



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

CONTEÚDO

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

Anexos

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

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

Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Sacre 2 da Brasil Central Energia S.A..

Número da versão do DCP: 09b.

Data (DD/MM/AAAA): 28/05/2007.

"As alterações feitas nesta versão do DCP em comparação com a versão 9 do DCP datada de 28/05/2007 referenciado na Carta de Aprovação da AND brasileira estão relacionadas ao uso da Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 4), à apresentação do mapa do 'Sistema Interligado Brasileiro' em inglês no Anexo 3, à data de início do período de obtenção de créditos e às correções solicitadas pelo Conselho Executivo do MDL em sua 41ª Reunião".

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O objetivo principal do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Sacre 2 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 da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso no sentido de atingir a meta de 10% de energia renovável em relação ao total da energia utilizada na região. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), realizou-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável [WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development"] em Joanesburgo em 2002. No Plano de Implementação final da WSSD, não foram declarados metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio¹.

O processo de privatização iniciado em 1995 chegou com uma expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e preços melhores para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Infelizmente, faltava ao mercado brasileiro de energia um plano de expansão consistente, com os maiores problemas sendo as incertezas políticas e regulatórias. No final dos anos 90, um forte aumento na demanda, em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada causou racionamento/crise no fornecimento a partir

¹ Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): *"Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas ofereçam apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim."*



de 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi uma legislação flexível favorecendo os produtores de energia independente de menor porte. Ademais, a eventual elegibilidade segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto atraiu a atenção dos investidores para os pequenos projetos de energia hidrelétrica.

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não existisse. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse.

O Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Sacre 2 melhora o fornecimento de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável, ao mesmo tempo em que contribui para o desenvolvimento econômico regional/local. Os projetos de pequenas centrais hidrelétricas com pequenos reservatórios fornecem geração distribuída local, diferentemente do modo mais comum de trabalho: as grandes hidrelétricas e as plantas a gás natural construídas nos últimos 5 anos. Esse tipo de projeto apresenta vantagens específicas para o local, com relação à confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

- maior confiabilidade, com interrupções mais curtas e menos extensas;
- menores exigências com relação à margem de reserva;
- energia de melhor qualidade;
- perdas menores nas linhas;
- controle da energia reativa;
- mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição e;
- maior capacidade do sistema com investimento em T&D (transmissão e distribuição) menor.

Pode-se afirmar que uma distribuição de renda justa é alcançada a partir da geração de empregos e de um aumento nos salários das pessoas; porém, uma melhor distribuição de renda na região do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Sacre 2 é obtida com menos gastos e com renda maior nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiará diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. Esse dinheiro ficaria na região e seria utilizado para fornecer serviços melhores à população, o que melhoraria a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. A maior renda vem do investimento local na economia local e de um maior pagamento de impostos, o que beneficiará a população local.

O projeto consiste em uma pequena central hidrelétrica (“PCH”), Sacre 2, com 30 MW de capacidade instalada. A planta está localizada no rio Sacre, no estado do Mato Grosso, região Centro-Oeste do Brasil. A central entrou em operação em setembro de 2006.

A Brasil Central Energia S.A., proprietária do Projeto da Sacre 2, é uma empresa do Grupo Bertin. O Grupo Bertin é uma holding 100% nacional e possui 28 unidades produtivas com divisões em: agricultura, alimentos, biodiesel, cosméticos, couro, brinquedos para cachorros, equipamentos de proteção individual, higiene e limpeza industrial, energia, transporte, saneamento e construção.

O projeto está localizado em Brasnorte, estado do Mato Grosso, Centro-Oeste do Brasil.

**A.3. Participantes do projeto:**

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participante(s) do projeto (*) (conforme o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Brasil Central Energia S.A.	Não
	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. (entidade privada)	

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

Tabela 1 – Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto

As informações detalhadas de contato da(s) parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto estão relacionadas no Anexo 1.

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº. 652, emitida em 9 de dezembro de 2003, para ser considerada pequena hidrelétrica, a instalação precisa ter uma capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km², que é o caso de Sacre 2. De acordo com as resoluções da ANEEL, a planta é considerada uma pequena central hidrelétrica.

Os projetos de pequenas hidrelétricas são considerados uma das centrais com custo/benefício mais favorável no Brasil, pois é possível gerar energia elétrica distribuída e alimentar pequenas áreas urbanas, regiões rurais e áreas remotas do país. Em geral, ele consiste em um projeto de central hidrelétrica com um pequeno reservatório. A Sacre 2 não possui reservatório, o que resulta em um impacto ambiental mínimo.

O Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Sacre 2 usa água do rio Sacre para gerar eletricidade, com capacidade instalada de 30 MW. A instalação da PCH Sacre 2 contém um pequeno reservatório, que armazena água a fim de gerar eletricidade por curtos períodos de tempo. 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. (Figura 1).

De acordo com a Eletrobrás (1999), os projetos de fio d'água são definidos como "os projetos nos quais a vazão do rio na estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida para as turbinas", como é o caso do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Sacre 2. 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



(chamado de 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 a máxima altura manométrica na turbina.

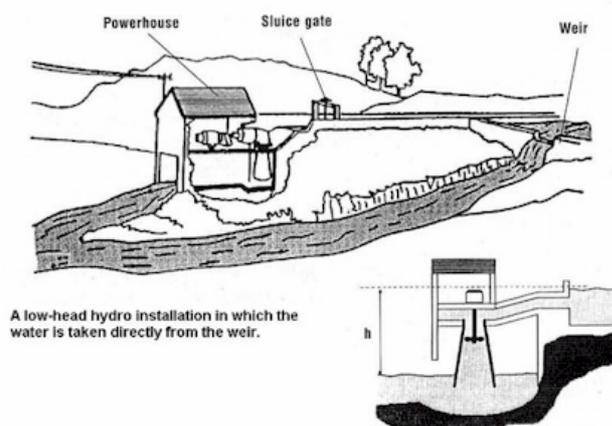


Figura 1 – Vista esquemática de uma central de fio d'água

Uma outra forma de caracterizar centrais de fio d'água advém da definição da Comissão Mundial de Reservatórios [WCD, do inglês "World Commission on Dams"] (WCD, 2000):

"Reservatórios de fio d'água. Reservatórios que criam uma altura manométrica hidráulica no rio para desviar parte dos fluxos do rio. Não possuem reservatório de armazenagem ou reserva de compensação diária limitada. Dentro dessas classificações gerais, há uma grande diversidade em escala, projeto, operação e potencial para impactos adversos".

Assim, no entendimento dos participantes do projeto, a Pequena Central Hidrelétrica Sacre 2 pode ser considerada uma central de fio d'água de acordo com todos os critérios apresentados.

A.4.1. Local da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

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

Estado do Mato Grosso.

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

Brasnorte.

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

O projeto está localizado na região Centro-oeste do Brasil, estado do Mato Grosso, cidade de Brasnorte (Figuras 2 e 3), e usa o potencial hídrico do rio Sacre.



Figura 2 - Divisão política do Brasil mostrando o estado de Mato Grosso (Fonte: City Brazil, 2006)

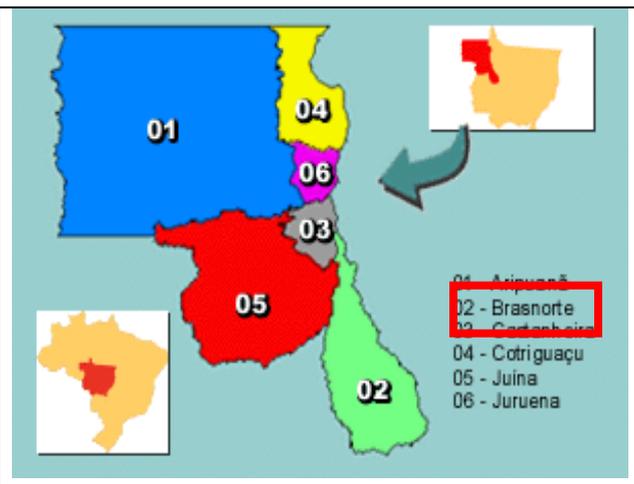


Figura 3 - Divisão política do Brasil mostrando a cidade de Brasnorte (Fonte: City Brazil, 2006)

A Pequena Central Hidrelétrica Sacre 2 está localizada em Brasnorte, 13°01'03" S e 58°11'23.1" O, no rio Sacre, nordeste do estado do Mato Grosso, Brasil. A Brasnorte está localizada na microrregião de Aripuanã, possui 12.060 habitantes e 15.959 km² (IBGE, 2006).

A economia de Mato Grosso se baseia na extração de borracha e madeira, agricultura (cana-de-açúcar, arroz, milho, soja), criação de gado, mineração (calcário e ouro) e indústria (metalurgia e alimentos). Sua rede fluvial é composta de 2 grandes bacias: a bacia do rio Amazonas e a bacia do rio Paraguai. O projeto foi desenvolvido no rio Sacre, tributário do rio Papagaio, que forma a bacia Amazônica.

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

Geração de eletricidade renovável para uma rede.

Escopo setorial: 1 – Setores de energia (fontes renováveis / não renováveis)

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

A turbina Francis, usada na Pequena Central Hidrelétrica Sacre 2, é a mais amplamente utilizada entre as hidroturbinas (Figura 4). Esta 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 baixo momento deixa a turbina através de um tubo de retirada. No modelo, uma bomba centrífuga de velocidade variável fornece vazão de água. 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.

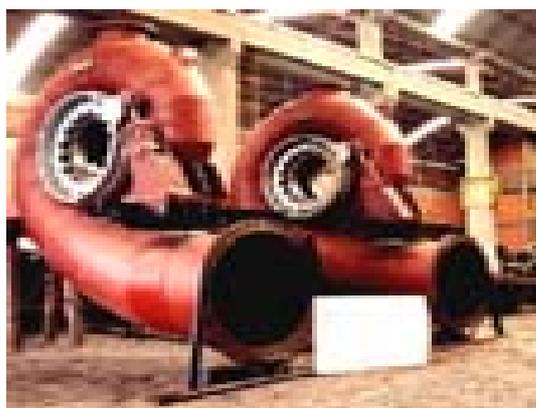


Figura 4 - Exemplo de uma turbina Francis

(Fonte: HISA, <http://www.hisa.com.br/produtos/turbinas/turbinas.htm>)

O equipamento e a tecnologia utilizados no Projeto Sacre 2 foram aplicados de forma bem-sucedida a projetos semelhantes no Brasil e no mundo. Segue uma descrição técnica da instalação:

Descrição técnica

Potência total instalada: 30 MW

Área do reservatório: 0 km²

Vazão média anual do rio: 161 m³/s

Turbina

Tipo: Turbina Par Horiz Francis, eixo horizontal

Quantidade: 3

Potência nominal: 10.480 kW

Altura da queda d'água: 44,25 mca

Vazão de saída nominal: 26,56 m³/s

Gerador

Quantidade: 3

Potência nominal: 11.700 KVA

Tensão nominal: 6.900 Vca

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

Considerando a linha de base de 0,2611 tCO₂e/MWh, aplicável às atividades do projeto de geração de energia renovável interligadas à rede no Brasil, a implementação completa da pequena central hidrelétrica interligada à rede elétrica interligada brasileira irá gerar a redução anual estimada mostrada na Tabela 2 abaixo.

Anos					Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
Ano	1	- (2008)*	31.767
Ano	2	- (2009)	63.709
Ano	3	- (2010)	63.709
Ano	4	- (2011)	63.709
Ano	5	- (2012)	63.709
Ano	6	- (2013)	63.709
Ano	7	- (2014)	63.709
Ano	8	- (2015)**	31.942
Total de reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)					445.961
Número total de anos de crédito					7
Média anual durante o primeiro período de obtenção de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)					63.709

*Desde 1o. de julho

**Até 30 de junho

Tabela 2 - Estimativa de reduções de emissões do Projeto

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Este projeto não recebe qualquer financiamento público e não é um desvio da ODA.

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

ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” (Versão 6, de 19 de maio de 2006).

**B.2 Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade do projeto:**

A atividade do projeto é um projeto de pequena hidrelétrica interligada à rede elétrica. O projeto atende a todos os requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação da "ferramenta de adicionalidade"² a seguir), o que demonstra que o projeto não ocorreria na ausência do MDL.

Em um período de reestruturação de todo o mercado elétrico (geração, transmissão e distribuição), como é a situação brasileira, a incerteza em relação aos investimentos constitui-se na principal barreira para pequenos e médios projetos de geração de energia renovável. Nesse cenário, os novos projetos competem com as centrais existentes (margem de operação) e com novas centrais (margem de construção), que normalmente atraem a atenção do mercado financeiro. As margens de operação e construção foram usadas para calcular o fator de emissão para a rede interligada.

A metodologia (versão 6, 2006), para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis, usa margens derivadas, que foram aplicadas ao contexto da atividade do projeto pela determinação dos fatores de emissão para a rede interligada brasileira (sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão).

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

Os limites do projeto são definidos pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pelas atividades do projeto, construção e operação. Ele abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia hidrelétrica, que é representada pela bacia correspondente ao rio do projeto, perto da instalação da central e da rede interligada.

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 concentra-se nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Assim a geração de energia e, conseqüentemente, a transmissão, estão concentradas em dois subsistemas. A expansão de energia se concentrou em duas áreas específicas:

- Norte/Nordeste: A eletricidade desta região é fornecida basicamente pelo rio São Francisco. Existem sete hidrelétricas no rio, com uma capacidade total instalada de cerca de 10,5 GW. 80% da região norte é alimentada por 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 neste subsistema. Essas regiões também concentram 70% da geração do PIB no Brasil. Existem mais de 50 centrais hidrelétricas gerando eletricidade para este subsistema.

Os limites dos subsistemas são definidos pela capacidade de transmissão. As linhas de transmissão entre os subsistemas têm uma capacidade limitada e a troca de eletricidade entre esses subsistemas é difícil. A falta de linhas de transmissão força a concentração da eletricidade gerada em cada um dos próprios subsistemas. Assim, o subsistema interligado Sul/Sudeste/Centro-oeste da rede brasileira onde a atividade do projeto está localizada é considerado um limite.

² Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 4). UNFCCC, Relatório da 36ª Reunião do Conselho Executivo do MDL, 30 de novembro de 2007, Anexo 13. Website: <http://cdm.unfccc.int/>



Parte da eletricidade consumida no país é importada de outros países. Argentina, Uruguai e Paraguai fornecem uma parte muito pequena da eletricidade consumida no Brasil. Em 2003, cerca de 0,1% da eletricidade foi importada desses países. Em 2004, o Brasil exportou eletricidade para a Argentina, que atravessava um período de escassez. A energia importada de outros países não afeta o limite do projeto nem o cálculo da linha de base.

Considerando que a Sacre 2 não possui reservatório, não existem emissões resultantes da atividade do projeto nem um limite espacial para emissões da atividade do projeto. As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e de outras atividades a montante. Entretanto, nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades foi identificada.

	Fonte	Gás	Incluído(a)?	Justificativa / explicação
Linha de base	Uso de energia elétrica	CO ₂	Sim	Para gerar eletricidade da forma como ocorre nas plantas termelétricas, há emissão de gases de efeito estufa como o dióxido de carbono "CO ₂ "
Atividade do projeto	Emissão do reservatório	CH ₄	Não	Não há reservatório na atividade do projeto

Tabela 3- Gases e fontes de emissão relacionados à atividade do projeto

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

Na ausência da atividade do projeto, grandes quantidades de dióxido de carbono (CO₂) seriam emitidas na atmosfera. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse. Portanto, o cenário da linha de base é identificado como a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes usinas hidrelétricas e termelétricas ou por óleo diesel, no caso dos sistemas isolados.

Como alternativa para a empresa de um grupo, existe o investimento em outras oportunidades, como o mercado financeiro. Tendo em vista que a Brasil Central Energia S.A. é uma empresa do Grupo Bertin (holding), ela poderia também ter decidido se concentrar nas outras áreas empresariais do grupo (por exemplo, agricultura, alimentação, transporte, etc.), e não no mercado de energia, como é o caso com a atividade do projeto.

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

De acordo com as diretrizes para preenchimento do documento de concepção do projeto, “Se a data de início da atividade do projeto é anterior à data de validação, forneça evidência de que o incentivo do



MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto. Esta evidência deve ter como base a documentação (de preferência oficial, legal e/ou de outra empresa) que estava disponível no início ou antes do início da atividade do projeto". Considerando a afirmação acima, os participantes do projeto fornecem informações cronológicas introdutórias relativas ao desenvolvimento da idéia do Projeto Sacre 2 até o ponto da compra do projeto pelo Grupo Bertin. Além disso, está explicado por que o Grupo Bertin não iniciou o processo para registrar o Projeto Sacre 2 no âmbito do MDL na época da sua implementação.

A concessão potencial de energia hidrelétrica da Sacre 2 era de propriedade da "Brasil Central Engenharia Ltda.," uma empresa do "Grupo Dias"³ de dezembro de 2002 em diante. No entanto, o recebimento de uma autorização não significa que todas as exigências que determinam a viabilidade do potencial são atendidas. Normalmente, somente após ser dada a concessão são desenvolvidos estudos de viabilidade detalhados (inclusive avaliação de ofertas de empréstimos e CCVE) e é iniciado o processo para obter as licenças ambientais finais.

O processo para obter licenças ambientais para projetos de energia hidrelétrica no Brasil é muito rigoroso e, portanto, normalmente demorado. Na verdade, é amplamente conhecido no setor que muitos desenvolvedores de projetos dedicam-se à obtenção de concessão, desenvolvendo todas as etapas para atender às exigências legais para vender os direitos de concessão (não um projeto totalmente desenvolvido) com ágio em um estágio posterior.

No processo de busca de condições viáveis para a atividade do projeto, o Conselho do Grupo Dias realizou uma reunião em 17 de março de 2003 com o objetivo de estudar estratégias financeiras, analisar abordagens de comercialização de eletricidade e, finalmente, mas não menos importante, confirmar a possibilidade de obtenção de créditos de redução de emissões no âmbito do quadro do Protocolo de Quioto da UNFCCC (uma prova da consideração de incentivos do MDL em um estágio muito inicial do projeto, bem antes da decisão final de continuar com a atividade do projeto – cópias da ata da reunião e a tradução correspondente para o inglês foram fornecidas à EOD no processo de validação e encaminhadas ao CE do MDL no processo de análise da validação). Cerca de dois meses depois da citada reunião, o Grupo Dias decidiu criar uma empresa controladora para desenvolver com mais detalhes o Projeto Sacre 2, "Brasil Central Energia S/A".

A Brasil Central Energia S/A foi oficialmente criada em 20 de maio de 2003, através de sua inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas – CNPJ, evidência fornecida à EOD no processo de validação e encaminhada ao CE do MDL no processo de análise da validação. A ação é usada para definir a data de início do projeto (20 de maio de 2003).

Em 1º de abril de 2004, após cerca de um ano de desenvolvimentos adicionais no projeto, o Projeto Sacre 2 foi transferido para o Grupo Bertin⁴, sendo representado por sua holding Heber Participações Ltda.

Levando em conta as informações acima, uma consideração séria anterior dos incentivos do MDL é evidenciada pelas atas do Grupo Dias da reunião realizada em 17 de março de 2003.

Embora os incentivos do MDL tenham sido considerados em 2003, a construção do projeto foi iniciada somente em dezembro de 2004. Oficialmente, o projeto deveria ter iniciado a construção em maio de 2004, mas ele começou realmente apenas em dezembro de 2004⁵. A primeira unidade iniciou as

³ Confirmado pela Resolução/Autorização 711 da ANEEL de 17 de dezembro de 2002.

⁴ Confirmado pelo contrato de compra da Sacre 2.

⁵ Veja a programação oficial de junho de 2006 da newsletter mensal da Agência Nacional de Energia Elétrica: "ANEEL - Acompanhamento das Pequenas Centrais Hidrelétricas com Licença de Instalação, Junho de 2006",



operações em setembro de 2006. Os participantes do projeto salientam que na época da decisão de implementar o projeto (2003/2004), a norma de MDL aplicável para o projeto não estava totalmente definida e nem mesmo o Protocolo de Quioto tinha entrado em vigor. Além disso, devido a incertezas legais, não estava claro como obter uma Carta de Aprovação da AND brasileira antes da entrada em vigor do Protocolo de Quioto; o Grupo Bertin decidiu iniciar o desenvolvimento formal de seus projetos⁶ potenciais de MDL no início de 2005. Como outros projetos tinham o potencial de créditos iniciais, a empresa decidiu concentrar neles os esforços de desenvolvimento do MDL.

O desenvolvimento formal do Projeto de MDL Sacre 2 foi iniciado em dezembro de 2005, cerca de um ano antes do início previsto para a operação do projeto no final de 2006. Os participantes do projeto estimaram então cerca de doze meses como um prazo razoável para validar o projeto e enviá-lo para registro. A estratégia era otimizar recursos iniciando a validação oportunamente para enviar o projeto para registro perto do início das suas operações, e não muito antes disso.

Infelizmente, eventos imprevisíveis, principalmente com outros projetos do portfólio de MDL da Bertin, causaram muitos atrasos em todo o processo. Também devido a fases de transição de novas pessoas encarregadas do portfólio da empresa (houve duas mudanças no período), tarefas urgentes na fase de construção e falta de entendimento do processo do MDL por parte dos PPs, a primeira versão do DCP do Projeto Sacre 2 foi finalizado somente no segundo semestre de 2006. Desde então, a validação foi realizada sem problemas e ininterruptamente e foi finalmente enviada para registro no início de setembro de 2007.

Com o objetivo de avaliação de adicionalidade, a ACM0002 inclui uma Ferramenta de Adicionalidade (versão 4, CE 36) aprovada pelo Conselho Executivo. A ferramenta considera alguns passos importantes necessários para descobrir se a atividade do projeto é adicional; também é importante para demonstrar como as reduções de emissões não ocorreriam na ausência da atividade do projeto da PCH Sacre 2. Os seguintes passos são necessários para a demonstração e a avaliação da adicionalidade da PCH Sacre 2.

Passo 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas vigentes

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:

1. A alternativa à atividade do projeto é a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes usinas termelétricas e hidrelétricas. Como alternativa para a empresa de um grupo, existe o investimento em outras oportunidades, como o mercado financeiro. Tendo em vista que a Brasil Central Energia S.A. é uma empresa do Grupo Bertin (holding), ela poderia também ter decidido se concentrar nas outras áreas empresariais do grupo (por exemplo, agricultura, alimentação, transporte, etc.), e não no mercado de energia, como é o caso com a atividade do projeto;

disponível para o público em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37> (trecho das páginas relevantes e tradução correspondente para o inglês foram fornecidos à EOD no processo de validação e encaminhados ao CE do MDL no processo de análise da validação).

⁶ Projeto para substituição de combustível nos matadouros da Bertin (enviado para validação em 2005, <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/MEIWD5444C4YA7FI9GD72HKOXE0QH/view.html>), Substituição de combustível nos curtumes Bracol (enviado para validação em 2005, <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/Z47VEZJJES4ZBS4BLGNISPL86QP7HX/view.html>), biodigestores, biodiesel, reflorestamento para energia, pequenas centrais hidrelétricas (PCH Sacre 2).



2. A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

Tanto a atividade do projeto como o cenário alternativo cumprem todas as normas.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2

PASSO 2. Análise de investimentos**Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado**

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento (opção III); opção III da Ferramenta de Adicionalidade. As opções I e II não se aplicam à atividade do projeto proposta.

Subpasso 2b. Opção III - análise de benchmark

A taxa SELIC oficial média de um ano (taxa preferencial de juros brasileira) anterior à data de início do projeto (21,8%) é usada como o benchmark aplicável. Com relação ao benchmark escolhido, os PPs gostariam de descrever em detalhes uma justificativa para o seu uso fornecida à EOD durante o processo de validação.

O ambiente de investimentos no Brasil é impulsionado pelos altos níveis de juros históricos do país. A taxa preferencial de juros brasileira, conhecida como taxa SELIC, assim como o CDI – Certificado de Depósito Interbancário, que é a medida do valor no mercado de crédito de curto prazo, têm se mantido constantemente em um patamar alto desde que o plano Real estabilizou a inflação em 1994. Como consequência do longo período de inflação, a moeda brasileira apresentou uma forte desvalorização, impedindo efetivamente que os bancos comerciais fornecessem qualquer operação para dívidas de longo prazo. A inexistência de um mercado de dívida de longo prazo teve um grande impacto negativo no financiamento de projetos de energia no Brasil. As taxas de juros dos financiamentos na moeda local são significativamente mais altas do que o financiamento em dólar norte-americano. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES, foi o único fornecedor de empréstimos de longo prazo. As operações de financiamento de dívidas do BNDES são realizadas principalmente através dos bancos comerciais. Como o mercado de crédito era dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 01 ano), as linhas de crédito de longo prazo sendo disponibilizadas eram raras, exceto para os tomadores de empréstimo corporativos mais fortes e para iniciativas especiais do governo. O crédito fica restrito ao curto prazo no Brasil ou ao longo prazo em dólares no exterior.



Figura 4 – Taxa SELIC (Fonte: Banco Central do Brasil)

Os mercados financeiros internos com vencimentos maiores que um ano praticamente não existiam no Brasil. A experiência tem demonstrado que, em momentos de tensão financeira, a duração dos instrumentos de poupança cai para níveis próximos a um dia com uma grande concentração em depósitos bancários overnight. Os poupadores não entravam em contratos financeiros de longo prazo em razão da incapacidade de determinar o preço da incerteza envolvida na preservação do valor do poder de compra (Arida et al., 2004). A falta de um financiamento de longo prazo não é resultado de um desinteresse em oportunidades de investimentos financeiros, mas sim da relutância dos credores e poupadores em aumentar o horizonte dos seus investimentos. Conforme ilustrado no gráfico abaixo, esse ambiente de alta volatilidade para taxas de juros fez com que os poupadores brasileiros procurassem pelo investimento mais líquido e colocassem seu dinheiro em títulos de curto prazo do governo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam ser usadas para financiar projetos de infra-estrutura. Entre 1996 e 2004, a taxa SELIC foi comercializada de um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 a um máximo de 45% a.a. em março de 1999 (Figura 4). Neste contexto, a taxa SELIC foi usada como a taxa de juros livre de riscos de benchmark para investimentos no Brasil.

Logo antes do fechamento financeiro e na época em que foi tomada a decisão de investimento, a taxa SELIC variou entre 18% a.a. e 25% a.a. (21,8% a.a. em média nos 12 meses anteriores à data de início do projeto). Portanto, a Taxa Interna de Retorno (TIR) estimada do Projeto de 20,8% a.a. é marginalmente mais alta que a menor taxa SELIC desse período. Em retrospecto, a TIR do projeto não aborda o risco de investimento em um ativo sem liquidez – a hidrelétrica – quando comparada ao investimento em um título do governo com vencimentos curtos conforme se reflete na taxa SELIC. Na época do investimento, o MDL ofereceu ao Projeto Sacre 2 uma fonte adicional de receita que poderia mitigar a exposição do projeto a uma desvalorização cambial, a aumentos na taxa de juros e a risco de crédito. A análise da demonstração de resultados pro forma dos projetos mostra que o retorno do investidor sobre o patrimônio líquido aumentaria ligeiramente quando as receitas de RCEs fossem consideradas, e assim tornaria os projetos marginalmente atrativos, quando comparados com taxas de título isentas de risco. Em resumo, na ausência do MDL, Sacre 2 seria um projeto mais arriscado, menos atrativo e, em última análise, inviável.

Para confirmar a aplicabilidade da taxa SELIC como um benchmark para investimentos, são apresentados na tabela a seguir exemplos de cálculos do custo do capital próprio com o risco-país brasileiro nos anos de 2003 e 2004.



Cost of equity with Brazilian country risk 2003			
Yield of Sovereign 10-year BB Debt ¹	Plus	10.6%	p.a.
10-year BB Credit risk premium over US Treasuries ²	Minus	7.38%	p.a.
10-year (1994-2004) US/Brazil inflation differential ³	Plus	7.5%	p.a.
International Market Equity Risk Premium ⁴	Plus	13.1%	p.a.
Adjustment of Market Equity Risk with Beta of 0 ⁵	Minus	0%	p.a.
		23.7%	p.a.
Sources			
¹ Relatório anual Banco Central do Brasil - 2003 (page 184 - table 5.43 - see Global13).			
² Relatório anual Banco Central do Brasil - 2003 (page 184 - table 5.43 - see Global13).			
³ IBGE and U.S. Department of Labor - Bureau of Labor Statistics.			
⁴ Risk Premiums (Aswath Damodaran), available at http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ .			
⁵ SHPP=0, there is no weighted average of the Beta for Small Hydro Power Plants listed in the Bovespa.			

Cost of equity with Brazilian country risk 2004			
Yield of Sovereign 10-year BB Debt ¹	Plus	10.8%	p.a.
10-year BB Credit risk premium over US Treasuries ²	Minus	5.38%	p.a.
10-year (1994-2004) US/Brazil inflation differential ³	Plus	7.5%	p.a.
International Market Equity Risk Premium ⁴	Plus	10.8%	p.a.
Adjustment of Market Equity Risk with Beta of 0 ⁵	Minus	0%	p.a.
		23.7%	p.a.
Sources			
¹ Relatório anual Banco Central do Brasil - 2004 (page 171 - table 5.43 - see Global14).			
² Relatório anual Banco Central do Brasil - 2003 (page 184 - table 5.43 - see Global14).			
³ IBGE and U.S. Department of Labor - Bureau of Labor Statistics.			
⁴ Risk Premiums (Aswath Damodaran), available at http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ .			
⁵ SHPP=0, there is no weighted average of the Beta for Small Hydro Power Plants listed in the Bovespa.			

Tabela 4 – Custo do capital próprio com o risco-país brasileiro em 2003 e 2004

Uma evidência final da taxa SELIC como um benchmark aplicável e razoável para o investimento é uma simples comparação com a taxa de empréstimo com juros do Real aplicável pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) na época da decisão de continuar com a atividade do projeto. As modalidades aplicáveis ao Grupo Bertin foram todas feitas com base na TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) oficial. Em maio de 2003, a TJLP era de 12% a.a. (<http://www.bndes.gov.br/english/tjlp.asp>), e as taxas aplicáveis e as modalidades disponíveis para o Grupo Bertin⁷ eram:

- BNDES EXIM = TJLP + spread bancário de 3,50% = 15,5% a.a.
- BNDES FINEM = TJLP + spread bancário de 3,85% = 15,85% a.a.

⁷ Os contratos de empréstimo de 2003 foram fornecidos à EOD como evidência dos spreads bancários aplicáveis para o Grupo Bertin.



- BNDES FINAME = TJLP + spread bancário de 4,00% = 16% a.a.

Um investimento fora do negócio central do grupo exigiria um prêmio razoável sobre a taxa de empréstimo com juros do Real (de forma conservadora, 4 a 6% a.a., ou seja, um benchmark aplicável de 19,5% a.a. a 22% a.a.); o uso da taxa SELIC como um benchmark (média de 21,76% a.a. nos 12 meses anteriores à decisão de continuar com a atividade do projeto) não apenas é razoável, como também ainda é realmente usada no ambiente de investimentos brasileiro.

Com um índice de dívida/patrimônio de 50%-50% e usando o custo do capital próprio explicado acima de 23,7% e um custo da dívida de pelo menos 19%, o valor médio de 21,35% a.a. inegavelmente confirma a adequação da taxa SELIC oficial como benchmark.

Subpasso 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros:

O indicador financeiro identificado para o projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR) calculada no fluxo de caixa do projeto. Como pode ser visto nesta planilha do fluxo de caixa, a instalação foi criada com uma TIR esperada de aproximadamente 20,8% ao ano. A TIR do projeto sem RCEs, 20,8%, é menor que a média da taxa SELIC (21,8%), a média do custo do capital próprio (23,7%) e a média de empréstimos com juros do Real (21,35%). Isso evidencia que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

Além disso, é importante mencionar que durante a preparação da documentação na fase de solicitação de análise, descobriu-se que os custos relacionados à construção das linhas de transmissão (cerca de 20% do investimento total⁸) não foram incluídos como custo na análise financeira do Projeto Sacre 2 no DCP. Novas análises de investimentos que incluem os custos relacionados às linhas de transmissão foram apresentadas como evidência relatada na época da análise do projeto.

Incluindo os custos de interligação do sistema, a Taxa Interna de Retorno do Projeto Sacre 2 é de 16,9%, diferentemente do que está declarado no DCP, 20,8%

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Ocorreriam possíveis variações positivas na TIR do projeto no caso de aumento de tarifas (aumento de receitas) ou redução de custos. No entanto, tal cenário é muito improvável, pois o projeto foi planejado para vender eletricidade no âmbito dos contratos de CCVE (variação de tarifas de acordo com os índices de preços, ou seja, seguindo os custos, portanto, o aumento de receitas é improvável) e os custos normalmente são maiores que os previstos (a redução de custos é improvável). Por exemplo, no caso da atividade do projeto, uma evidência do custo de interligação à rede previsto (R\$ 24,7 milhões) e realizado (R\$ 27,3 milhões, 10,5% maior) foi fornecida à EOD.

Considerando as informações acima, existe probabilidade apenas de variações positivas muito pequenas na TIR; ao mesmo tempo, não é possível descartar variações negativas significativas (aumento de custos, acidentes, etc.).

⁸ Cópia completa dos contratos para a construção de duas linhas de transmissão separadas (linha principal de 138 kV com 18,8 km para a linha de transmissão existente e atualização de 93 km da linha de transmissão existente para aumentar a capacidade de transmissão). O valor total dos dois contratos é de R\$ 23,9 milhões; cópias completas em português (disponibilidade imediata) e tradução para o inglês das partes relevantes podem ser preparadas e fornecidas se necessário.

**Resultado**

A TIR da atividade do projeto sem estar registrada como um projeto de MDL fica abaixo da taxa SELIC, evidenciando que a atividade do projeto não é a mais financeiramente atraente para o investidor. Portanto, a continuação da situação atual seria a mais plausível para o cenário.

A TIR incluindo as receitas das RCEs (US\$ 10,0/RCE considerada) é cerca de 22%, ligeiramente acima do benchmark usado. Dessa forma, o Grupo Bertin decidiu executar o projeto considerando as possíveis receitas das RCEs e outros benefícios correlacionados que ele pudesse reverter para a empresa (por exemplo, melhorar a percepção pública da empresa por seus clientes).

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3**Passo 3. Análise de barreiras**

As barreiras consideradas são as seguintes:

- Falta de fontes de investimento para financiar o setor privado no país, e os altos custos das alternativas disponíveis, conforme indicado pela estrutura de dívida do projeto, que é principalmente dependente de capital próprio. A criação do PROINFA, é um indicativo forte de que, de outro modo, sem um apoio financeiro não seriam feitos investimentos em fontes alternativas de energia no âmbito de geração de energia.
- Incerteza regulatória, pois uma regulamentação do setor de energia elétrica totalmente nova está em desenvolvimento desde janeiro de 2002.

Para fazer uma análise concreta de barreiras, apresentamos inicialmente uma sucinta visão geral do mercado de eletricidade brasileiro nos últimos anos.

Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência da capacidade de investimento do governo, ele foi obrigado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e de desregulação do mercado.

Os quatro pilares do processo de privatização iniciado em 1995 foram:

- Construir um ambiente propício à competição, com a eliminação gradual da figura do cliente cativo. A opção de escolher um fornecedor de serviços de eletricidade, que começou em 1998 para os maiores consumidores e que deve estar disponível para todo o mercado até 2006;
- Desmantelar os monopólios estatais, separando e privatizando as atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Permitir o livre acesso às linhas de transmissão e
- Transferir as responsabilidades de operação e planejamento para o setor privado.

Foram criadas três entidades governamentais: a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 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 os procedimentos comerciais do mercado de curto prazo.

No final de 2000, cinco anos após o início da privatização, os resultados foram modestos (Figura 5). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

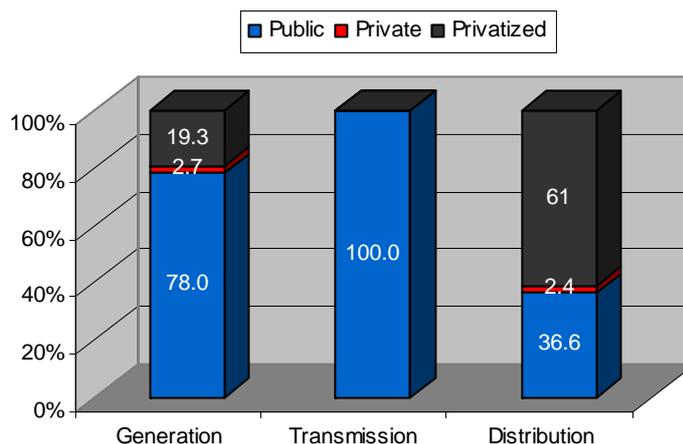


Figura 5 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000 (Fonte: BNDES, 2000)

O descolamento entre o PIB (aumento médio de 2% no período de 1980 a 2000) e o 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 à crescente infraestrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que as taxas 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 no consumo, conforme pode ser visto na Figura 6.

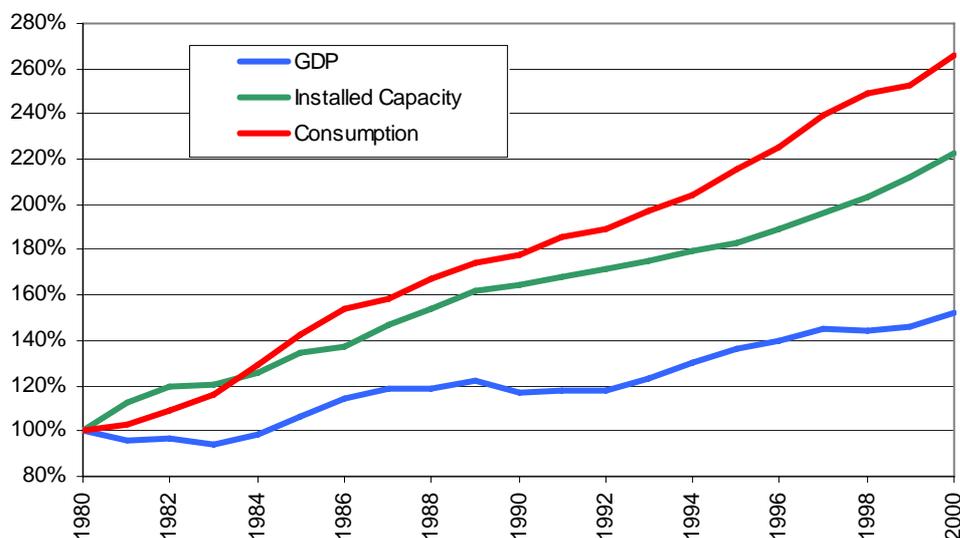


Figura 6 - Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda (consumo) de eletricidade.

(Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br>; IBGE, <http://www.ibge.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).

A alternativa restante, aumentar o fator de capacidade das plantas mais antigas, foi a mais amplamente usada, como é possível observar na Figura 7. 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. A Figura 8 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 muito intensiva dos recursos hídricos do país para poder suportar o aumento da demanda sem aumentar a capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia ainda solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

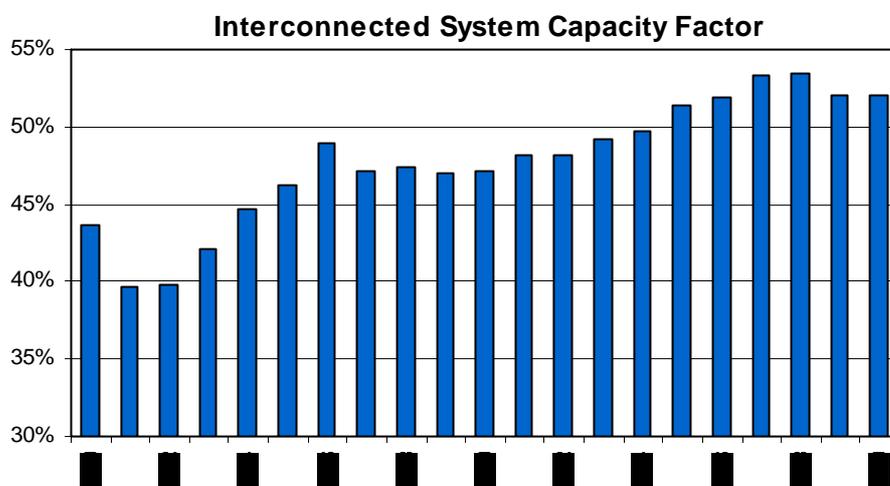


Figura 7 - Evolução da taxa de energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br/>)

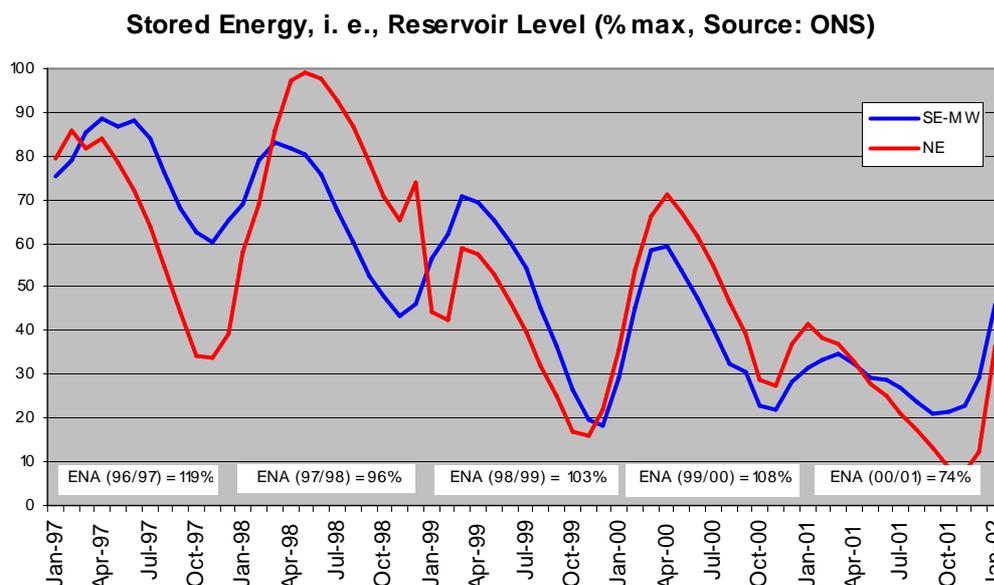


Figura 8 - Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados do sudeste/centro-oeste (SE-CO) e do nordeste (NE) e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)

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 Portaria 43 do Ministério de Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000), planejando originalmente a construção de



47 termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova, a ser concluída até dezembro de 2003. Durante 2001 e início de 2002, o plano foi reduzido para 40 plantas e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril de 2002). Em dezembro de 2004, somente 20 centrais, totalizando cerca de 9.700 MW, estavam em operação.

Durante o racionamento de 2001 o governo também lançou o Programa Emergencial de Energia com a meta de curto prazo de construir 58 centrais termelétricas pequenas a médias 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).

Fica evidente que a energia hidrelétrica é e continuará a ser a principal fonte para a eletricidade de base no Brasil. Porém, a maioria dos - se não todos os - recursos hídricos no sul e sudeste do país foi explorada e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OECD, 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 9), a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade e continuará a atrair o interesse dos investimentos da iniciativa privada no setor energético brasileiro (veja também o passo 4).

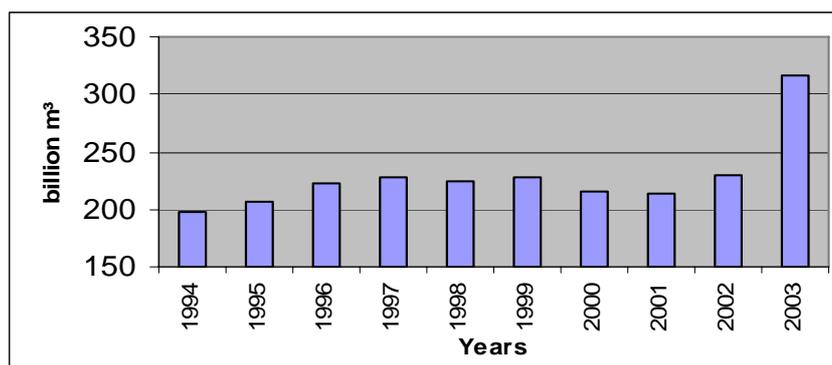


Figura 9 – Evolução das reservas provadas de gás natural brasileiro
(Fonte: Petrobrás, <http://www.petrobras.com.br/>)

No poder desde janeiro de 2003, o governo recém-eleito 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-chave (OCDE, 2005):

- A demanda e o fornecimento de eletricidade serão coordenados por uma demanda em "pool" a ser estimada pelas companhias de distribuição, 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 *Empresa de Pesquisa Energética* - EPE, 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 para longo prazo, e será o mesmo para todas as companhias de distribuição.



- Paralelamente aos contratos de pool "regulados" de 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 de 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 um comitê, 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 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. Com relação a essa questão, há vários desafios a destacar. Primeiro, o risco de falha regulatória, que poderia ocorrer porque o governo desempenhará um papel significativo no planejamento de longo prazo, deve ser evitado isolando as interferências políticas. 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 no mix de energia do Brasil e a incerteza sobre a 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.



Subpasso 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação do tipo de atividade do projeto de MDL proposta

Barreira para investimentos

Para analisar com exatidão o ambiente de investimentos no Brasil, deve-se considerar a taxa preferencial de juros brasileira, conhecida como taxa SELIC, além do CDI (Certificado de Depósito Interbancário), que é a medida do valor no mercado de crédito de curto prazo. As taxas de juros do Real têm se mantido em um patamar extraordinariamente alto, desde que o plano Real estabilizou a inflação em 1994.

Como consequência do longo período de inflação, a moeda brasileira apresentou uma forte desvalorização, impedindo efetivamente que os bancos comerciais fornecessem qualquer operação para dívidas de longo prazo. A inexistência de um mercado de dívida de longo prazo teve um grande impacto negativo no financiamento de projetos de energia no Brasil.

As taxas de juros dos financiamentos na moeda local são significativamente mais altas do que o financiamento em dólar norte-americano. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES, é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo. As operações de financiamento de dívidas do BNDES são realizadas principalmente através dos bancos comerciais. Como o mercado de crédito é dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 01 ano), as linhas de crédito de longo prazo sendo disponibilizadas são raras, exceto para os tomadores de empréstimo corporativos mais fortes e para iniciativas especiais do governo. O crédito fica restrito ao curto prazo no Brasil ou ao longo prazo em dólares no exterior.

Os mercados financeiros internos com vencimentos maiores que um ano praticamente não existem no Brasil. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança cai para níveis próximos a um dia, com uma grande concentração em depósitos bancários overnight. Os poupadores não entram em contratos financeiros de longo prazo, em razão da incapacidade de determinar o preço da incerteza envolvida na preservação do valor do poder de compra (Arida et al., 2004). Além disso, o mercado de capitais não é suficientemente desenvolvido no país para fornecer ao mercado acionário financiamento público.

A falta de um mercado local de longo prazo não é resultado de um desinteresse em oportunidades de investimentos financeiros, mas sim da relutância dos credores e poupadores em aumentar o horizonte dos seus investimentos. Fez com que os poupadores procurassem pelo investimento mais líquido e colocassem seu dinheiro em títulos do governo de curto prazo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infra-estrutura.

O título com mais liquidez do governo é o LFT (títulos de taxa flutuante com base na taxa de referência diária do Banco Central). A partir de janeiro de 2004, 51,1% da dívida interna federal estava em LFTs e tinha duração de um dia. Essa taxa do título é quase igual à taxa do CDI - Certificado de Depósito Interbancário que é influenciada pela taxa SELIC, definida pelo COPOM⁹.

Considerando as explicações fornecidas no passo 2, os parâmetros usados para analisar a atratividade do projeto são a taxa SELIC e a TIR do projeto. Como um projeto de pequena hidrelétrica é um investimento muito mais arriscado do que um título do governo, é necessário obter um retorno financeiro mais alto, em comparação com a taxa referencial SELIC. No entanto, a TIR do projeto é menor que a taxa SELIC média definida de 21,8% no ano anterior à data de início do projeto (maio de 2002 a maio de 2003). Isso demonstra que o projeto não é financeiramente atraente para os investidores. Dadas as circunstâncias, a

⁹ COPOM – Comitê de Política Monetária.



análise lógica e as distorções da economia brasileira, não é simples definir o significado dessa diferença de taxas, e um desenvolvedor talvez se sinta mais confortável que outros, dependendo da situação.

Além disso, o alto nível das garantias exigidas para financiar um projeto de energia no Brasil representa uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguro, garantias financeiras, assessorias financeiras são exigências que aumentam o custo do projeto e se constituem em barreiras para a obtenção de financiamento para o projeto.

Outras barreiras financeiras estão relacionadas ao CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica). O CCVE é exigido para se obter financiamento de longo prazo de um banco e a falta de contratos comerciais adequados com os compradores de energia pode influenciar diretamente a negociação entre o banco e o desenvolvedor do projeto. A maioria das concessionárias no Brasil não possui risco de crédito satisfatório, o que representa uma barreira para a obtenção de financiamentos de longo prazo.

Devido aos vários programas e incentivos que foram considerados ao longo dos últimos anos, mas que nunca foram implementados com sucesso, é fácil observar a dificuldade e as barreiras para implementar projetos de pequena hidrelétrica no país. O primeiro programa foi chamado PCH-COM e estruturado no final de 2000/início de 2001. Em fevereiro de 2001, a tarifa planejada era R\$ 67,00/MWh, que era o preço de referência da "fonte de energia competitiva" ou o custo médio regular das adições de geração de energia, mas o preço de referência de mercado da fonte de PCH na época era cerca de R\$ 80,00/MWh. Apesar da tarifa mais baixa, o incentivo contava com a garantia do CCVE e com a fonte de financiamento especial. O programa não obteve êxito em razão das garantias necessárias e das cláusulas do contrato, por exemplo, o projeto não foi considerado com base nas suas finanças e o financiador exigiu garantias diretas do desenvolvedor (outras além do próprio projeto).

Em abril de 2002, a lei do Proinfa foi promulgada para incentivar o setor. A existência do Proinfa comprova que é necessário um incentivo sólido para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil e que existe espaço para projetos de MDL. A análise do Proinfa e dos outros incentivos do setor de energia ilustra os obstáculos que os desenvolvedores que não estão participando de nenhum programa precisam enfrentar. Durante a primeira audiência pública do Proinfa no início de 2003, a tarifa planejada para PCH era R\$ 125,09/MWh (com base em junho de 2003 e reajustada pelo índice de inflação medido pelo IGP-M). Mas em 30 de março de 2004, o MME (Ministério de Minas e Energia) emitiu a Portaria n° 45, que estabeleceu a tarifa de R\$ 117,02/MWh (com base em março de 2004 e reajustada pelo IGP-M); em janeiro de 2005 ela era cerca de R\$ 129,51/MWh. Em 2005, o BNDES apresentou a última versão final da sua linha de incentivo financeiro no âmbito do Proinfa, diferente da primeira considerada para o programa, que foi considerada insuficiente. Isso significa que nos último cinco anos o governo teve que apresentar uma nova proposta (ou incentivo) ao ano para convencer os desenvolvedores a investir no setor de pequenas hidrelétricas.

O Projeto da PCH Sacre 2 não está avaliando o PROINFA, mas possui um CCVE com a CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S.A., com tarifa de R\$ 74,60/ MWh. O Proinfa possui incentivos como CCVE de 20 anos com a Eletrobrás e linha de financiamento específica com o BNDES. Esses incentivos normalmente não são tão bons para os CCVEs fora do Proinfa, como podemos observar na tabela abaixo.

Comparação: tarifa do CCVE do projeto x tarifa do Proinfa

Planta	Tarifa do CCVE	Tarifa do Proinfa (aprox.) (reajustada a partir de janeiro de 2006)
Sacre 2	R\$ 74,60/MWh	R\$ 129,51/MWh



Por causa de todas as dificuldades expostas e apesar de todos os incentivos do governo, existem 265 projetos de PCH aprovados no Brasil¹⁰, entre 1998 e 2006, cuja construção ainda não foi iniciada. E somente 1,43% da energia elétrica gerada no país vem das PCHs. A conclusão é que os incentivos do MDL desempenham um papel muito importante para vencer as barreiras financeiras mencionadas anteriormente.

Falta de Infra-estrutura

A região em que o projeto localiza-se é isolada e não desenvolvida. Falta infra-estrutura, como estradas, fornecimento de energia elétrica, comunicações e transporte confiáveis. O patrocinador do projeto teve que desenvolver esses recursos antes da implementação do projeto. Além disso, não havia pessoal qualificado disponível na região, devido à falta de escolas e universidades.

Barreira institucional

Como descrito acima, desde 1995 as políticas governamentais do mercado de eletricidade do governo 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\$ 280/MWh)¹¹ e o preço marginal projetado para a nova energia chegou aos níveis de R\$ 120 a 150/MWh. No meio de 2004, o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (cerca de US\$ 20/MWh)⁵. Essa volatilidade relativamente alta do preço da eletricidade no Brasil, embora no curto prazo, contribuiu para dificultar a análise do mercado pelos desenvolvedores.

Subpasso 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitariam a implementação de pelo menos uma das alternativas (exceto a atividade do projeto proposta):

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. Portanto, as barreiras acima não afetam os investimentos em outras oportunidades. Pelo contrário: as taxas de juros brasileiras, que representam uma barreira para a atividade do projeto, são muito atraentes e se constituem em uma alternativa viável de investimento.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4

¹⁰ Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

¹¹ Fonte: Conversor universal de moedas (US\$ 1 = R\$ 2,14588) de 7 de dezembro de 2006.



Passo 4. Análise da prática comum

Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados no Passo 3, a principal razão do reduzido número de atividades dos projetos semelhantes é o custo econômico. De acordo com a figura abaixo, mais de 75% da geração no Brasil é composta por grandes usinas hidrelétricas e 21% por usinas termelétricas

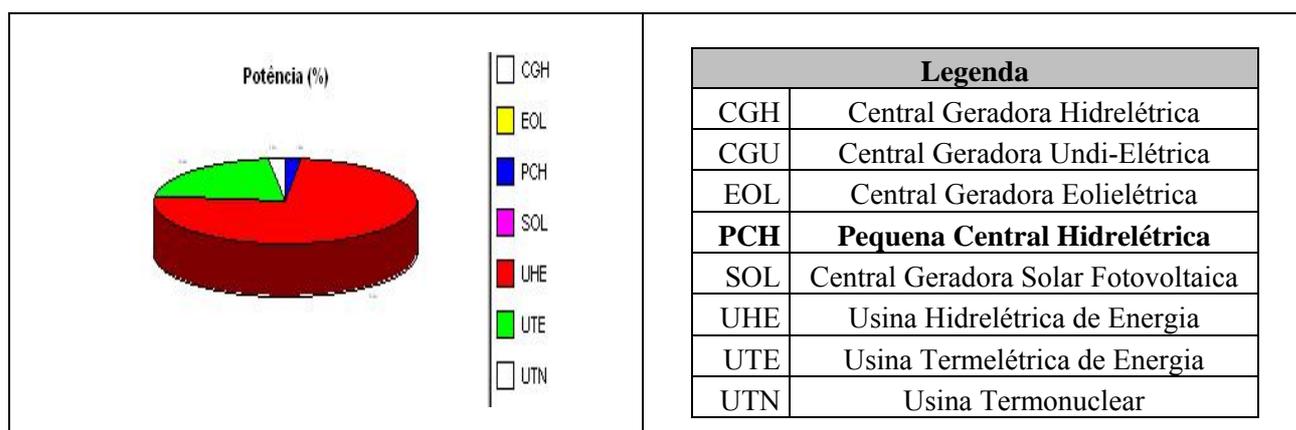


Figura 10 – Tipos operacionais de projeto

(Fonte: ANEEL, 2008¹²)

É importante salientar que os projetos de hidrelétricas podem ser significativamente diferentes entre si se considerarmos a região em que serão implementados, o clima, a topografia, a disponibilidade de linhas de transmissão, a regularidade da vazão dos rios, etc. Somente por esse motivo, é extremamente difícil e não é razoável comparar diferentes plantas e potenciais de energia hidrelétrica. Além disso, não é possível instalar as centrais hidrelétricas em um local ideal (perto de centros de carga e linhas de transmissão) nem transferi-las facilmente (movê-las para uma nova região em que é oferecida uma tarifa melhor) como, por exemplo, as centrais modulares movidas a combustível fóssil (diesel, gás natural). As diferenças podem ser ainda maiores se não houver possibilidade de um grande armazenamento de água, como no caso de pequenas centrais hidrelétricas.

O Brasil tem uma extensão de 8.514.876.599 quilômetros¹³ quadrados (com mais de 4.000 km de distância no eixo norte-sul e também no eixo leste-oeste) e 6 regiões climáticas distintas: subtropical, semi-árida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida). Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência nos aspectos técnicos relacionados à implementação de uma PCH. Dessa forma, não é razoável considerar que todos os projetos de pequenas centrais hidrelétricas são comparáveis.

No entanto, os PPs decidiram analisar estatisticamente diferentes PCHs no estado do Mato Grosso (com climas equatorial e tropical e uma área de 903.358 km², maior que qualquer país europeu) no período de 2004 a 2007, considerando que a PCH Sacre 2 está localizada nesse estado.

¹² Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Banco de Informações de Geração - BIG. Capacidade de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.

¹³ Disponível em: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.



Tabela 5 – Entrada em operação de PCHs de 2004 a 2007.

Operations starting in 2004

	Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Preinfa
1	Cachoeira da Lavrinha	GO					1,44									
2	Cach. Encoberta (Ormeo J. Bot)	MG				11,35									X	
3	Paina II	PR							1,30							
4	Pai Joaquim	MG			23,00											
5	Paraíso I	MS		21,60											X	
6	Rio Branco	RO												6,90	X	
7	Rio São Marcos	RS												2,20		
PARTIAL TOTAL			-	21,60	23,00	11,35	1,44	-	1,30	-	-	-	-	9,10	3	0

TOTAL = 67,79 MW

Operations starting in 2005

	Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Preinfa
1	Camargo Corrêa	MT												2,00		
2	Comendador Venâncio	RJ			0,77											
3	Cristalino	PR								4,00					X	
4	Faxinal II	MT											10,00		X	
5	Furnas do Segredo	RS										9,80			X	
6	Ivan Botelho III	MG	12,20	12,20											X	
7	Ombreiras	MT							26,00						X	
8	Porto Góes	SP											14,30			
9	Salto Corgão	MT						13,50	13,50						X	
10	Santa Clara I	PR								3,60					X	
11	Santo Antônio	RS										4,50				
PARTIAL TOTAL			12,20	12,20	0,77	-	-	13,50	39,50	7,60	-	14,30	24,30	2,00	6	0

TOTAL = 126,37 MW



Operations starting in 2006

	Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Preinfa
1	Aquarius	MS/MT									4,20				X	X
2	Camargo Corrêa	MT	2,00													
3	Canoa Quebrada	MT												28,00		X
4	Carlos Gonzatto	RS				9,00										X
5	Comendador Venâncio	RJ					0,84									
6	Esmeralda	RS												22,20		X
7	Fundão I	PR												2,48	X	
8	Garganta da Jararaca	MT											14,65	14,65	X	
9	Mosquitão	GO												30,00		X
10	Piranhas	GO												18,00		X
11	Rio Palmeiras I	SC							1,50							
12	Rio Palmeiras II	SC											1,38			
13	Sacre 2	MT									10,00	20,00			X	
14	Saldanha	RO			4,80										X	
15	Santa Edwiges I	GO											10,10		X	
16	Santa Edwiges II	GO	13,00												X	
17	São Bernardo	RS								15,00						X
18	Senador Jonas Pinheiro	MT									6,30					X
PARTIAL TOTAL			15,00	-	4,80	9,00	0,84	-	1,50	15,00	20,50	20,00	26,13	115,33	7	8

TOTAL = 228,1 MW

Operations starting in 2007

	Name	State	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	CDM	Preinfa
1	Braço Norte IV	MT											14,00		X	
2	Buriti	MS		30,00											X	X
3	Caju	SC					3,20									
4	Contestado	SC											5,55			
5	Coronel Araújo	SC											5,55			
6	Faxinal dos Guedes	SC		4,00											X	
7	Flor do Sertão	SC							16,50							X
8	José Gelásio da Rocha	MT		23,70												X
9	Ludesa	SC								30,00						X
10	Mafrás	SC											2,16			
11	Primavera	RO		13,65	4,55										X	
12	Rondonópolis	MT												26,60		X
13	Santa Laura	SC										15,00				X
14	São João (Castelo)	ES				25,00									X	
PARTIAL TOTAL			-	71,35	4,55	25,00	-	3,20	16,50	30,00	-	15,00	27,26	26,60	5	6

TOTAL = 219,46 MW

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2008. Resumo Geral do Acompanhamento das Usinas de Geração Elétrica - Versão abril de 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.



Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima [do inglês "United Nations Framework Convention on Climate Change"] (UNFCCC), 2008.

Entre as 12 PCHs, que iniciaram as operações no período de 2004 a 2007, 11 receberam algum tipo de incentivo (MDL ou Proinfa, um programa que também considera incentivos do MDL). Em termos de capacidade instalada, representa 98,3% do total de 229,10 MW.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo

Considerando a pesquisa acima, o único projeto que não está recebendo publicamente incentivos do MDL ou do Proinfa, a PCH Camargo Corrêa, é um Projeto da ARROSSENSAL – Agropecuária e Indústria S.A.¹⁴, uma empresa do Grupo Camargo Corrêa S.A.¹⁵. A Camargo Corrêa é uma empresa com presença em 20 países e é uma das maiores empresas do Brasil. Em 2007, ela teve receitas brutas de R\$ 12,4 bilhões¹⁶. De acordo com o relatório da KPMG do Brasil¹⁷, o Grupo Camargo Corrêa é a 7ª empresa entre as 20 com os maiores ativos no exterior (inclusive projetos de energia hidrelétrica). Considerando que o Grupo Camargo Corrêa possui uma estrutura sólida, o que permite ultrapassar as barreiras conforme descrito no DCP, os PPs consideraram razoável não comparar sua capacidade de investimento com a do Grupo Bertin.

Na análise realizada pelos participantes do projeto na época da solicitação de análise, havia 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) em todo o Brasil que iniciaram as operações no período de 2004 a 2007, das quais 21 receberam incentivos do MDL e 14 do Proinfa, totalizando 35 projetos que receberam incentivos, o que representa 70% do total de PCHs que iniciaram as operações naquele período. Com relação às outras 13 PCHs no país que não estão recebendo publicamente os incentivos econômicos adicionais mencionados, a mais próxima está localizada a cerca de 1.000 km de distância da região da atividade do projeto. Uma breve descrição do local das outras 13 atividades é apresentada no Anexo 5, que mostra as diferenças fundamentais e demonstra que não é possível fazer uma comparação simples.

Também é importante citar que a PCH não fica próxima de qualquer centro de carga e que, diferentemente da maioria dos projetos nas regiões Sudeste e Sul do Brasil, exigiu um investimento significativo em interligação de rede.

Em resumo, esta atividade do projeto não é o cenário do modo mais comum de trabalho no país, em que grandes projetos hidrelétricos e termelétricos a queima de gás natural representam a maior parte da nova capacidade instalada. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receitas e decidam, então desenvolver esses projetos. O MDL possibilitou que alguns investidores instalassem pequenas centrais hidrelétrica e vendessem eletricidade à rede. O registro da atividade do projeto proposta terá um forte impacto na abertura de caminho para a implementação de projetos semelhantes no Brasil.

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissões:

¹⁴ Evidência da Resolução No. 311 da ANEEL, datada de 27 de julho de 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004311.pdf>>.

¹⁵ Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/noticias/2005/not112_05.asp>.

¹⁶ Disponível em: <<http://www.camargocorrea.com.br/>>.

¹⁷ Disponível em: <http://www.kpmg.com.br/publicacoes/tax/Multinacionais_Brasileiras_08_portugues.pdf>.

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

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, 2006), o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção. Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

Conforme a ACM0002 (2006), um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os três passos a seguir:

- **PASSO 1** - Calcular o(s) fator(es) de emissão da margem de operação, com base em um dos seguintes métodos
 - Margem de operação simples
 - Margem de operação simples ajustada
 - Margem de operação da análise dos dados de despacho
 - Margem de operação média.

A segunda alternativa, a margem de operação simples ajustada, será usada aqui.

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,ajustada,y}$ em tCO_2/MWh) é uma variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (j):

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

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO_2 e de combustível i (tCO_2e / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono



equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e

- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análoga para fontes k).

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂e/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método OM simples (ACM0002, 2006) para as plantas m , com base nas informações mais recentes disponíveis sobre plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes:

- As cinco centrais que foram construídas mais recentemente ou
- As adições de capacidade das centrais do sistema elétrico que abrangem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.

Os participantes do projeto devem usar, dessas duas opções, o grupo de amostra que abrange a maior geração anual.

- **PASSO 3** – Calcular o fator de emissão da linha de base EF_y , como a média ponderada do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 3}$$

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$). Podem ser usados pesos alternativos, desde que $w_{OM} + w_{BM} = 1$ e seja apresentada evidência apropriada justificando os pesos alternativos.

De acordo com a ACM0002, versão 6, 19/05/2006, novos projetos de hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte forma:

- a) se a densidade de potência do projeto for maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m²:

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \cdot EG_y}{1000}$$

where,



PE_y	Emission from reservoir expressed as tCO ₂ e/year
ES_{Res}	is the default emission factor for emissions from reservoirs, and the default value as per EB23 is 90 Kg CO ₂ e /MWh.
EG_y	Electricity produced by the hydro electric power project in year y, in MWh

b) Se a densidade de potência do projeto for maior que 10 W/m², PE_y = 0.

As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e de outras atividades a montante. Entretanto, nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades foi identificada.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Esta seção deve incluir uma compilação das informações sobre os dados e parâmetros que não são monitorados durante todo o período de obtenção de créditos, mas que são determinados apenas uma vez e, portanto, permanecem fixos durante todo o período de obtenção de créditos e estão disponíveis quando a validação é realizada. Os parâmetros para o cálculo do fator de emissão foram escolhidos ex-ante.

Dado / parâmetro:	Área
Unidade dos dados:	m ²
Descrição:	
Fonte dos dados usados:	Área da superfície no nível completo do reservatório
Valor aplicado:	0 m ²
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Os dados são validados somente no início do projeto. O valor é estimado pela agência nacional de energia elétrica na fase de concessão e é totalmente calculado e determinado durante a fase de licenciamento ambiental (nível de incerteza muito baixo).
Comentários:	

Dado / parâmetro:	EF_y
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da rede
Fonte dos dados usados:	ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)
Valor aplicado:	0,2611 tCO ₂ /MWh
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Calculado de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002. O fator de emissão da linha de base (EF _y) é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Os cálculos desta margem combinada foram feitos com base nos dados de fontes oficiais (Operador Nacional do Sistema Elétrico para os dados de geração de energia; decisão do CE relativa às informações de eficiência termodinâmica de energia por tipo de combustível) com nível muito baixo de incerteza e disponibilizados ao público. Dados ex-ante calculados na



	validação.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	$EF_{OM,v}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da Margem de Operação de CO ₂ da rede
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Valor aplicado:	0,4349 tCO ₂ /MWh
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, usando a opção (b) OM Simples Ajustada. Foi escolhido um período de dados ex-ante.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	$EF_{BM,v}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da Margem de Construção de CO ₂ da rede
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Valor aplicado:	0,0872 tCO ₂ /MWh
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002. Foi escolhido um período de dados ex-ante.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	λ_v
Unidade dos dados:	
Descrição:	Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Valor aplicado:	$\lambda_{2003}=0,5312, \lambda_{2004}=0,5055, \lambda_{2005}=0,5130$
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002.
Comentários:	



Dado / parâmetro:	$F_{i,y}$
Unidade dos dados:	Massa de volume
Descrição:	Quantidade de combustível fóssil consumida por cada central
Fonte dos dados usados:	Estatísticas locais mais recentes. Dados oficiais disponíveis para o público.
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados (dados individuais/parâmetro para cada central elétrica). Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	$GEN_{i/k/n,y}$
Unidade dos dados:	MWh/a
Descrição:	Geração de eletricidade de cada central
Fonte dos dados usados:	Estatísticas locais mais recentes. Dados oficiais disponíveis para o público.
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados (dados individuais/parâmetro para cada central elétrica). Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	$GE_{i/k/n,y} IMPORTS$
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Quantidade de importações de eletricidade para o sistema elétrico do projeto
Fonte dos dados usados:	Estatísticas locais mais recentes. Dados oficiais disponíveis para o público.
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados (dados individuais/parâmetro para cada central elétrica). Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002.



Comentários:	
Dado / parâmetro:	$COEF_{ijy}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ / unidade de massa ou volume
Descrição:	Coefficiente de emissão de CO ₂ de combustíveis usados em sistemas elétricos interligados
Fonte dos dados usados:	Obtidos do Painel Intergovernamental sobre Mudança de Clima (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), da Agência Internacional de Energia (International Energy Agency, IEA) e da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD). Dados oficiais disponíveis para o público.
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	$COEF_i$
Unidade dos dados:	tCO ₂ / unidade de massa ou volume
Descrição:	Coefficiente de emissão de CO ₂ de cada tipo de combustível
Fonte dos dados usados:	Obtidos do Painel Intergovernamental sobre Mudança de Clima (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), da Agência Internacional de Energia (International Energy Agency, IEA) e da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD). Dados oficiais disponíveis para o público. Os dados padrão e as estatísticas dos documentos são usados para verificar os dados locais.
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados, valores individuais para cada central da rede, dados não processados disponíveis para validação.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	<i>Nome da planta</i>
Unidade dos dados:	Texto
Descrição:	Identificação da fonte de energia/planta para OM
Fonte dos dados usados:	Obtidos do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Os dados usados nos cálculos são apresentados nas



	planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).
Comentários:	

Dado / parâmetro:	Nome da planta
Unidade dos dados:	Texto
Descrição:	Identificação da fonte de energia/planta para BM
Fonte dos dados usados:	Obtidos do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).
Comentários:	

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

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002), o fator de emissão da linha de base é definido como (EF_y) e é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

O sistema elétrico brasileiro divide-se geograficamente em 5 macrorregiões: Sul (S), Sudeste (SE), Centro-Oeste (CO), Norte (N) e Nordeste (NE). Com relação ao sistema elétrico, as cinco macrorregiões do país são alimentadas por dois sistemas elétricos distintos. O maior sistema de transmissão de eletricidade interligado, que inclui as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, é responsável por mais de 70% do total da capacidade instalada no Brasil. Inclui a central hidrelétrica de Itaipu e as duas únicas centrais nucleares atualmente em operação no Brasil: Angra I (657 MW) e Angra II (1.309 MW). O segundo sistema interligado nacional conecta as regiões Norte e Nordeste, sendo responsável por mais de 25% do total da capacidade instalada brasileira. Um sistema menor inclui redes pequenas independentes, isoladas em termos de energia elétrica, em sua maioria na região norte. Esses sistemas isolados eram responsáveis por menos de 5%, e têm como base principalmente centrais termelétricas (SIESE, 2002).



As centrais serão integradas ao sistema elétrico interligado sul/sudeste/centro-oeste.

Conforme a ACM0002, um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os seguintes três passos:

- **PASSO 1** - Calcular o(s) fator(es) de emissão da margem de operação, com base em um dos seguintes métodos:
 - Margem de operação simples
 - Margem de operação simples ajustada
 - Margem de operação da análise dos dados de despacho
 - Margem de operação média.

A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico brasileiro não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples pode ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/operação ininterrupta¹⁸ constituírem menos de 50% do total gerado na rede em: 1) média dos 5 últimos anos, ou 2) com base nos valores normais a longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A Tabela 6 mostra a participação da energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o sistema brasileiro interligado s/se/co. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não se aplica ao Projeto.

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
1999	94,0
2000	90,1
2001	86,2
2002	90,0
2003	92,9

Tabela 6 – Participação da produção de energia hidrelétrica no sistema interligado nacional S-SE-CO, de 1999 a 2003 (ONS, 2004)

A quarta alternativa, margem de operação média, é uma simplificação excessiva e, devido à alta participação de um recurso de baixo custo de operação/inflexível (hídrico), não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade do projeto na margem de operação. Portanto, a margem de operação simples ajustada será usada aqui.

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,ajustada,y}$ em tCO_2/MWh) é uma variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (j):

¹⁸ Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (ACM0002, 2006).



$$EF_{OM, simple-adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO₂ e de combustível i (tCO₂e / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análogo para fontes k).

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)*, na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 120 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos. Com os números do ONS, a Equação 5 é calculada, como descrito a seguir:

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- $EF_{OM,y}$ é o fator de emissão da margem de operação simples (em tCO₂/MWh) ou o fator de emissão para recursos de baixo custo/inflexíveis por fontes relevantes de energia j em ano(s) y .

Os recursos de baixo custo/inflexíveis no sistema nacional interligado S-SE-CO são centrais termonucleares e hidrelétricas, consideradas livres de emissões de gases de efeito estufa, ou seja, o $COEF_{i,j}$ dessas centrais é zero. Assim, o fator de emissão dos recursos de baixo custo/inflexíveis resulta em: $EF_{OM,y} = 0$.



$$EF_{OM-non,y} = \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{j,k}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

- $EF_{OM-non,y}$ é o fator de emissão para recursos **não** de baixo custo/inflexíveis (em tCO₂/MWh) por fontes de energia relevantes k em ano(s) y .

Os recursos não de baixo custo/inflexíveis no sistema interligado brasileiro S-SE-CO são centrais termelétricas de queima de carvão mineral, óleo combustível, gás natural e óleo diesel. Essas centrais geram emissões de gases de efeito estufa, não equilibradas, calculadas da seguinte forma:

O produto $\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ para cada uma das plantas foi obtido a partir das seguintes fórmulas:

$$F_{i,k,y} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot 3,6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y} \cdot NCV_i} \quad \text{Equação 7}$$

$$COEF_{i,k} = NCV_i \cdot EF_{CO2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 8}$$

$$\text{Assim: } F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot EF_{CO2,i} \cdot OXID_i \cdot 44/12 \cdot 3,6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y}} \quad \text{Equação 9}$$

Onde a variável e os parâmetros usados são:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é fornecido em [kg], $COEF_{i,j}$ em [tCO₂e/kg] e $F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ em [tCO₂e]
- $GEN_{i,k,y}$ é a geração de eletricidade para a central k , com combustível i , no ano y , obtida do banco de dados do ONS, em MWh
- $EF_{CO2,i}$ é o fator de emissão para o combustível i , obtido das Diretrizes do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa (2006, Volume 2), em kgC/GJ ou tC/TJ.
- $OXID_i$ é o fator de oxidação para o combustível i , obtido das Diretrizes do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa (2006, Volume 2), em %.
- 44/12 é o fator de conversão de carbono de tC para tCO₂.
- $3,6 \times 10^{-6}$ é o fator de conversão de energia, de MWh para TJ.
- $\eta_{i,k,y}$ é a eficiência térmica da central k , operando com combustível i , no ano y , obtida de Bosi et al. (2002).
- NCV_i é o poder calorífico inferior do combustível i [TJ/kg].



$\sum_{k,y} GEN_{k,y}$ é obtido do banco de dados do ONS, como o somatório da geração de eletricidade dos recursos que não são de baixo custo/inflexíveis, em MWh.

Os λ_y fatores são calculados como indicado na metodologia ACM0002, com dados obtidos do banco de dados do ONS. As Figuras 12, 13 e 14 apresentam as curvas de duração da carga e os λ_y cálculos para os anos 2003, 2004 e 2005, respectivamente.

Os resultados dos anos de 2003, 2004 e 2005 são apresentados na Tabela 7.

Ano	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$ [tCO ₂ /MWh]	λ_y [%]
2003	0,9823	0,5312
2004	0,9163	0,5055
2005	0,8086	0,5130

Tabela 7 - Proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema S-SE-CO para o período de 2003 a 2005 (ONS-ADO, 2006).

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores lambda e os fatores de emissão para a margem de operação simples. Os valores obtidos podem ser vistos na Tabela 7, Figuras 12, 13 e 14.

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM, simple-adjusted, 2003-2005}$ como a média ponderada de $EF_{OM, simple-adjusted, 2003}$, $EF_{OM, simple-adjusted, 2004}$ e $EF_{OM, simple-adjusted, 2005}$ e λ_y à equação abaixo:

<ul style="list-style-type: none"> $EF_{OM, simple-adjusted, 2003-2005} = 0,4349 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$
--

- PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂e/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 10}$$

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método de OM simples (ACM0002, 2006) para as plantas m , com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes:

- As cinco centrais que foram construídas mais recentemente ou



- As adições de capacidade das centrais do sistema elétrico que abrangem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.

Os participantes do projeto devem usar, dessas duas opções, o grupo de amostra que abrange a maior geração anual.

Aplicando os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico à Equação 2:

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

- **PASSO 3** – Calcular o fator de emissão da linha de base EF_y , como a média ponderada do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 11}$$

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$). Com estes números:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4349 + 0,5 \times 0,0872$$

$$\bullet \quad EF_y = 0,2611 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

As emissões de linha de base são calculadas utilizando-se a geração anual (eletricidade anual despachada à rede) vezes a taxa de emissão média de CO₂ da linha de base estimada, conforme:

Geração de energia de projeto monitorada	(MWh)	(A)
Fator da taxa de emissão da linha de base	(tCO ₂ /MWh)	(B)
(A) x (B)	(tCO ₂)	

As reduções de emissões pela atividade do projeto (ER_y) durante um determinado ano y são o produto do fator de emissões da linha de base (EF_y , em tCO₂e/MWh) multiplicado pela eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG_y , em MWh), como a seguir:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y \quad \text{Equação 12}$$

De acordo com a ACM0002, versão 6, 19/05/2006, novos projetos de hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte forma:

- a) se a densidade de potência do projeto for maior que 4W/m² e menor ou igual a 10W/m²:

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \cdot EG_y}{1000}$$

where,



PE_y	Emission from reservoir expressed as tCO ₂ e/year
ES_{Res}	is the default emission factor for emissions from reservoirs, and the default value as per EB23 is 90 Kg CO ₂ e /MWh.
EG_y	Electricity produced by the hydro electric power project in year y, in MWh

b) Se a densidade de potência do projeto for maior que 10 W/m², $PE_y = 0$.

Considerando que a PCH Sacre 2 é um reservatório de fio d'água e não possui reservatório de armazenagem ou reserva de compensação diária limitada, não é necessário o cálculo da densidade de potência.

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

Years		Estimation of project activity emissions (tonnes of CO ₂ e)	Estimation of baseline emissions (tonnes of CO ₂ e)	Estimation of leakage (tonnes of CO ₂ e)	Estimation of overall emission reductions (tonnes of CO ₂ e)
Year	1 - (2008)*	0,0	31.767	0,0	31.767
Year	2 - (2009)	0,0	63.709	0,0	63.709
Year	3 - (2010)	0,0	63.709	0,0	63.709
Year	4 - (2011)	0,0	63.709	0,0	63.709
Year	5 - (2012)	0,0	63.709	0,0	63.709
Year	6 - (2013)	0,0	63.709	0,0	63.709
Year	7 - (2014)	0,0	63.709	0,0	63.709
Year	8 - (2015)**	0,0	31.942	0,0	31.942
Total (tonnes of CO ₂ e)		0,0	445.961	0,0	445.961
*Since 01st July					
**Until 30th June					

Tabela 8 - Estimativa total de reduções em tCO₂ do projeto

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Os dados monitorados e exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último. Os parâmetros para o cálculo do fator de emissão foram escolhidos ex-ante (veja a Seção B.6.2).

Dado / parâmetro:	Geração da eletricidade do projeto alimentada na rede (EG _y)
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Medição da energia interligada à rede e relatório anual de geração de energia
Fonte dos dados a serem usados:	Medidor de energia e recibo de compra de eletricidade
Valor dos dados	244.001 MWh/ano



aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	n/a
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados no Anexo 4 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Medidos e monitorados anualmente.
Comentários:	

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O plano de monitoramento está descrito no Anexo 4.

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

Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base e da metodologia de monitoramento (DD/MM/AAAA): 28/08/2006.

Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222
01411-000 São Paulo – SP
Brasil

Ricardo Esparta
esparta@ecoinv.com.br
Telefone: +55 +11 3063-9068
Fax: +55 +11 3063-9069

A Ecoinvest é a consultora do projeto e também participante do projeto.

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

(DD/MM/AAAA) 20/05/2003.

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

35a-0m

C.2 Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:**C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

O período de obtenção de créditos terá início em 01/07/2008 (DD/MM/AAAA) ou na data de registro da atividade do projeto de MDL, o que for posterior.

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

7a-0m

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

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

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

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando a uma exigência por práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil, a situação não é diferente. As políticas de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

No Brasil, é exigido que o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou de qualquer outra atividade que possa ocasionar degradação ambiental obtenha uma série de permissões da agência ambiental pertinente (federal e/ou local, dependendo do projeto).



O impacto ambiental do Projeto é considerado pequeno pela definição de pequenas centrais hidrelétricas do país anfitrião. Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km² ou, se a área estiver entre 3 km² e 13 km², elas devem ter impacto ambiental mínimo.

Embora os projetos de pequena hidrelétrica tenham impactos ambientais reduzidos devido ao pequeno tamanho dos reservatórios, os patrocinadores do projeto têm que obter todas as licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras (Resolução nº 237/97 CONAMA - *Conselho Nacional do Meio Ambiente*):

- A licença preliminar (*Licença Prévia* ou LP);
- A licença de construção (*Licença de Instalação* ou LI); e
- A licença de operação (*Licença de Operação* ou LO).

O processo de permissões ambientais é de natureza administrativa e foi implementado pela Política Nacional do Meio Ambiente, estabelecida pela Lei nº 6938 datada de 31 de outubro de 1981. Além disso, outras normas e leis foram emitidas pelo CONAMA e pelas agências estaduais locais.

Para obter todas as licenças ambientais, os projetos de pequenas hidrelétricas devem mitigar os seguintes impactos:

- Inundação de terras indígenas e áreas históricas quilombolas – a autorização para isso depende de resolução do Congresso Nacional;
- Inundação de áreas de preservação ambiental, legalmente definidas como Parques Nacionais e Unidades de Conservação;
- Inundação de áreas urbanas ou de comunidades rurais;
- Reservatórios onde ocorrerá expansão urbana no futuro;
- Eliminação de patrimônio natural;
- Perdas expressivas provenientes de outras utilizações de água;
- Inundação de áreas históricas protegidas; e
- Inundação de cemitérios e de outros locais sagrados.

O processo começa com uma análise prévia (estudos preliminares) feitos pelo departamento de meio ambiente local. Depois disso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar a avaliação ambiental, que é composta basicamente pelas seguintes informações:

- Razões para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, inclusive informações relativas ao reservatório;
- Diagnóstico Ambiental Preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto; e
- Possíveis medidas mitigatórias e programas ambientais.

O resultado dessas avaliações é a licença prévia (LP), que reflete o entendimento positivo da agência ambiental local sobre os conceitos ambientais do projeto.



Para obter a licença de instalação (LI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) uma nova avaliação simplificada; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme resolução da agência ambiental informada na LP.

A licença de operação (LO) é um resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram completadas.

Foi utilizada outra diretriz para avaliar o projeto em relação à sustentabilidade ambiental, às exigências do governo brasileiro para obter a carta de aprovação. Os resultados das avaliações são:

Contribuição do Projeto para o Desenvolvimento Sustentável (exigência de aprovação ou carta de MDL).

a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local.

Em abril de 2002, a lei nº 10.438 criou o Proinfa (*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia*). O Proinfa é um programa federal brasileiro que concede incentivos a fontes alternativas de eletricidade (energia eólica, co-geração de biomassa e central hidrelétrica de pequena escala). Entre outros fatores, a meta desta iniciativa é aumentar a participação das fontes de energia renovável na matriz elétrica brasileira, a fim de contribuir para uma sustentabilidade ambiental maior, trazendo mais vantagens econômicas a essas fontes de energia renovável. O governo brasileiro criou um grande fundo monetário com o objetivo de desenvolver este plano. O Projeto da PCH Sacre 2 não está avaliando o Proinfa.

O Projeto é parte do subsetor interligado da rede elétrica sul/sudeste/centro-oeste, a qual transporta eletricidade a partir da capacidade instalada. Isto é explicado adicionalmente na seção sobre cenário da linha de base, na Descrição de Documentos do Projeto, que mostra que a matriz elétrica brasileira constitui-se quase que principalmente de eletricidade derivada de grandes hidrelétricas, e em parte de eletricidade térmica derivada de biomassa, carvão mineral e principalmente de gás natural, cujo uso vem aumentando desde a construção do GASBOL (gasoduto Brasil-Bolívia).

Embora o gás natural seja o combustível fóssil mais limpo que existe, a combustão para gerar eletricidade em centrais termelétricas emite gases de efeito estufa como: dióxido de carbono “CO₂”, metano “CH₄” e óxido nitroso “N₂O”, os quais são, de acordo com a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE, 2004), os três gases de efeito estufa "GEEs" responsáveis pela maior parte dos efeitos de aquecimento global induzidos pelo ser humano.

Uma central hidrelétrica local de pequena escala forneceria um fluxo de energia mais constante, que desencorajaria geradores térmicos. Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também daria uma outra contribuição para a sustentabilidade ambiental. Ela reduz perdas técnicas ocorridas nas redes que fornecem eletricidade a essas comunidades distantes.

b) Contribuição para o desenvolvimento da quantidade e qualidade de empregos

O Projeto está associado a enormes gastos e a demandas de emprego significativas. Embora nem todos os empregos sejam preenchidos pela população local, parte da demanda por trabalhadores é absorvida pela mão-de-obra regional.



O perfil geral do funcionário para o tipo de construção do projeto é em média uma pessoa com poucos anos de educação formal. Este perfil teria dificuldade em encontrar um emprego formal em uma economia informal, que é uma característica comum do mercado de trabalho da região.

O Projeto fornece aos seus funcionários, e em alguns casos a toda a comunidade, muitas facilidades que contribuem para a qualidade de vida dos seus trabalhadores como, por exemplo, moradia, previdência, assistência médica e seguro de vida.

Uma das contribuições mais importantes da construção desta pequena central hidrelétrica é que ela pode criar o potencial para a promoção do desenvolvimento regional que gerará um maior número de empregos e melhores condições de vida.

Um dos fatores que facilita a criação de empregos é um fornecimento de energia mais confiável. Isto é fundamental para tomar uma decisão entre realizar ou não um investimento que crie empregos na região.

Um outro ponto importante a destacar é a contribuição do Projeto para a criação de empregos de boa qualidade, e o fato de que o projeto conta com profissionais responsáveis pela promoção da educação dos trabalhadores e da população na preservação ambiental e na prevenção de doenças.

c) Contribuição para uma distribuição justa de renda

Pode-se afirmar que uma distribuição de renda justa é alcançada a partir da geração de empregos e de um aumento nos salários das pessoas; porém, uma melhor distribuição de renda na região onde o Projeto está localizado é obtida com menos gastos e com maior renda nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiará diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. Esse dinheiro ficaria na região e seria utilizado para fornecer serviços melhores à população, o que melhoraria a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. A maior renda vem do investimento local na economia local e de um maior pagamento de impostos, o que beneficiará a população local.

d) Contribuição para a capacitação e o desenvolvimento tecnológico.

No passado, o Brasil protegia seus mercados contra a concorrência externa, e, conseqüentemente, a tecnologia local não se desenvolvia no mesmo ritmo, em comparação com outros países. Por ter uma das maiores capacidades hídricas do mundo, o Brasil investiu maciçamente em grandes projetos hidrelétricos, o que o torna uma autoridade nesse campo.

Conforme afirma Tolmasquim (2003), “a indústria nacional está qualificada para fornecer parte dos equipamentos elétricos e mecanismos hídricos para centrais hidrelétricas de pequena escala”.

O projeto não cria uma nova tecnologia, contudo, aumenta a capacidade local necessária para gerir o projeto adequadamente.

Uma outra contribuição importante para a criação de capacitação local são os programas educativos, que são executados por profissionais técnicos que ensinam os educadores locais sobre a importância do meio ambiente para a sociedade deles.



Os educadores são a ponte deste conhecimento para as crianças locais, as quais espera-se que tenham uma melhor conscientização ambiental, se comparado com o conhecimento atual sobre o meio ambiente.

e) Contribuição para a integração regional e relações entre outros setores

Elliot (2000), no seu artigo "Renewable Energy and Sustainable Futures" [Energia renovável e futuros sustentáveis], propõe a mudança de um paradigma convencional para um novo paradigma de energia, o qual esteja intimamente relacionado com a proposta do Projeto, "para um mundo que se move rumo a uma abordagem sustentável da geração de energia", que tenha uma enorme influência, entre outras coisas, em um melhor meio ambiente.

Este novo paradigma de energia é aquele que usa combustíveis renováveis ao invés de tecnologia com estoque finito, escala menor ao invés de grande escala, impactos ambientais pequenos e locais ao invés de grandes e globais, bem como um mercado liberalizado ao invés de um monopólio.

Apesar disso, Elliot afirma que uma geração de energia descentralizada é a melhor contribuição para um desenvolvimento sustentável do que um centralizado.

Esta é a tendência do Brasil, atualmente, por que, dentre outras vantagens, o sistema elétrico sofre menos perdas, e as economias locais recebem uma maior renda. Além disso, a integração regional é desenvolvida à medida que sistemas descentralizados e interligados à rede diminuem a vulnerabilidade do sistema elétrico do País e sua dependência de fontes de eletricidade específicas e limitadas.

Portanto, a descentralização da atividade de geração elétrica promove a integração e um maior grau de segurança para os demais setores da economia investirem em uma área que agora apresenta uma melhor garantia de fornecimento elétrico. Esse é o caso da Brasil Central Energia S/A. A economia local não apenas beneficia-se indiretamente durante a construção, mas também atrai novos negócios após o período de construção, devido a um fornecimento de eletricidade mais constante e confiável.

Conclusão

Concluindo, embora o Projeto não tenha um papel significativo na sustentabilidade do país, ele é parte de uma idéia maior (a qual o governo federal apóia através do Proinfa) e contribui para ela, conforme define o relatório de Brundland (WCED, 1987): o desenvolvimento sustentável, que é o atendimento das necessidades presentes, sem comprometer a capacidade de futuras gerações atenderem suas próprias necessidades. Em outras palavras, ao utilizar uma instalação de pequena central hidrelétrica, que é fonte de energia renovável, para gerar eletricidade para uso local e para fornecimento à rede, o Projeto desloca parte da eletricidade originada de diesel, um combustível fóssil finito, e dá menos incentivos para a construção de grandes hidrelétricas que, embora renováveis, podem causar grandes impactos ambientais e sociais.

Por fim, o projeto causa menos impactos no meio ambiente e pode impulsionar a economia regional, resultando portanto em uma melhor qualidade das condições de vida e sociais para a população local, ou seja, o projeto contribui para o desenvolvimento local sustentável.



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

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando à exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil, a situação não é diferente; as políticas de processos de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Os impactos ambientais do Projeto são considerados pequenos pela definição de pequenas hidrelétricas do país anfitrião. Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km² ou, se a área estiver entre 3 km² e 13 km², elas devem ter impacto ambiental mínimo. A Sacre 2 tem 30 MW.

A planta possui as licenças preliminares e de construção. As licenças preliminares foram emitidas pela agência ambiental de Mato Grosso, a FEMA (*Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso*). Todas as licenças para o projeto estão disponíveis para consulta mediante solicitação, assim como os estudos ambientais.

O projeto foi considerado de baixo impacto ambiental. Foi aprovado um plano ambiental específico que envolve diferentes programas:

- Programa de controle da erosão
- Programa de estabilidade de taludes
- Programa de monitoramento hidrossedimentométrico
- Programa de recuperação de áreas degradadas
- Programa de antropologia
- Programa de arqueologia

SEÇÃO E. Comentários dos atores

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

De acordo com a legislação federal e estadual, o processo de licenciamento ambiental exige audiências públicas com a comunidade local. Além disso, a mesma legislação exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no respectivo *Diário Oficial do Estado* e nos jornais regionais. Os anúncios do projeto estão disponíveis para consulta mediante solicitação.

Além dos comentários dos atores, solicitados para obtenção das licenças ambientais, a Autoridade Nacional Designada brasileira, "*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*", solicita comentários dos atores locais e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução nº 1, emitida em 11 de setembro de 2003, para fornecer a carta de aprovação.



A Resolução determina cópias das solicitações de comentários enviadas pelos proponentes de projetos pelo menos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades do projeto:

- Governos municipais e Câmaras de Vereadores;
- Agências ambientais do estado e do município;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Associações comunitárias;
- Procurador Público do Estado para o Interesse Público;

Foram enviadas cartas-convite para os seguintes agentes (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação):

- *Prefeitura de Brasnorte*
- *Câmara Municipal de Brasnorte*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Brasnorte*
- *Associação de Brasnorte*
- *FEMA – Fundação Estadual do Meio Ambiente do Mato Grosso*
- *Ministério Público do Mato Grosso*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente*

Não foram levantadas preocupações nas chamadas públicas relativas ao projeto.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Até agora, foi recebida uma carta do FBOMS, sugerindo o uso de ferramentas de Padrão-Ouro ou similares.

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

Os participantes do projeto consideram que as solicitações feitas pelo Governo brasileiro são suficientes para serem usadas como indicadores sustentáveis, que são atendidos por esta atividade do projeto de MDL.

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

Organização:	Brasil Central Energia S.A.
Rua/Caixa Postal:	Rodovia BR 153 km 179
Edifício:	
Cidade:	Lins
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	16404-110
País:	Brasil
Telefone:	+55 (14) 3533-2041
FAX:	+55 (14) 3533-2041
E-Mail:	
URL:	www.bertin.com.br
Representado por:	Sr.
Cargo:	
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Buzalaf
Nome do meio:	
Nome:	Fernando
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (14) 3533-2041
Tel. direto:	+55 (14) 3533-2041
E-Mail pessoal:	fernando.buzalaf@bertin.com.br



Organização:	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-Mail:	
URL:	www.ecoinv.com.br
Representado por:	
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Martins
Nome do meio:	de Mathias
Nome:	Carlos
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (11) 3063-9069
Tel. direto:	+55 (11) 3063-9068
E-Mail pessoal:	cmm@ecoinv.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da ODA por um país do Anexo 1.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

O sistema elétrico brasileiro (Figura 11) tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: norte/nordeste (N-NE) e sul/sudeste/centro-oeste (S-SE-CO). Isso se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

A evolução natural dos dois sistemas mostra cada vez mais que haverá uma integração no futuro. Em 1998, o governo brasileiro divulgava o primeiro ramal da linha de interligação entre o S-SE-CO e o N-NE. Com investimentos de cerca de US\$ 700 milhões, a interligação tinha como objetivo principal, pelo menos na visão do governo, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia alimentar a região N/NE se fosse necessário e vice-versa.

Não obstante, mesmo após a interligação ter sido estabelecida, artigos técnicos ainda dividiam o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000):

“... onde o sistema elétrico brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- i) O sistema interligado sul/sudeste/centro-oeste;
- ii) O sistema interligado norte/nordeste; e
- iii) Os sistemas isolados (que representam 300 localidades eletricamente isoladas dos sistemas interligados)”

Ademais, Bosi (2000) faz uma sólida argumentação em prol de ter as assim-chamadas *linhas de base multiprojeto*:

"Para países extensos com diferentes circunstâncias dentro das suas fronteiras e diferentes redes elétricas baseadas nessas regiões diferentes, linhas de base multiprojeto no setor elétrico podem precisar ser desagregadas abaixo do nível do país para prover uma representação confiável 'do que teria ocorrido de outra forma'".



Transmission System 2001 - 2003

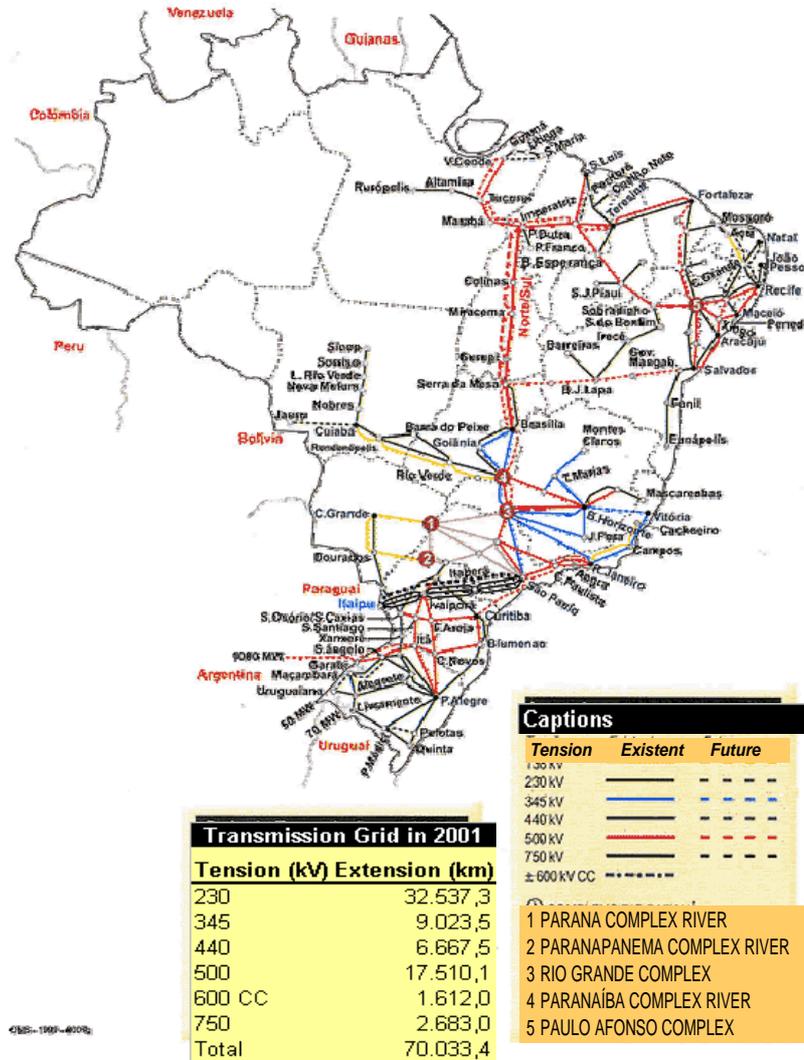


Figura 11 - Sistema brasileiro interligado (Fonte: ONS)

Por fim, tem que ser levado em consideração que mesmo que os sistemas atualmente estejam interligados, o fluxo de energia entre o N-NE e o S-SE-CO é severamente limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, somente uma fração da energia total gerada nos dois subsistemas é enviada de um lado para outro. É natural que essa fração possa mudar sua direção e magnitude (até atingir a capacidade da linha de transmissão) dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores não controlados. Mas ela não deve representar uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve-se também considerar que apenas em 2004 a interligação entre o sudeste e o nordeste foi concluída, isto é, se proponentes de projeto forem coerentes com o banco de dados de geração de que dispõem a contar do momento da apresentação de DCP para validação, uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era até mesmo mais restrito deve ser considerada.



O sistema elétrico brasileiro possui atualmente cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses, aproximadamente 70% são hidrelétricas, cerca de 10% são centrais movidas a gás natural, 5,3% são plantas a óleo combustível e diesel, 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são plantas nucleares, 1,4% são plantas a carvão e existem também 8,1 GW de capacidade instalada em países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem despachar eletricidade para a rede brasileira. (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Na verdade, esta última capacidade inclui principalmente 6,3 GW da parte paraguaia da *Itaipu Binacional*, uma hidrelétrica operada pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é quase que totalmente enviada para a rede brasileira.

A metodologia aprovada ACM0002 requer que os proponentes de projetos respondam por “todas as fontes de geração que servem o sistema”. Dessa forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão procurar e pesquisar todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

Na verdade, as informações sobre essas fontes de geração não estão disponíveis para o público no Brasil. O ONS – *Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro* – argumenta que as informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia elétrica e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a ANEEL, a agência de energia elétrica, fornece informações sobre a capacidade de energia elétrica e outros assuntos legais do setor elétrico, mas nenhuma informação de despacho pode ser obtida por intermédio dessa entidade.

Nesse aspecto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para poderem calcular o fator de emissão no Brasil da forma mais exata. Como os dados reais de despacho são necessários, entrou-se em contato com o ONS para que os participantes pudessem saber com que detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Após vários meses de diálogo, as informações diárias de despacho das plantas foram disponibilizadas para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projetos, discutindo a viabilidade do uso desses dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas na determinação do fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, na verdade, as plantas centralizadas/despachadas do ONS responderam por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalado no Brasil até a mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), que inclui a capacidade disponível em países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que somente são despachadas durante períodos de restrições de eletricidade no sistema. Portanto, mesmo que o cálculo do fator de emissão seja feito sem considerar todas as fontes de geração que atendem ao sistema, são considerados cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, as demais 23,6% são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, portanto: ou operam com base nos contratos de compra e venda de energia elétrica que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho; ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores de projeto analisaram a opção de pesquisar os dados disponíveis, mas não oficiais, para suprir o hiato existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia criado durante a realização do estudo de Bosi *et al.* (2002). Ao mesclar os dados do ONS com os dados da IEA em uma planilha, os proponentes de



projetos puderam considerar todas as fontes de geração interligadas às redes relevantes para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi considerado mais conservador ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 9).

Ano	EF_{OM} não de baixo custo/inflexível [tCO ₂ /MWh]		EF_{BM} [tCO ₂ /MWh]	
	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post
2001 a 2003	0,719	0,950	0,569	0,096

Tabela 9 – Fatores de emissão da margem de operação e de construção ex-ante e ex-post (ONS-ADO, 2004; Bosi *et al.*, 2002)

Portanto, considerando toda a análise lógica explicada, os desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados que considera somente as informações do ONS, pois ele conseguia abordar corretamente a questão da determinação do fator de emissão, da maneira mais conservadora possível.

Os dados de despacho por hora agregados obtidos do ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2003, 2004 e 2005). A geração de baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração das usinas térmicas a combustível fóssil, esta foi determinada pelos dados diários de despacho fornecidos pelo ONS. Todas essas informações foram fornecidas aos validadores e discutidas amplamente com eles, para que todos os pontos ficassem bem claros. As figuras abaixo mostram as curvas de duração da carga para o três anos considerados, assim como o lambda calculado.

Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMR [MWh]	Imports [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	856.109.626	5.463.113
	$EF_{OM, simple-adjusted}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2005}$	Lambda	
	0,4349	0,0872	λ_{2003}	
	Alternative weights	Default weights	0,5312	
	$w_{OM} = 0,75$	$w_{OM} = 0,5$	λ_{2004}	
	$w_{BM} = 0,25$	$w_{BM} = 0,5$	0,5055	
	Alternative EF_y [tCO ₂ /MWh]	Default EF_y [tCO ₂ /MWh]	λ_{2005}	
	0,3480	0,2611	0,5130	

Tabela 10 – Fatores de emissão para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira (fator da margem de operação simples ajustada)

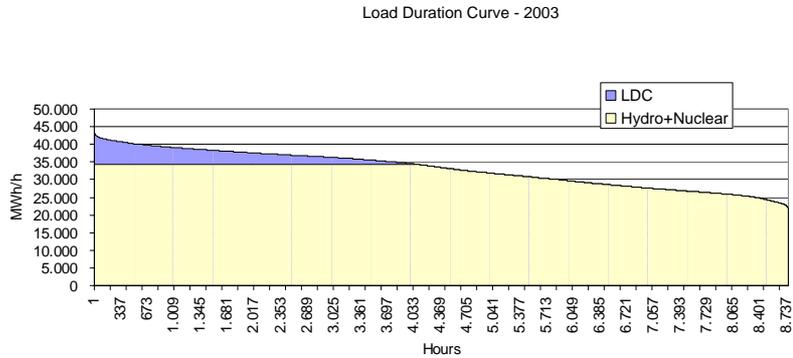


Figura 12 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2003

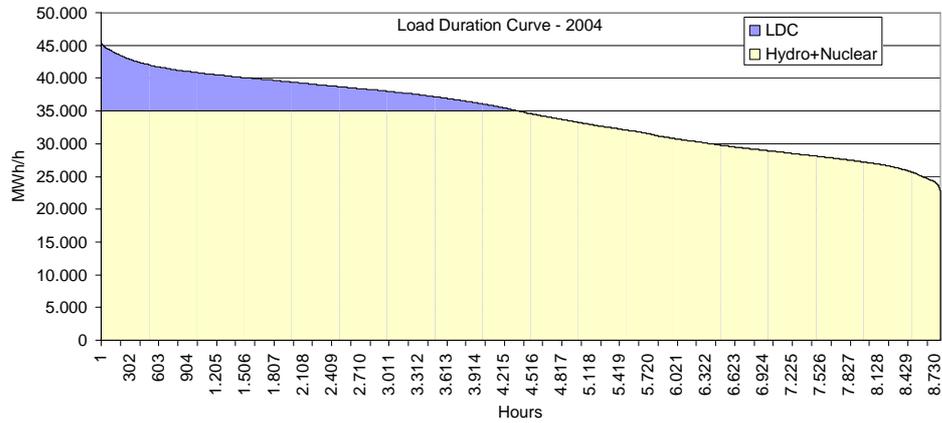


Figura 13 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004

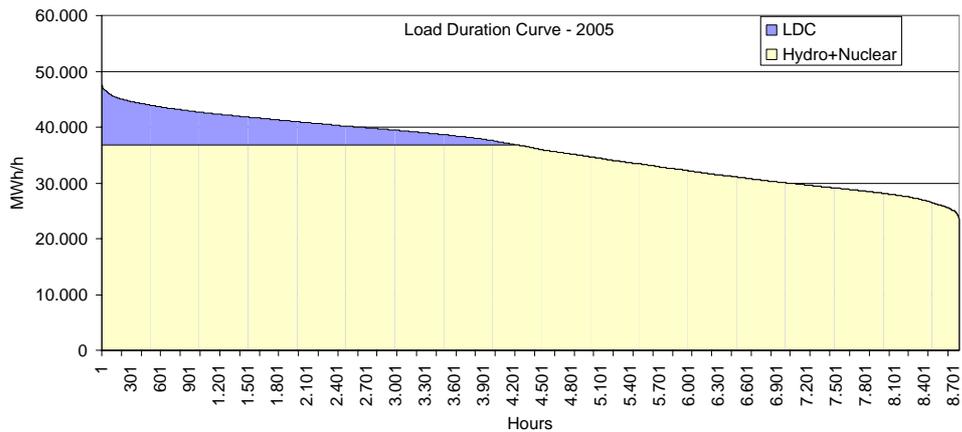


Figura 14 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2005



Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

De acordo com os procedimentos definidos pela “Metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002” – “Metodologia consolidada de monitoramento para geração de eletricidade interligada à rede com emissões zero a partir de fontes renováveis”, Versão 6 (2006).

O projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. Junto com as informações produzidas pela ANEEL e pelo ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e o mix de energia da rede. Além disso, as informações sobre geração de energia e energia fornecida para a rede são controladas pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). A CCEE viabiliza e regula a comercialização de energia elétrica e é responsável pelo monitoramento mensal da energia fornecida para a rede.

Os medidores de energia (dois) são especificados pela companhia de distribuição de energia e aprovados pelo ONS. A Sacre 2 utiliza um ION 8600, tipo SM 3050/3, fabricado pela Schlumberger. Esses medidores são calibrados pela CEMAT - Centrais Elétricas Mato-grossenses S.A a cada 2 anos, de acordo com a NBR 14521 (Normas Brasileiras – Procedimentos de Aceitação de lotes de medidores eletrônicos de energia elétrica). Os equipamentos e medidores usados na PCH Sacre 2 foram aplicados com sucesso a projetos semelhantes no Brasil e em todo o mundo e possuem, por exigências legais, níveis de incerteza extremamente baixos. As medições são controladas em tempo real pelo Sistema Digital da PCH e comparadas entre os dois medidores localizados na subestação, de forma que seja possível detectar quaisquer problemas (como falta de água, materiais dentro das turbinas, inexatidão do medidor, etc). Se houver algum problema, será colocado em ação o pessoal da planta.

A PCH é responsável pelo gerenciamento do projeto e também pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios e a companhia de distribuição de energia Rede Comercializadora de Energia S/A será responsável pela operação e manutenção da PCH Sacre 2, conforme estabelecido no contrato assinado em 03 de março de 2006.

A PCH funcionará com cerca de 15 pessoas no total: 6 operadores da central com turno de trabalho de 8 horas/dia (com 2 operadores ao mesmo tempo), responsáveis por supervisionar todo o trabalho na PCH, 2 técnicos de manutenção e o restante dividido em pessoal de limpeza e vigilância. Todas as operações serão centralizadas em Lins – SP, no *Centro de Operação do Sistema – COS*, que irá operar e planejar a manutenção da PCH Sacre 2 da Brasil Central Energia S/A.

A Brasil Central Energia S/A, empresa que controla a PCH Sacre 2, contratou empresas especializadas para executarem seus programas ambientais. As empresas contratadas mantêm um engenheiro ambiental em tempo integral na planta e os programas incluídos no PBA estão sendo executados pelos técnicos da PCH. Após o início das operações comerciais, a renovação das áreas degradadas e das áreas de preservação permanente será feita de acordo com as normas das agências ambientais, através de uma equipe de especialistas ambientais, que também irá monitorar a conformidade às normas das agências ambientais. Os estudos realizados durante a fase de projeto das atividades do projeto mostraram os impactos ambientais e a interferência no desenvolvimento social na região da planta, indicando as medidas de mitigação a serem adotadas durante a fase de construção. Essas medidas estão sendo rigorosamente tomadas. Os dados sobre o impacto ambiental estão sendo arquivados pela PCH e pelas agências ambientais.



Os seguintes programas ambientais e sociais serão monitorados:

- Programa de prevenção e controle de estabilidade de taludes e erosão;
- Programa de monitoramento hidrológico;
- Programa de recuperação de áreas degradadas;
- Programa de antropologia:
 - Informação e orientação para trabalhadores;
 - Informação e orientação para a comunidade indígena Paresi;
 - Proteção e inspeção da terra indígena;
 - Educação estadual;
 - Divulgação científica;
- Programa de arqueologia;
- Programa de monitoramento hidrossedimentométrico;
- Programa de gestão ambiental.



Anexo 5

Breve descrição da localização das 13 PCHs que não receberam publicamente incentivos especiais, conforme mencionado no subpasso 4:

- A PCH Pai Joaquim está localizada nos municípios de Sacramento e Santa Juliana, estado de Minas Gerais (Região Sudeste, a maior região de carga do país). Minas Gerais possui 586.528 km², apresenta os climas tropical e tropical de altitude e a capital do estado é Belo Horizonte. A distância entre Cuiabá – capital do estado do Mato Grosso – e Belo Horizonte é de 1.594 km;
- A PCH Porto Góes está localizada no município de Salto, estado de São Paulo. São Paulo possui 248.209 km², apresenta os climas subtropical, tropical atlântico e tropical de altitude e a capital do estado é São Paulo. A distância entre Cuiabá e São Paulo é de 1.614 km;
- A PCH Comendador Venâncio está localizada no município de Itaperuna, estado do Rio de Janeiro (Região Sudeste, a maior região de carga do país). O Rio de Janeiro possui 43.696 km², apresenta os climas tropical atlântico e tropical de altitude e a capital do estado é Rio de Janeiro. A distância entre Cuiabá e o Rio de Janeiro é de 2.017 km;
- As PCHs Rio São Marcos e Santo Antônio estão localizadas no estado do Rio Grande do Sul (Região Sul, a segunda região de carga do país). A PCH São Marcos está localizada nos municípios de São Marcos e Flores da Cunha; a PCH Santo Antônio está localizada no município de Santa Rosa. O Rio Grande do Sul possui 281.748 km², apresenta os climas tropical atlântico e subtropical e a capital do estado é Porto Alegre. A distância entre Cuiabá e Porto Alegre é de 2.206 km;
- A PCH Paina II está localizada no município de Castro, estado do Paraná (Região Sul, a segunda região de carga do país). O Paraná possui 199.314 km², apresenta o clima tropical atlântico e a capital do estado é Curitiba. A distância entre Cuiabá e Curitiba é de 1.679 km;
- As PCHs Rio Palmeira I, Rio Palmeiras II, Caju, Contestado, Coronel Araújo e Mafrás estão localizadas no estado de Santa Catarina (Região Sul, a segunda região de carga do país). A PCH Rio Palmeiras I está localizada nos municípios de Orleans e Urussanga; a PCH Rio Palmeiras II em Urussanga; a PCH Caju em Xanxerê; as PCHs Constestado e Coronel Araújo em Água Doce e a PCH Mafrás em Ibirama. Santa Catarina possui 95.346 km², apresenta clima tropical atlântico e a distância entre Cuiabá e Florianópolis é de 1.986 km;
- A PCH Cachoeira da Lavrinha está localizada no município de Rianópolis, estado de Goiás (Região Centro-Oeste). Goiás possui 340.086 km², apresenta os climas tropical e tropical atlântico e a capital do estado é Goiânia. A distância entre Cuiabá e Goiânia é de 934 km;

**Anexo 6**

1.

BIBLIOGRAFIA

- ACM0002 (2006).** Metodologia consolidada aprovada de linha de base 0002 – Metodologia consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis. Versão 6; 19 de maio de 2006. Website: <http://cdm.unfccc.int/>.
- Arida, P. E. L. Bacha, e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil [Crédito, Juros e Incerteza Jurisdicional: Conjecturas sobre o Caso do Brasil]*. Em F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), *Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience [Metas de inflação, dívida e a experiência brasileira]*, 1999 a 2003. Cambridge, MA: MIT Press.
- Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler e J.-M. Lukamba (2002).** Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information paper.
- 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/>.
- CGE/CBEE (2002).** Programa de Energia Emergencial. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.
- Eletrobrás (1999).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Website da Centrais Elétricas Brasileiras S/A: <http://www.eletrobras.gov.br/>.
- Elliot, D. (2000).** Renewable Energy and Sustainable Futures [Energia renovável e futuros sustentáveis]. Futures 32 CTS Special ‘Sustainable Futures’ Issue [Publicação especial ‘Futuros Sustentáveis’], páginas 261 a 274, abril/maio de 2000.
- IBGE (2006).** Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- IPCC (2006).** Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa (Volume 2) (<http://www.ipcc.ch/>).
- Kartha, S., M. Lazarus e M. Bosi (2002).** Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information Paper.
- OCDE (2001).** Estudos Econômicos da OCDE: Brasil. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França.
- OCDE (2004).** Environmental Outlook [Panorama Ambiental]. Organization for Economic Cooperation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico]. Website: <http://www.oecd.org/env/>



- OCDE (2005).** Estudo Econômico da OCDE sobre o Brasil 2005: Normas do setor elétrico. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França
- ONS (2004).** De olho na energia: Histórico da energia, carga própria de energia 1999-2003. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Website: <http://www.ons.gov.br/>.
- ONS-ADO (2004).** Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários sobre todo o sistema elétrico interligado de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003. Website: <http://www.ons.gov.br/>.
- Pinto Júnior, H. (2003).** Les problèmes des réformes structurelles et institutionnelles inachevées: le cas de l'industrie électrique au Brésil. *Révue de l'Énergie* **544**, 103-111,
- Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler e J. C. de Souza (2000).** Electric Power Options in Brazil [Opções de Energia Elétrica no Brasil]. Pew Center on Global Climate Change.
- SIESE (2002).** Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica: Boletim Anual. Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S/A) - MME (Ministério de Minas e Energia do Brasil). Website: http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe_SIESE/
- Tolmasquim, M.T. (2003) [Ed.].** Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Editora Interciência.
- UNEP-LAC (2002).** Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).
- WCED [CMMAD] (1987).** Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.