (Anexo 6) estão as partes interessadas que receberam a carta convite, e a lista dos presentes na audiência pública.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

>> A AND (Autoridade Nacional Designada) brasileira solicita que os projetos sejam abertos para comentários antes da validação.

Conforme descrito acima a Energias do Brasil realizou audiência pública sobre o projeto, na região onde o mesmo se encontra.

Também conforme acima apresentado, ao final da audiência pública as partes interessadas presentes confeccionaram documento contendo seus comentários.

Seguem abaixo os comentários apresentados pelo público presente:

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

>> Todos os comentários recebidos, no contexto do processo de licenciamento ambiental e permissões de operação, foram incorporado em projetos vigentes.

MDL – Conselho Executivo

página 36

Em relação aos comentários sobre o projeto de MDL apresentados durante a audiência pública, bem como todos outros comentários que poderão surgir durante o processo de validação, a Energias do Brasil irá tomar todas as ações necessárias para atendê-los de forma coerente e transparente.

Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO

Organização:	Energias do Brasil
Rua / Cx. Postal:	R. Bandeira Paulista, 530 – 12 andar
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado / Região:	SP
CEP:	04532-001
País:	Brasil
Telefone:	0-XX-11- 2185 5993
FAX:	0-XX-11- 2185 5974
E-Mail:	
URL:	http://www.energiasdobrasil.com.br
Representada por:	José Lopes Alves
Título:	Diretor de Sustentabilidade e Meio Ambiente
Forma de tratamento:	Sr.
Nome:	José Lopes Alves
Departamento:	Diretoria de Sustentabilidade e Meio Ambiente
Telefone móvel:	
FAX direto:	0-XX-11- 2185 5993
Tel direto:	0-XX-11- 2185 5974
E-Mail pessoal:	jose.lopesalves@energiasdobrasil.com.br

Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Anexo 3

INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

O sistema de eletricidade brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: o Norte/Nordeste e o Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Isso ocorre em razão, principalmente, da evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido próximo aos grandes centros consumidores do país.

Cada vez mais, a evolução natural de ambos sistemas está demonstrando que a integração ocorrerá. Em 1998, o governo brasileiro anunciou a primeira parte da linha de interconexão entre N/NE e S/SE/CO. Com investimentos de cerca de US\$ 700 milhões, a conexão tinha como objetivo principal, pelo menos na visão do governo, ajudar a solucionar os problemas de energia elétrica no país. As regiões S/SE/CO poderiam suprir a N/NE em caso de necessidade e vice-versa.

Mesmo após a interconexão ter sido estabelecida, os papéis técnicos continuam dividindo o sistema brasileiro em dois (Bose, 2000):

"... onde o Sistema Brasileiro de Eletricidade é dividido em três subsistemas separados":

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste.
- (iii) O Sistema Isolado (que representa 300 localizações que são eletricamente isoladas dos sistemas interconectados).

Além disso, Bosi (2000) expõe fortes argumentos a favor das chamadas linhas de base de multiprojetos:

Para países grandes com diferentes circunstâncias de fronteira e com sistemas de eletricidade sediados em diferentes regiões, as linhas de base de multiprojetos no setor elétrico podem precisar ser desagregadas abaixo do nível-país, a fim de uma representação crível "do que teria acontecido de outra forma".

Finalmente, é necessário considerar que mesmo com os dois sistemas hoje conectados, o fluxo de eletricidade entre eles é limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Sendo assim, apenas uma fração da energia elétrica gerada em ambos sistemas é transmitida. É natural que essa fração possa mudar sua direção e sua magnitude (até o limite das linhas de transmissão), dependendo dos modelos hidrológicos, do clima e de outros fatores incontáveis. Entretanto, não é esperado que represente uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve ser considerado, também, que apenas em 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída; atualmente, o sistema energético brasileiro tem aproximadamente 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 companhias geradoras. Destas aproximadamente 70% são hidrelétricas, 10% termelétricas movidas a gás natural, 5,3% termelétricas movidas a óleo diesel e combustível fóssil, 3,1% plantas movidas por biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, casca e arroz, madeira etc.), 2% plantas nucleares, 1,4% plantas movidas carvão mineral e ainda existem 8,1 GW de capacidade instalada em países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai), que podem transmitir energia para a rede brasileira.

Essa capacidade extra é na realidade garantida, principalmente, pelos 6,3 GW da parte paraguaia da Binacional Itaipu, uma hidrelétrica operada em conjunto pelo Brasil e pelo Paraguai, cuja energia quase em sua totalidade é direcionada à rede brasileira.

As metodologias “AM 0015” e “ACM0002” exigem que os proponentes do projeto considerem "todas as fontes de geração servindo o sistema". Dessa forma, ao utilizá-las, os proponentes do projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Informações sobre fontes de geração não estão publicamente disponibilizadas no Brasil. O centro nacional de despacho, o Operador Nacional do Sistema - ONS, argumenta que as informações de despacho são estratégicas para os agentes do setor elétrico e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, transmite informação sobre a capacidade instalada e outros aspectos legais do setor elétrico, porém nenhuma informação sobre despacho pode ser obtida por meio dessa entidade.

A eficiência das plantas movidas a combustível fóssil foi retirada do documento International Energy Agency - IEA. Isso foi feito considerando o fato de haver poucas informações detalhadas sobre eficiência, as quais fossem provenientes de fontes públicas, renomadas e confiáveis.

Da referência mencionada, podemos observar o seguinte:

A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para as plantas termelétricas movidas a combustível fóssil foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e na eletricidade realmente produzida. Para a maioria das plantas termelétricas em construção, um valor constante de 30% foi usado para estimar sua eficiência de conversão de combustível fóssil.

Esse valor teve como base os dados disponíveis na literatura e em observações da real situação desses tipos de plantas em operação no Brasil. Supôs-se que as únicas duas plantas a gás natural com ciclo combinado (totalizando 648 MW) têm uma taxa maior de eficiência.

Tabela – Fatores de emissão

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul Sudeste Centro-Oeste				
Linha de base (incluindo importação)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]	Importações [MWh]
2003	0,9823	288.933.290	274.670.644	459.586
2004	0,9163	302.906.198	284.748.295	1.468.275
2005	0,8086	314.533.592	296.690.687	3.535.252
Total (2003-2005) =		906.373.081	559.418.939	1.927.861
	$EF_{OM, \text{ simples-ajustada}}$ [tCO ₂ /MWh]		$EF_{BM, 2004}$	Lambda
	0,4349		0,0872	λ_{2002}
	Pesos alternativos		Pesos-padrão	0,5312
	$w_{OM} = 0,75$		$w_{OM} = 0,5$	λ_{2003}
	$w_{BM} = 0,25$		$w_{BM} = 0,5$	0,5055
	EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]		Padrão EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	λ_{2004}
	0,3480		0,2611	0,5130

Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO
