

**Apêndice A<sup>1</sup> às modalidades e procedimentos simplificados para  
atividades de projeto de MDL de pequena escala**

**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO SIMPLIFICADO  
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA (SSC-DCP)  
Versão 01 (21 de janeiro de 2003)**

**PESQUEIRO ENERGIA**  
**Projeto de Pequena Central  
Hidrelétrica**

**Jaguariaíva, Paraná, Brasil**

**Patrocinador do Projeto: Pesqueiro Energia S.A.**

**Preparado pela Ecoinvest**

---

<sup>1</sup> Este apêndice foi desenvolvido de acordo com as modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projetos de MDL (contidos no Anexo II da Resolução 21/CP.8 - veja o documento FCCC/CP/2002/7/Add.3) e constitui o apêndice A daquele documento. Para obter a íntegra do texto do Anexo II da Resolução 21/CP.8, acesse: <http://unfccc.int/cdm/ssc.htm>.

### Nota introdutória

1. Este documento contém o documento de concepção do projeto de mecanismo de desenvolvimento limpo para atividades de projeto de pequena escala (SSC-DCP) ["SSC" é abreviação do inglês "Small Scale", "pequena escala"]. Ele desenvolve as informações gerais delineadas no Apêndice B, "Documento de Concepção do Projeto" das modalidades e procedimentos de MDL (Anexo da Resolução 17/CP.7 contida no documento FCCC/CP/2001/13/Add.2) e reflete as modalidades e procedimentos simplificados (aqui chamadas de M&P simplificados) para atividades de MDL de pequena escala (Anexo II da Resolução 21/CP.8 contida no documento FCCC/CP/2002/7/Add.3).
2. O SSC-DCP pode ser obtido em formato eletrônico no website de MDL da UNFCCC (<http://unfccc.int/cdm/ssc.htm>), por email ([cdm-info@unfccc.int](mailto:cdm-info@unfccc.int)) ou no formato impresso através da secretaria da UNFCCC (fax: +49-228-8151999).
3. As explicações para os participantes do projeto estão em itálico (*p.ex.: explicação*).
4. O Conselho Executivo poderá fazer revisões no SSC-DCP se necessário. As revisões não afetarão as atividades de projeto de MDL de pequena escala validadas antes da data em que uma versão revisada do SSC-DCP entrar em vigor. As versões do SSC-DCP deverão ter numeração seqüencial e deverão indicar a data. O SSC-PDD será disponibilizado no website de MDL da UNFCCC em todos os seis idiomas oficiais da Organização das Nações Unidas.
5. Conforme as modalidades e procedimentos de MDL, o idioma de trabalho do Conselho é o inglês. Assim, o SSC-DCP preenchido deverá ser apresentado ao Conselho Executivo em inglês.
6. Atividades de pequena escala apresentadas em conjunto, conforme os parágrafos 9 (a) e 19 das M&P simplificados para atividades de projetos de MDL de pequena escala poderão utilizar um único SSC-DCP, desde que as informações referentes aos itens A.3 (*participantes do projeto*) e A.4.1 (*local da atividade do projeto*) sejam fornecidas para cada atividade de projeto e que seja fornecido um plano de monitoração global na seção D.
7. Uma atividade de projeto de pequena escala com diferentes componentes, com elegibilidade para ser proposta<sup>2</sup> como um projeto de MDL de pequena escala, poderá apresentar um SSC-DCP, desde que as informações referentes às sub-seções A.4.2 (*tipo e categoria[s] e tecnologia da atividade de projeto*), e A.4.3 (*declaração sucinta sobre como as emissões antropogênicas dos gases de efeito estufa (GEEs) pelas fontes deverão ser reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta*) e das seções B (*metodologia da linha de base*), D (*plano e metodologia de monitoração*) e E (*cálculo das reduções nas emissões de GEE pelas fontes*) sejam fornecidas separadamente para cada componente da atividade de projeto.
8. Se a atividade de projeto não se encaixar em nenhuma das categorias de projeto no Apêndice B das M&P simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, os proponentes do projeto poderão propor categorias adicionais de projeto a serem consideradas pelo Conselho Executivo, conforme os parágrafos 15 e 16 das M&P simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala. O documento de concepção do projeto, porém, somente deverá ser apresentado para a apreciação pelo Conselho Executivo depois que ele alterar o Apêndice B conforme a necessidade.
9. Há um glossário no website de MDL da UNFCCC, que também pode ser solicitado à secretaria da UNFCCC por email ([cdm-info@unfccc.int](mailto:cdm-info@unfccc.int)) ou no formato de cópia impressa (fax: +49-228-8151999).

<sup>2</sup> No parágrafo 7 das M&P simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, com relação aos esclarecimentos do Conselho Executivo sobre atividades de projeto de MDL de pequena escala, o Conselho declara que, em uma atividade de projeto com mais de um componente que teria vantagens com modalidades e procedimentos simplificados de MDL, cada componente deverá atender ao critério-limite para cada tipo de aplicação; por exemplo, para um projeto com componentes tanto de energia renovável e eficiência energética, o componente "energia renovável" deverá atender ao critério para "energia renovável" e o componente "eficiência energética", deverá atender àquele para "eficiência energética".

## **CONTEÚDO**

- A. Descrição geral da atividade de projeto
- B. Metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade de projeto / período de créditos
- D. Metodologia e plano de monitoração
- E. Cálculo das reduções nas emissões de GEE pelas fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes envolvidas

### **Anexos**

Anexo 1: Informações sobre os participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações com relação a financiamento público

Anexo 3: Figuras

Anexo 4: Tabelas

Anexo 5: Bibliografia

## **A. Descrição geral da atividade de projeto**

### **A.1. Título da atividade de projeto:**

Pesqueiro Energia Projeto de Pequena Central Hidrelétrica (doravante denominada " PEPCH").  
Versão: 05.09.2005

### **A.2. Descrição da atividade de projeto:**

O objetivo principal do Projeto PEPCH é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil, devida 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 sustentável em relação ao consumo total de eletricidade no Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu comprometimento 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), promoveu-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WSSD, do inglês "Summit for Sustainable Development") em Joanesburgo em 1992. Na versão final do Plano de Implementação da WSSD não foram declaradas metas ou cronogramas específicos; porém sua importância foi reconhecida para o atingimento da sustentabilidade, de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio<sup>3</sup>.

A PEPCH fica no sul do Brasil, onde estão as maiores reservas de carvão mineral, bem como a maioria das usinas termelétricas que utilizam este combustível. O projeto consiste de uma pequena central hidrelétrica (12,44 MW), que fica no rio Jaguariaíva, na cidade de Jaguariaíva, estado do Paraná. Jaguariaíva é uma cidade com 33.837 habitantes (IBGE, 2004), próxima à região agrícola de Ponta Grossa.

A Pesqueiro Energia S.A. é uma Sociedade de Propósitos Específicos (SPE) que inclui uma pequena central hidrelétrica a fio d'água e um pequeno reservatório (0,33 km<sup>2</sup>) com um impacto ambiental muito pequeno. O empreendimento é uma *joint venture* de propriedade de três cooperativas agrícolas. Estas cooperativas agrícolas controlam três cooperativas menores especificamente criadas para comercializar eletricidade. Estas três cooperativas controladas, que são especialistas em eletrificação rural, possuem 2.500 km em linhas de transmissão e comercializam mais de 100.000 MWh por ano. O número de associados é de aproximadamente 3.000 e o número de clientes chega a mais de 7.000. A PEPCH entrega em torno de 80.000 MWh / ano (com um fator de capacidade mínimo estimado de 75%) para a rede interligada Sul-Sudeste-Centro-oeste, desde de fevereiro de 2003.

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 de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO<sub>2</sub>), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse.

---

3 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, incluindo as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, inclusive hidrelétrica, e suas transferências 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."

O Projeto PEPCH melhora o fornecimento de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável, ao mesmo tempo em que contribui com o desenvolvimento econômico local. As usinas hidrelétricas de pequena escala a fio d'água fornecem geração distribuída, diferentemente do modo mais comum de trabalho, como as grandes hidrelétricas e as usinas de geração a gás natural construídas nos últimos 5 anos. Esses projetos de pequena escala apresentam vantagens específicas com relação a confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

- maior confiabilidade, com interrupções mais curtas e com extensão menor;
- menor exigência 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 de 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, a melhor distribuição de renda na região onde o Projeto PEPCH está localizado é obtida com uma redução dos gastos e com renda maior nos municípios. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser empregado em investimentos em educação e saúde, o que beneficiará diretamente a população local e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. A redução nos gastos decorre do fato de que se diminuirá a quantidade de eletricidade "importada" de outras regiões do país através da rede. Esse dinheiro que fica na região poderá ser utilizado para fornecer serviços melhores à população, melhorando a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. A população local terá benefícios econômicos em função dos royalties pagos aos municípios pelos direitos hídricos concedidos à PEPCH.

Um forte indicativo de que a PEPCH contribui para os objetivos de desenvolvimento sustentado do país é o fato de que o projeto atende aos requisitos da Lei 10.438 de abril de 2002 (PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica). O PROINFA é um programa federal brasileiro que concede incentivos a fontes alternativas de eletricidade (energia eólica, cogeração de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas). 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.

Apesar de a PEPCH ser elegível para o PROINFA, ela não solicitou o financiamento do programa e, conseqüentemente, não tem acesso às suas vantagens.

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

| <b>País Envolvido (*)</b>   | <b>Entidade(s) privada(s) / pública(s) envolvidas no projeto</b> | <b>Participante do Projeto?</b> |
|---|--|---------------------------------|
| Brasil (sede)   | Pesqueiro Energia S.A.   | Não                             |
| (*) De acordo com as Modalidades e Procedimentos do MDL, no estágio da validação, no momento em que se tornou público o DCP-MDL, a parte envolvida pode ou não ter providenciado sua aprovação. No momento do pedido de registro, é exigida a aprovação da parte envolvida. |  |                                 |

As informações para contato com as parte(s) e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto estão relacionadas no Anexo 1.

#### **A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:**

O projeto Pesqueiro utiliza água do rio Jaguariaíva para gerar eletricidade (capacidade instalada de 12,44 MW). As instalações contêm uma pequena represa (área do reservatório = 0,33 km<sup>2</sup>), que armazena água a fim de gerar eletricidade por curtos períodos. Os projetos a fio d'água não incluem um armazenamento significativo de água e devem, portanto, utilizar totalmente a vazão de água. Um típico esquema a fio d'água envolve um reservatório com baixo desvio localizado, geralmente, em correntezas de fluxo rápido (Figura 1).

De acordo com a Eletrobrás (1999), os projetos a fio d'água são definidos como "os projetos nos quais a vazão da estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida pelas turbinas".

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 maior altura manométrica na turbina.

A tecnologia empregada no Projeto Pesqueiro é muito utilizada no setor (Tabela 2). A turbina Francis (Figura 5) é a mais amplamente utilizada entre as hidroturbinas. Essa turbina é um tipo de turbina de reator hidráulico, na qual o fluxo sai das pás da turbina na direção radial. As turbinas Francis são comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta e é direcionada para as pás através de comportas de retenção. Então, a água com baixa velocidade deixa a turbina através de um tubo de retirada. No modelo, a vazão de água é fornecida por uma bomba centrífuga de velocidade variável. Aplica-se uma carga à turbina através de um freio magnético e o torque é medido observando-se a deflexão de molas calibradas. O desempenho é calculado comparando-se a energia de saída com a energia fornecida.

O equipamento e a tecnologia utilizados no Projeto PEPCH já foram aplicados de forma bem-sucedida em projetos semelhantes no Brasil e no mundo.

#### **A.4.1. Local da atividade do projeto**

##### **A.4.1.1. País do local do projeto (parte[s]):**

Brasil.

##### **A.4.1.2. Região/estado/província etc.:**

Estado do Paraná (Sul do Brasil).

##### **A.4.1.3. Cidade/município/comunidade etc.:**

Jaguariaíva.

**A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitirão a identificação única desta atividade de projeto:**

O projeto está localizado no sul do Brasil, estado do Paraná, município de Jaguariaíva (latitude sul 24° 15' 04" e longitude oeste 49° 42' 21", (**Error! Reference source not found.**) e utiliza o potencial hídrico do rio Jaguariaíva, que faz parte da bacia do rio Paraná (Figura 3).

**A.4.2. Tipo e categoria(s) e tecnologia da atividade de projeto:**

Tipo 1: Projetos de energia renovável.

Identificação da categoria: Geração de energia renovável para uma rede.

A PEPCH utiliza o potencial hídrico renovável do rio Jaguariaíva para fornecer eletricidade para um sistema de distribuição (rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste) que é alimentado por, pelo menos, uma usina geradora a combustível fóssil e tem capacidade instalada de 12,44 MW (abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala). A tecnologia e os equipamentos utilizados no projeto foram desenvolvidos e fabricados localmente.

**A.4.3. Declaração sucinta sobre como as emissões antropogênicas dos gases de efeito estufa (GEEs) pelas fontes deverão ser reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta:**

A PEPCH, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs), propiciará reduções nas emissões de GEEs ao substituir a geração em usinas térmicas a combustível fóssil, que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.

Kartha et al. (2002) afirma que "a questão central do desafio da linha de base para projetos de eletricidade reside claramente em se calcular a 'geração evitada', ou seja, o que ocorreria sem o MDL ou outro projeto de mitigação de GEEs. A questão fundamental é se a geração evitada está na "margem de construção" (ou seja, substituir uma instalação que teria, de outra forma, sido construída) e/ou na "margem de operação" (ou seja, que afeta a operação de usinas atuais ou futuras)."

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

**A.4.4. Financiamento público para a atividade de projeto:**

Não há financiamento público envolvido neste projeto.

**A.4.5. Confirmação de que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente retirado de uma atividade de projeto maior:**

O Projeto PEPCH não faz parte de uma atividade de projeto maior.

## **B. Metodologia de linha de base**

### **B.1. Título e referência da categoria do projeto aplicável à atividade do projeto:**

**Título do projeto:** Pesqueiro Energia Pequena Central Hidrelétrica (PEPCH).

**Tipo I** - Projetos de energia renovável.

### **B.2. Categoria de projeto aplicável à atividade do projeto:**

**Identificação da categoria** – Geração de eletricidade renovável para uma rede.

### **B.3. Descrição de como as emissões de GEEs pelas fontes são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL proposta:**

A metodologia de linha de base proposta inclui uma Ferramenta de Adicionalidade aprovada pelo Conselho Executivo. Essa ferramenta considera alguns passos necessários para descobrir se a atividade do projeto é adicional e demonstra como as reduções nas emissões não ocorreriam na ausência da atividade de Projeto PEPCH.

Os seguintes passos são necessários para se avaliar a adicionalidade do Projeto PEPCH.

#### **Passo 0. Triagem preliminar com base na data inicial da atividade de projeto:**

(a) A construção do projeto iniciou-se em maio de 2001 e foi concluída em dezembro de 2002. A pequena central hidrelétrica iniciou sua operação comercial em janeiro de 2003.

Para confirmar que a data de início da atividade de projeto de MDL está entre os períodos pré-determinados, há resoluções assinadas pela ANEEL, balanços e outros registros, disponíveis mediante solicitação.

(b) Três documentos confirmam que o MDL foi seriamente levado em conta na decisão de realizar a atividade de projeto. Estes baseiam-se em acordos e declarações que foram negociados com terceiros e estão disponíveis mediante solicitação.

O primeiro é um termo de confidencialidade entre a Pesqueiro Energia S.A. e a empresa que comercializa créditos de carbono. Embora este contrato tenha sido assinado em novembro de 2002, conversas preliminares sobre redução de emissão iniciaram-se aproximadamente um ano antes da data da assinatura.

O segundo documento é o contrato de compra e venda de energia elétrica (doravante denominado PPA, do inglês “Power Purchase Agreement”), assinado entre a Pesqueiro Energia S.A. e a Telefônica (antiga Telecomunicação de São Paulo S.A. – Telesp), em janeiro de 2003, no qual os direitos dos créditos de carbono são mencionados. As partes envolvidas iniciaram a discussão em relação ao PPA antes da fase de construção.

Antes de todas essas conversações e acordos formais, no início de 2001, a Pesqueiro Energia S.A. começou a negociação para a contratação de uma empresa de assessorial ao MDL. Os patrocinadores do projeto mantiveram esta documentação informal.

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

**Sub-passo 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:**

A alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual, com o sistema interligado nacional sendo suprido por energia proveniente de grandes projetos hidrelétricos e por termelétricas movidas à combustível fóssil. Em termos de alternativas para o investidor o cenário mais viável é o investimento do capital excedente no mercado financeiro.

**Sub-passo 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis.**

2. Não se aplica.
3. Não se aplica.
4. Não se aplica. Tanto a atividade de projeto como o cenário alternativo cumprem todas as normas.

**Passo 3. Análise de barreiras**

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

Para lidar com a análise de barreiras, apresenta-se inicialmente uma sucinta visão geral do mercado de eletricidade brasileiro nos últimos anos.

Até o início da década de 90, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido a um aumento das taxas de juros internacionais e da deficiência de capacidade de investimento do Estado, o governo 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 poder escolher um fornecedor de serviços de eletricidade, que começou em 1998 para os grandes consumidores e deveria estar disponibilizada para todo o mercado até 2006;
- desmantelamento dos monopólios estatais, separando e privatizando as atividades de geração, transmissão e distribuição;
- liberdade de acesso às linhas de transmissão; e
- transferência das responsabilidades de operação e planejamento para o setor privado.

Ao mesmo tempo, foram criadas três entidades: a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), criada 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, após cinco anos do processo de privatização, os resultados foram modestos (Figura 4). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

O descolamento entre o PIB (aumento médio no período de 1980 a 2000) e o aumento no consumo de eletricidade (aumento médio de 5% no mesmo período) é bem conhecido nos países desenvolvidos, especialmente devido à ampliação dos serviços de fornecimento para novas áreas e à crescente infraestrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que a taxa de crescimento do PIB e pesados investimentos em eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento no consumo, conforme pode ser visto na Figura 6.

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). Embora os resultados do programa serem notáveis, o sucesso não foi o suficiente para cobrir a brecha entre a necessidade de capacidade nova de geração e o aumento do consumo.

A outra alternativa (aumentar ao fator de capacidade de usinas antigas) foi a mais utilizada, como pode-se ver 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 7 mostra o que ocorreu com os níveis de "energia armazenada" nos reservatórios entre janeiro de 1977 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 solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

Consciente das dificuldades desde o final da década de 90, o governo brasileiro sinalizou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração termelétrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica. Considerando isso, o governo federal lançou, no início de 2000, o PPT (*Plano Prioritário de Termelétricas*), Decreto Federal 3,371 de 24 de fevereiro de 2000 e a Portaria 43 do Ministério das Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, planejando originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e início de 2002, o plano foi reduzido de modo a contemplar 40 usinas e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril 2002). Em dezembro de 2004, havia 20 plantas em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

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

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

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 de eletricidade e o fornecimento serão coordenados por uma demanda em "pool" a ser estimada pelas companhias distribuidoras, que terão que contratar 100% da sua demanda projetada de eletricidade durante os 3 a 5 anos seguintes. Essas projeções serão enviadas a uma nova instituição denominada *Empresa de Planejamento Energético*, 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, se vá exigir 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. Essas medidas têm o potencial para reduzir a volatilidade do mercado e permitir que as companhias de distribuição estimem melhor o tamanho do mercado. 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 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 um dos maiores objetivos do novo modelo é reduzir o risco do mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado no setor elétrico dependerá de como o novo marco regulatório for implementado. Destacam-se diversos desafios em relação a esse ponto. *Primeiro*, o risco da falha regulatória, que pode ocorrer em razão do governo desempenhar um papel significativo no planejamento de longo prazo, deveria ser evitado através de monitoramento efetivo sobre a aplicabilidade de novas regras. *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 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.

### **Barreiras para os investimentos (Financiamento de longo prazo)**

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 reais 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 alta volatilidade aliada a uma forte desvalorização, impedindo efetivamente que os bancos comerciais fornecessem financiamento de dívida de longo prazo às companhias locais. 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 reais têm se mantido em um patamar extraordinariamente alto, desde que o plano Real estabilizou a inflação em 1994.

As taxas de juros dos financiamentos na moeda local são significativamente mais altas do que as taxas em dólar norte-americano. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo. O financiamento de dívidas do BNDES é realizado principalmente através dos bancos comerciais. O mercado de crédito é dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 01 ano) e as linhas de crédito de longo prazo estão disponíveis somente 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 vencimento de um ano ou mais praticamente não existem no Brasil. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança contratados cai a 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).

A falta de financiamentos de longo prazo locais decorre da relutância dos credores e poupadores em aumentar o prazo dos seus investimentos. Faz os poupadores optarem pelos investimentos mais líquidos e colocarem seu dinheiro em títulos de curto prazo do governo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infra-estrutura.

O título com maior 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 COPOM<sup>4</sup>.

A taxa SELIC tem apresentado alta volatilidade, variando de um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 a um máximo de 45% a.a. em março de 1999 (Figura 9).

Devido ao que foi mencionado acima, a única alternativa viável para os desenvolvedores de projeto no Brasil seria o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

A Pesqueiro Energia S.A. não teve acesso às linhas de crédito do BNDES. Os patrocinadores, procurando oportunidades dentro do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, financiaram totalmente o projeto com base no patrimônio líquido (capital próprio). Assim, a falta de alternativas de financiamento é uma barreira para o projeto.

A Pesqueiro Energia S.A. já iniciou a construção da usina e depende dos recursos dos seus acionistas para completar o projeto. Os acionistas forneceram o financiamento e, como resultado, a estrutura de capital do projeto é 100% própria.

### **Barreira para os investimentos (CMPC)**

Como descrito acima, o acesso ao financiamento de longo prazo para projetos de energia renovável é difícil. A seguir se apresenta uma análise específica que demonstra que o alto custo do capital é uma barreira para os projetos que serão desenvolvidos com base em capital próprio.

A taxa usada para descontar o fluxo de caixa do negócio é também conhecida como custo médio ponderado de capital (CMPC)<sup>5</sup> e converte o fluxo de caixa futuro em um valor presente para todos os investidores, considerando que tanto credores como acionistas esperam obter retorno em relação ao custo de oportunidade de investir recursos em um negócio específico, em vez de investir esses recursos em outro negócio de risco equivalente.

---

<sup>4</sup> COPOM – *Comitê de Política Monetária*

<sup>5</sup> WACC – *Weighted Average Cost of Capital*

O princípio básico que deve ser seguido para calcular o CMPC é consistência com o método de valorização e com a definição de fluxo de caixa descontado. A fórmula usada para estimar o CMPC da companhia após as taxas é:

$$\text{CMPC} = [(K_d \times (1-t) \times P_d) + (K_e \times (1-P_d))]$$

Onde:

CMPC = Custo médio ponderado de capital

K<sub>d</sub> = Custo da dívida (capital de terceiros)

t = IRPJ marginal

P<sub>d</sub> = Dívida como percentagem da capitalização total

K<sub>e</sub> = Custo do capital próprio

Considerando que o Projeto PEPCH foi financiado somente com capital de patrocinador, o modelo não alavancado é usado para calcular o CMPC da empresa. Portanto, o custo da dívida é relevante para a análise e K<sub>d</sub> é definido como zero.

Os mercados de capital próprio no Brasil relativamente não possuem liquidez e são concentrados. Portanto, para estimar o custo do capital próprio (K<sub>e</sub>), foram usados os parâmetros observados nos mercados financeiros globais, permitindo a aplicação do modelo CAPM ("CAPM" é abreviação do inglês "Capital Asset Pricing Model", "modelo de determinação do preço dos ativos fixos"). Partindo dessas premissas, o custo do capital no Brasil deve estar próximo a um custo global de capital ajustado para a inflação e a estrutura de capital locais. Deve-se observar que para o cálculo do diferencial de inflação foi usada uma estimativa da diferença composta entre a taxa de inflação local e a taxa de inflação norte-americana durante dez anos. Também para fins de cálculo foi usado um Beta que mede o risco sistêmico de capital próprio dentro do setor da companhia, típico do setor de serviços ambientais. Assim, para calcular o custo de capital próprio da PEPCH foram usados os seguintes parâmetros<sup>6</sup>:

---

Custo de capital próprio: Pesqueiro Energia

---

|   |              |          |
|---|--------------|----------|
| Rentabilidade do título soberano brasileiro denominado em euros                                       | <b>Mais</b>  | 15% a.a. |
| Prêmio de risco de crédito do BB em relação aos títulos de renda fixa do Tesouro dos EUA para 10 anos | <b>Menos</b> | 4% a.a.  |
| Diferença entre as inflações norte-americana e brasileira durante 10 anos                             | <b>Mais</b>  | 6% a.a.  |
| Prêmio do risco de capital próprio no mercado internacional   | <b>Mais</b>  | 5% a.a.  |
| Ajuste de risco de capital próprio do mercado com Beta de 0,4   | <b>Menos</b> | 2% a.a.  |
| <b>Pesqueiro</b>  |              | 20% a.a. |
| <b>Custo de capital próprio com o risco Brasil</b>  |              |          |

---

Aplicando K<sub>e</sub> = 20% na fórmula a seguir:

<sup>6</sup> Copeland et al.; Measuring and Managing the Value of Companies; Third Edition.

$$\text{CMPC} = [(\text{Não aplicável} \times 0\%) + (20\% \text{ a.a.} \times 100\%)] = 20\% \text{ a.a.}$$

O Custo Médio Ponderado de Capital da Pesqueiro é igual a 20% a.a. Portanto, o CMPC alto é uma barreira para os investimentos em projetos de energia renovável, como a PEPCH que possui uma TIR (Taxa Interna de Retorno) de 17% a.a. Esse valor foi obtido através de uma análise do fluxo de caixa livre realizada pelos desenvolvedores do projeto, que está disponível mediante solicitação.

### **Barreira institucional**

Como descrito acima, desde 1995 as políticas do mercado de eletricidade estão em permanente alteração no Brasil. Um número excessivo de leis e normas foi criado para tentar organizar e fornecer incentivos para os novos investimentos no setor energético. Os resultados dessa instabilidade regulatória foram contrários ao que se tentava alcançar. Durante o período de racionamento, os preços de eletricidade ultrapassaram R\$ 600/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou em níveis de R\$ 120 a 150/MWh (cerca de US\$ 45). No meio de 2004, o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). A volatilidade do preço de eletricidade no Brasil tem uma correlação com a instabilidade das políticas do governo que, num período de 10 anos teve 3 diferentes ambientes regulatórios (de 1995 a 2004). Na teoria, a novo modeloregulatório tem o potencial para reduzir o risco do mercado consideravelmente. Contudo, somente o tempo provará a eficiência do novo modelo em relação a redução do risco do mercado e a atração de investimentos privados<sup>77</sup>. Nesse sentido, os resultados do primeiro leilão de licenças para a construção da nova usina seriam interessantes para se avaliar corretamente o sucesso da implementação da nova estrutura regulatória.

### **Prática vigente de negócios**

Em 2001, a Eletrobrás, em parceria com o BNDES, lançou o programa PCH-COM, que tinha como principal objetivo apoiar e incentivar a construção de pequenas centrais hidrelétricas. Esse programa consistiu no financiamento do projeto pelo BNDES e na comercialização de energia elétrica pela Eletrobrás. A operação do programa consistiu na análise do projeto pelo BNDES e pela Eletrobrás. No caso de aprovação do projeto, dois contratos seriam assinados: o do financiamento com o BNDES e o PPA com a Eletrobrás.

Depois de algumas reuniões com o BNDES e a Eletrobrás, a Pesqueiro Energia S.A. decidiu participar do programa. Por este motivo foi exigido à Pesqueiro que utilizasse o PPA com a Eletrobrás como garantia. Além disso, o programa requisitou outras garantias, seguro-desempenho além da disponibilidade do patrimônio dos acionistas. A Pesqueiro não pôde atender aos requisitos do BNDES e decidiu sair do programa. A prática vigente de negócios no Brasil, no que diz respeito à obtenção de financiamento e garantias financeiras para o projeto, é uma barreira para os investimentos em projetos de energia renovável no país.

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

Como descrito acima, a principal alternativa para a atividade do projeto é continuar com a geração de eletricidade atual na rede brasileira.. O patrocinador do projeto poderia investir seus recursos em diferentes investimentos do mercado financeiro. Assim, as barreiras acima não afetariam o investimento em outras oportunidades. Para os grandes projetos de energia não há falta de financiamento de longo prazo e esse tipo de projeto faz parte da política do governo de expansão da matriz elétrica brasileira e, dessa forma, as barreiras identificadas não impedem a implementação das alternativas elencadas.

---

<sup>7</sup> A reforma da estrutura legal do setr elétrico brasileiro começou com a Medida Provisória Nº 144, depois convertida na Lei No. 10.848, de 15 de março de 2004 – foi descoberta com a publicação do Decreto No. 5.163, de 30 de julho de 2004.

#### **Passo 4. Análise da prática comum:**

Um dos pontos que deve ser considerado na análise de investimento em um projeto de pequena central hidrelétrica é a possibilidade de participar do Programa PROINFA do Governo Federal. Embora alguns projetos tenham iniciado a construção independentemente do PROINFA, o programa é considerado uma das alternativas de financiamento mais viáveis para esses projetos, que fornecerão PPAs de longo prazo e condições especiais de financiamento. A PEPCH não participa do programa e está lidando com o risco do mercado à medida que estrutura seus projetos.

Tanto o processo de negociação de um PPA com as companhias de serviços públicos como a obtenção de financiamento do BNDES têm sido muito difíceis. O BNDES também exige garantias excessivas para fornecer financiamento. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenas centrais hidrelétricas, incluindo a capacidade de cumprir o contrato PPA e as possíveis multas por não cumprimento do contrato. No período que o projeto foi desenvolvido, os mecanismos, através do novo modelo de energia, que possibilitam a venda de energia de pequenas centrais hidrelétricas, não estavam ainda e, dessa forma, a PEPCH não teve como utilizar essa vantagem competitiva.

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

Em virtude das razões mencionadas acima, somente 1,3% da capacidade instalada provém de fontes de pequenas centrais hidrelétricas (1,2 GW de um total de 88,7 GW). Além disso, dos 6.934 MW em construção no país, somente 403 MW são de PCHs. Em 2004, somente 9 projetos de PCHs, um total de apenas 5,22 MW, foram autorizados pela agência regulatória<sup>8</sup>. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento. A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do PROINFA considerou o MDL como um fator decisivo para a conclusão dos seus projetos. Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participa do programa PROINFA, e os que não participam estão no MDL. Além disso, o governo brasileiro declarou que os projetos no âmbito do programa PROINFA serão também elegíveis para participação no MDL.

#### **Passo 5. Impacto do registro de MDL**

Por definição<sup>9</sup> pequenas centrais hidrelétricas no Brasil são hidrelétricas com capacidade instalada de mais de 1 MW e de até 30 MW e com área de reservatório menor que 3 km<sup>2</sup>. Em geral, consistem em uma hidrelétrica a fio d'água que possui um impacto ambiental mínimo.

Esse não é o cenário de negócios usual em um país onde se dá preferência a grandes projetos hidrelétricos e térmicos a combustível fóssil. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receita e decidam, então, desenvolver esses projetos. Um aumento de cerca de 100 a 200 pontos base, proveniente das RCEs constituiria um importante fator para a decisão de iniciar um projeto desses.

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

---

<sup>8</sup> ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

<sup>9</sup> Conforme definido pela Resolução da ANEEL nº 394, 4 de dezembro de 1998.

#### **B.4. Descrição do limite do projeto para a atividade do projeto:**

Os limites do Projeto PEPCH 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 do rio Jaguariaíva perto da central hidrelétrica e da rede interligada.

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

- 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.
- 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 hidrelétricas gerando eletricidade para este subsistema.
- Norte: 80% do fornecimento da região Norte é de diesel. Entretanto, na cidade de Belém, capital do estado do Pará, onde estão localizadas as indústrias de alumínio e mineração, a eletricidade é fornecida por Tucuruí, a segunda maior hidrelétrica do Brasil.

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 no próprio subsistema gerador. Assim, o subsistema interligado Sul-Sudeste-Centro-Oeste da rede brasileira, onde a atividade do projeto está localizada, é considerado um limite.

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. Na realidade, 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.

#### **B.5. Detalhes da linha de base e seu desenvolvimento:**

##### **B.5.1 Especificar a linha de base da atividade do projeto proposto usando uma metodologia especificada na categoria de projeto aplicável para atividades de projeto de MDL de pequena escala, contidas no Apêndice B das M&P simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:**

De acordo com as M&P simplificados para MDL de pequena escala, existem duas opções que podem ser aplicadas na categoria de projeto selecionada.

"A linha de base é o kWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicado por um coeficiente de emissão (medido em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) calculado de forma transparente e conservadora:

- (a) A média da "margem de operação aproximada" e da "margem de construção", onde:
  - (i) A "margem de operação aproximada" é a média ponderada das emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) de todas as fontes de geração que atendem ao sistema, excluindo a geração solar e nuclear, hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo;
  - (ii) A "margem de construção" é a média ponderada das emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) de recentes adições de capacidade ao sistema. Essa média é calculada com base em 20% do total

anual (em MWh) da geração realizada pelas mais recentes usinas, ou com base na geração anual total das cinco mais recentes usinas. Utiliza-se a base que representar a maior geração.

ou

(b) A média ponderada das emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) do mix de geração atual.

A opção escolhida neste projeto é a opção (a). Essa escolha se deve ao fato de que, no Brasil, ainda que a maior parte da energia produzida no país seja proveniente de hidrelétricas, a maioria dos investimentos de baixo custo em hidrelétricas está esgotada. Assim, surge a possibilidade de investimentos em fontes não renováveis, como as usinas termelétricas.

Como as usinas térmicas usam combustível fóssil, essas companhias acabam tendo custos operacionais mais altos do que as hidrelétricas. Como resultado, é provável que sejam substituídas por qualquer hidrelétrica adicionada à rede.

**B.5.2 Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base (DD/MM/AAAA):**

01/08/2005

**B.5.3 Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:**

Sr. Ricardo Esparta, diretor da Ecoinvest  
Ecoinvest Assessoria Ltda.  
Rua Padre João Manoel, 222 Cj-36  
CEP – 01411-000  
São Paulo – SP  
Brazil

**C. Duração da atividade do projeto e do período de créditos**

**C.1. Duração da atividade do projeto:**

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

27/01/2003.

**C.1.2. Tempo de vida operacional esperado da atividade do projeto:**

25 anos – 0 mês.

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

**C.2.1. Período de créditos renovável**

**C.2.1.1. Data de início do primeiro período de créditos (DD/MM/AAAA):**

27/01/2003

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

07 anos – 0 mês

**C.2.2. Período de créditos fixado:**

**C.2.2.1. Data de início (DD/MM/AAAA):**

Não se aplica

**C.2.2.2. Duração (máx. 10 anos):**

Não se aplica

**D. Metodologia de monitoração e plano****D.1. Nome e referência da metodologia aprovada aplicada à atividade de projeto**

De acordo com a opção (a) do Tipo I, Categoria D das categorias de atividades do projeto de MDL de pequena escala contidas no Apêndice B das M&P simplificados, a monitoração deve consistir na medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

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

Esse Plano de Monitoração foi escolhido conforme sugerido na opção (a) do Tipo I, Categoria D das categorias de atividades de projeto de MDL de pequena escala contidas no Apêndice B das M&P simplificados para atividade de projeto de MDL de pequena escala e se aplica às adições de capacidade elétrica a partir de hidrelétricas a fio d'água de pequena escala.

**D.3 Dados a serem monitorados:**

| Número de identificação | Tipo de dados           | Variável dos dados                                    | Unidade dos dados | Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e) | Frequência de gravação                  | Proporção dos dados a serem monitorados | Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico/impresso) | Por quanto tempo serão mantidos os dados arquivados ? | Comentário   |
|-------------------------|-------------------------|---|-------------------|--|---|---|---|---|--|
| 1                       | Geração de Eletricidade | Geração da eletricidade do projeto alimentada na rede | MWh               | M  | Medição de 15 minutos e gravação mensal | 100%                                    | Formato eletrônico e impresso                                 | Durante o período de créditos e dois anos depois      | A eletricidade alimentada nas redes, tanto pelo projeto (vendedor) como pelo comprador de energia.<br>Medição da energia interligada à rede e Recibo de Vendas |

|   |   |   |                       |   |              |    |                    |  |  |
|---|---|---|-----------------------|---|--------------|----|--------------------|--|--|
| 2 | Fator de emissão de CO <sub>2</sub>     | Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da rede d                       | tCO <sub>2</sub> /MWh | C | Na validação | 0% | Formato eletrônico | Durante o período de créditos e dois anos depois | Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos. |
| 3 | Margem de Operação de CO <sub>2</sub>   | Fator de emissão da margem de operação de CO <sub>2</sub> da rede   | tCO <sub>2</sub> /MWh | C | Na validação | 0% | Formato eletrônico | Durante o período de créditos e dois anos depois |  |
| 4 | Margem de Construção de CO <sub>2</sub> | Fator de emissão da margem de construção de CO <sub>2</sub> da rede | tCO <sub>2</sub> /MWh | C | Na validação | 0% | Formato eletrônico | Durante o período de créditos e dois anos depois |  |

**D.4 Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoração:**

Sr. Ricardo Esparta, diretor da Ecoinvest  
Ecoinvest Assessoria Ltda.  
Rua Padre João Manoel, 222 Cj-36  
CEP – 01411-000  
São Paulo – SP  
Brazil

## **E. Cálculo das reduções nas emissões de GEE por fontes**

### **E.1 Fórmulas usadas:**

#### **E.1.1 Fórmulas selecionadas como fornecido no Apêndice B:**

De acordo com as atividades da metodologia de linha de base contidas no Apêndice B das M&P simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, como é o caso da PEPCH, as reduções nas emissões são as decorrentes da aplicação da fórmula mencionada no item B.5.1. portanto, as atuais emissões de gases de efeito estufa da atividade do projeto são zero.

#### **E.1.2 Descrição de fórmulas quando não fornecidas no Apêndice B:**

##### **E.1.2.1 Descrever as fórmulas usadas para estimar as emissões antropogênicas via fontes de GEEs em razão da atividade do projeto dentro do limite do mesmo:**

Não se aplica (as emissões de GEE pela atividade do projeto são zero).

##### **E.1.2.2 Descrever as fórmulas usadas para estimar a fuga em razão da atividade do projeto, onde necessário, para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:**

Não se aplica (as emissões de GEE pela atividade do projeto são zero).

##### **E.1.2.3 A soma de E.1.2.1 e E.1.2.2 representa as emissões da atividade do projeto:**

Não se aplica (as emissões de GEE pela atividade do projeto são zero).

##### **E.1.2.4 Descrever as fórmulas usadas para estimar as emissões antropogênicas via fontes de GEEs na linha de base, usando a metodologia da linha de base para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades do projeto de MDL de pequena escala:**

Conforme explicado no item B.5.1, o fator de emissão da linha de base será calculado como a média da margem de "operação aproximada" e da "margem de construção", onde:

- (b) A média da "margem de operação aproximada" e da "margem de construção", onde:
  - (i) O fator de emissão da "margem de operação aproximada" ( $EF_{OM,y}$ ) é a média ponderada das emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/MWh) de todas as fontes de geração que atendem ao sistema, excluindo a geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar; Usando a notação da metodologia aprovada, ACM0002<sup>10</sup>,

<sup>10</sup> **ACM0002 (2004)**. *Metodologia de Linha de Base Consolidada Aprovada 0002 – Metodologia Consolidada para geração de eletricidade interligada da rede de fontes renováveis*. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 15º Relatório de Reunião, 3 de setembro de 2004, Anexo 2.

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$  é o total de combustível  $i$  (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia  $j$  em anos(s)  $y$ ,
- $COEF_{i,j}$  é o coeficiente de CO<sub>2</sub>e de combustível  $i$  (tCO<sub>2</sub>e/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  $j$  a oxidação percentual do combustível em ano(s)  $y$  e
- $\sum_j GEN_{j,y}$  é a eletricidade (MWh) alimentada na rede via fonte  $j$ .

O coeficiente de CO<sub>2</sub>e  $COEF_i$  é obtido como:

$$COEF_{i,j} = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

- $NCV_i$  é o poder calorífico (conteúdo de energia) por unidade de massa ou volume de combustível  $i$ ,
- $OXID_i$  é o fator de oxidação do combustível  $i$ ,
- $EF_{CO_2,i}$  é o fator de emissão de CO<sub>2</sub>e por unidade de energia do combustível  $i$ ,

- (ii) O fator de emissão da "margem de construção" ( $EF_{BM,y}$ ) é a média ponderada das emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) de recentes adições de capacidade ao sistema. Essa média é calculada com base em 20% do total anual (em MWh) da geração realizada pelas mais recentes usinas, ou com base na geração anual total das cinco mais recentes usinas. Utiliza-se a base que representar a maior geração.

e

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 3}$$

Onde  $F_{i,m,y}$ ,  $COEF_{i,m}$  e  $GEN_{m,y}$  são análogos às variáveis descritas acima para a margem de operação das usinas  $m$  (grupo de amostra  $m$  definido em (ii)), com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas.

O fator de emissão da linha de base  $EF_y$  é a média do fator da margem de operação ( $EF_{OM,y}$ ) e do fator da margem de construção ( $EF_{BM,y}$ ).

$$EF_y = 0.5 \cdot EF_{OM,y} + 0.5 \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 4}$$

O centro nacional de despachos (Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional, relatórios diários de 1 de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2004) forneceu os dados brutos de despacho para toda a rede interligada brasileira. As seguintes fontes de dados foram relevantes para o cálculo da linha de base:

- O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois sub-sistemas: o Norte - Nordeste (N-NE) e o Sul - Sudeste - Centro-Oeste (S-SE-CO). Isto se deve, principalmente, pela

evolução histórica do próprio sistema físico, o que naturalmente desenvolveu ao seu redor os maiores centros de consumo do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está mostrando que cada vez mais esta integração está próxima. Em 1998, o governo brasileiro anunciou a primeira fase da linha de interconexão entre N-NE e S-SE-CO. Com investimentos em torno de US\$ 700 milhões, esta conexão tem como objetivo principal, do ponto de vista do governo, pelo menos, ajudar a solucionar a instabilidade de energia do país: se necessário, a região S-SE-CO poderia fornecer energia para a região N-NE e vice-versa.

No entanto, mesmo após o estabelecimento da interconexão, documentos técnicos ainda dividem o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000)<sup>11</sup>:

“... onde o sistema elétrico brasileiro é dividido em três sub-sistemas separados

- (i) O sistema interligado Sul/ Sudeste/ Centro-Oeste;
- (ii) O sistema interligado Norte/ Nordeste; e
- (iii) Os sistemas isolados (o que representa 300 locais que são isolados eletricamente dos sistemas interligados)”

Além disso, Bosi (2000) apresenta forte argumentação a favor do assim chamado “linha de base para diferentes tipos de fontes de energia”:

“ Para grandes países com circunstâncias diferentes dentro de seus limites e redes de energia diferentes localizados em regiões diferentes, a “linha de base para diferentes tipos de fontes de energia” no setor elétrico pode necessitar ser desagregadas abaixo do nível do país para fornecer a representação confiável do ‘que poderia ter acontecido até então””.

Finalmente, deve-se levar em conta que mesmo que os sistemas de hoje sejam interligados, a energia gerada entre N-NE e S-SE-CO é limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então apenas uma fração do total de energia gerada em ambos os sub-sistemas é enviada entre um sistema e outro. É natural que esta fração possa mudar sua direção e grandeza (devido a capacidade da linha de transmissão) dependendo do modelo hidrológico, clima e outros fatores que não são controlados. Mas isto não deveria representar uma quantia significativa de cada demanda de eletricidade dos sub-sistemas. Deve ser considerado também que somente em 2004 a interligação entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto são coerentes com a base de dados de geração que eles têm disponível até o momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a eletricidade surge entre os sub-sistemas é ainda mais restrito para ser considerado.

Atualmente, o sistema elétrico brasileiro engloba em torno de 91.3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Disso, aproximadamente 70% são usinas hidrelétricas, 10% são usinas de gás natural, 5,3% são diesel e combustível de óleos vegetais, 3,1% são de fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, casca de arroz e biogás), 2% são usinas nucleares, 1,4% carvão vegetal, e há também 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem despachar eletricidade para a rede brasileira (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Esta última capacidade é de fato englobada por principalmente 6,3 GW da parte paraguaia do Binacional Itaipu, uma usina hidrelétrica operada por ambos os países, Brasil e Paraguai, mas que quase toda a energia é enviada a rede brasileira.

A metodologia aprovada I.D de pequena escala pede que os proponentes de projeto levem em consideração “todas as fontes geradoras que servem o sistema”. Deste modo, quando esta

---

<sup>11</sup> Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. International Energy Agency. Paris, 2000.

metodologia é aplicada, os proponentes do projeto no Brasil deveriam procurar e pesquisar, todas as usinas que servem o sistema brasileiro.

De fato, as informações de tais fontes geradoras não estão publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que a informação de despacho é estratégica para os agentes de energia, por isso esta informação não possa ser disponibilizada. Por outro lado, a ANEEL, agência de eletricidade, fornece informações de capacidade de energia e assuntos legais sobre o setor elétrico, mas nenhuma informação de despacho possa ser obtida através dessa entidade.

Em consideração a isto, os proponentes do projeto procuraram por uma solução plausível para ser capaz de calcular o fator de emissão no Brasil de modo mais preciso. Desde que informações reais de despacho são necessárias acima de tudo, a ONS foi contactada para deixar que os participantes tenham conhecimento do grau de informação detalhada que pode ser fornecida. Depois de vários meses de conversa, informações sobre despacho diário de usinas foi fornecida referente aos anos 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes do projeto discutiram a possibilidade de utilizar tal informação, concluindo que foi a informação mais adequada a ser considerada quando determinado o fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou o despacho de usinas estimado em 75.547MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre 98.848,5MW do total instalado no Brasil na 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)), o que inclui capacidade exportada fornecida pelos países vizinhos e usinas de emergência, que são despachadas somente durante a época de limitação no sistema elétrico. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão fosse feito sem levar em consideração todas as fontes que servem o sistema, aproximadamente 76,4% de capacidade instalada que serve o sistema brasileiro é considerado, onde esta é uma quantia justa se levado em consideração a dificuldade de conseguir informações sobre despacho no Brasil. Além disso, os restantes 23,6% são usinas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, desde que: uma delas operem baseado no acordo de compra de energia que não estão sob controle da autoridade de despacho; ou elas estão localizadas em sistemas não –interligados que o ONS não tem acesso. Deste modo, esta porção provavelmente não será afetada pelo projeto de MDL e esta é outra razão para não levar em consideração na determinação o fator de emissão.

- Os totais de combustível consumidos por usinas relevantes de geração de combustível fóssil são os coletados em uma pesquisa realizada pela Agência Internacional de Energia (Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler e J.-M. Lukamba. Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information paper, October 2002).
- Os coeficientes de emissão de cada combustível são os indicados pelo IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change, Painel Intergovernamental sobre Mudança de Clima), Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Diretrizes Revisadas de 1996 para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa).

Usando as informações mencionados acima, os números na Tabela 1 e na Tabela 3 são obtidos do cálculo da linha de base e do total de redução nas emissões durante o período de créditos escolhido.

**E.1.2.5 A diferença entre E.1.2.4 e E.1.2.3 representa as reduções nas emissões em razão da atividade do projeto durante um período determinado:**

As reduções nas emissões via a atividade do projeto ( $ER_y$ ) durante um determinado ano  $y$  são o produto do fator de emissões da linha de base ( $EF_y$ , em tCO<sub>2</sub>e/MWh) multiplicado pela eletricidade fornecida pelo projeto à rede ( $EG_y$ , em MWh), como a seguir:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y \quad \text{Equação 5}$$

**E.2 Tabela que fornece os valores obtidos na aplicação das fórmulas acima:**

Considerando uma linha de base de 0,5364 tCO<sub>2</sub>e/MWh, a implementação do Projeto PEPCH conectado à rede elétrica interligada brasileira irá gerar uma redução anual estimada de 43,417 tCO<sub>2</sub>e e uma redução total de 299,989 tCO<sub>2</sub>e nos primeiros 7 anos do período de créditos. Dado que o projeto iniciou-se em 27 de janeiro de 2003, a contribuição durante o primeiro ano será de 39.485 tCO<sub>2</sub>e.

| Anos   | Redução de emissão estimada anual em toneladas de CO <sub>2</sub> e |
|--|---|
| Ano 1 - (2003)   | 39.485  |
| Ano 2 - (2004)   | 43.417  |
| Ano 3 - (2005)   | 43.417  |
| Ano 4 - (2006)   | 43.417  |
| Ano 5 - (2007)   | 43.417  |
| Ano 6 - (2008)   | 43.417  |
| Ano 7 - (2009)   | 43.417  |
| Redução total estimada (toneladas de CO <sub>2</sub> e)  | 299.989   |
| Total de anos de créditos  | 7   |
| Média anual de redução estimada do primeiro período de créditos (toneladas de CO <sub>2</sub> e) | 42.856  |

**Tabela 1 – Reduções estimadas nas emissões do Projeto PEPCH**

## **F. Impactos ambientais**

### **F.1. Se exigido pela parte do local do projeto, documentação da análise dos impactos ambientais da atividade do projeto:**

O proponente de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão e operação de qualquer atividade poluente, ou potencialmente poluente, ou de qualquer atividade que possa ocasionar degradação ambiental deve obter uma série de autorizações da agência ambiental do respectivo estado. Além disso, qualquer uma dessas atividades exige a preparação de um relatório de avaliação ambiental, antes da obtenção das autorizações de construção e operação. Três tipos de autorização são necessárias. A primeira é a autorização preliminar (*Licença Prévia* ou L.P.) emitida durante a fase de planejamento do projeto e que contém os requisitos básicos que devem ser atendidos durante os estágios de construção e de operação. A segunda é a autorização de construção (*Licença de Instalação* ou L.I.) e a última é a autorização de operação (*Licença de Operação* ou L.O.).

A Pesqueiro Energia S.A. possui autorização emitida pela ANEEL para operar como uma produtora independente de energia (resolução nº476 – 06/12/2000) e têm também o direito da pequena central hidrelétrica Pesqueiro.

A preparação de uma Avaliação de Impacto Ambiental é obrigatória para obter as licenças de instalação e operação. No processo foi preparado um relatório contendo uma investigação dos seguintes aspectos:

- Impactos no clima e na qualidade do ar.
- Impactos geológicos e no solo.
- Impactos hidrológicos (água subterrânea e de superfície).
- Impactos na flora e na vida animal.
- Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, legal e institucional, etc.).

O projeto possui as licenças ambientais e de construção necessárias. A autorização/licença de operação foi emitida pela agência ambiental do estado, a IAP (Instituto Ambiental do Paraná), em 7 de março de 2005, L.O. nº 6786.

## **G. Comentários das partes envolvidas**

### **G.1. Breve descrição do processo no qual os comentários das partes locais envolvidas foram solicitados e compilados:**

A discussão pública com as partes locais envolvidas é obrigatória para a obtenção das licenças ambientais de instalação e operação e, depois da concessão dessas licenças obrigatórias para o projeto (item F acima), fica claro que o projeto passou pelo processo de comentários das partes envolvidas. A legislação também requisita o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no jornal nacional oficial (*Diário Oficial do Estado*) e no jornal regional para tornar o projeto público e permitir informação pública e opinião.

O município de Jaguariáiva, onde o projeto está localizado, e outros municípios vizinhos ao longo do rio Jaguariáiva, que são os que sofrem maior impacto do projeto, participam do processo de audiência pública.

Além dos comentários das partes envolvidas, o projeto é uma pequena central hidrelétrica a fio d'água, que representa uma perturbação muito pequena no ambiente local e nenhum efeito nas comunidades locais. Além dos requisitos obrigatórios, o patrocinador do projeto trabalha com as comunidades locais em projetos de educação ambiental, reflorestamento de áreas degradadas, avaliações regulares da qualidade da água, apoio aos parques ambientais, contratação de mão-de-obra local, controle da erosão e apoio à agricultura da comunidade. Não foram feitas objeções em relação aos projetos.

### **G.2. Resumo dos comentários recebidos:**

A Pesqueiro Energia não recebeu nenhum comentário sobre o projeto.

### **G.3. Relatório sobre como quaisquer comentários recebidos foram devidamente considerados:**

Nenhum comentário foi recebido. O projeto foi desenvolvido conforme planejado e seguindo as solicitações feitas pela IAP, agência ambiental.

## Anexos

### Anexo 1. Informações de contato dos participantes na atividade do projeto

|                   |  |
|-------------------|--|
| Organização:      | Pesqueiro Energia S. A.  |
| Rua/Caixa Postal: | Estrada Geral Ponta Grossa- Itararé  |
| Cidade:           | Jaguariaíva  |
| Estado/Região:    | Paraná   |
| País:             | Brasil   |
| Telefone:         | +55 (43) 535-6764  |
| E-mail:           | <a href="mailto:pesqueiro@eletrorural.com.br">pesqueiro@eletrorural.com.br</a> |
| Representado por: |  |
| Título:           | Coordenador Econômico  |
| Tratamento:       | Sr.  |
| Sobrenome:        | Oliveira   |
| Segundo nome:     | César  |
| Nome:             | Rosmir   |
| Tel. direto:      | +55 (42) 2341134   |
| E-mail pessoal:   | <a href="mailto:rosmir@eletrorural.com.br">rosmir@eletrorural.com.br</a>       |

Três cooperativas são proprietárias da Pesqueiro Energia S. A.:

- ELETORRURAL – Cooperativa de Eletrificação Rural Castrolanda Ltda. (30% do projeto)  
Endereço: Rua das Flores, 328. Cx.Postal – 294  
Cidade/estado/país: Castrolanda, Castro – PR, Brasil.  
CEP: 84.196-200  
E-mail/URL: [rosmir@eletrorural.com.br](mailto:rosmir@eletrorural.com.br) / <http://www.castrolanda.com.br/>
- CERAL – Cooperativa de Eletrificação Rural de Arapoti Ltda. (30%)
  - Endereço: R. Saladino de Castro, 835
  - Cidade/estado/país: Arapoti - PR, Brasil
- CERIPA – Coop. Eletrificação Rural de Itai-Paranapanema-Avaré Ltda. (40%)
  - Endereço: R. Manoel Jardim Garcia, 1177
  - Cidade/estado/país: Itai - SP, Brasil
  - E-mail/URL: <http://www.ceripa.com.br/>

## **Anexo 2. Informações relativas a financiamento público**

Nenhum financiamento público foi ou será usado no presente projeto.

### Anexo 3. Figuras

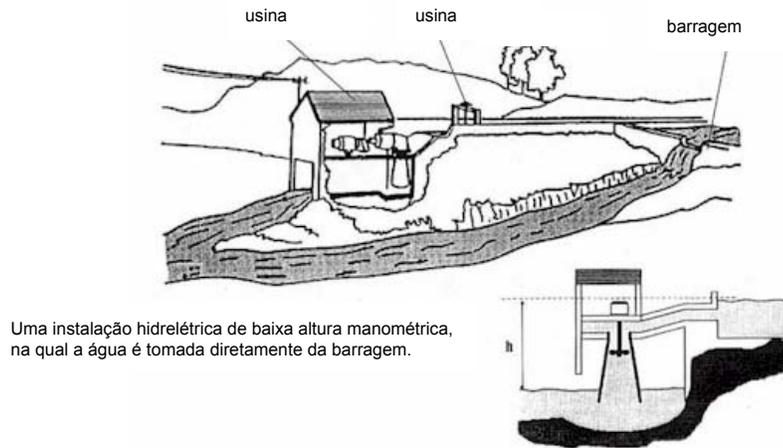


Figura 1 – Vista esquemática de uma hidrelétrica a fio d'água



Figura 2 - Divisão política do Brasil mostrando o estado do Paraná e a cidade de Jaguariáiva.

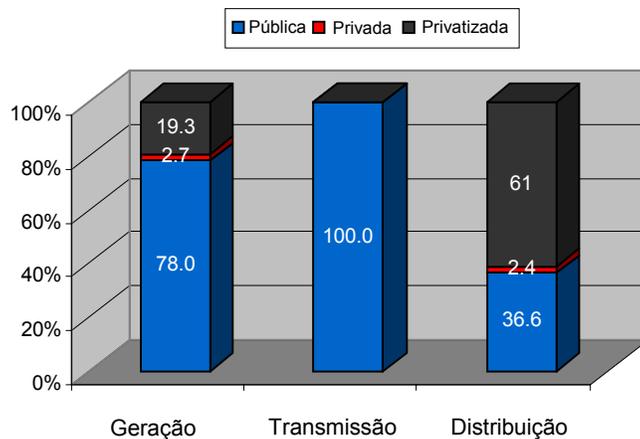
(Fontes: <http://www.citybrazil.com.br/>).



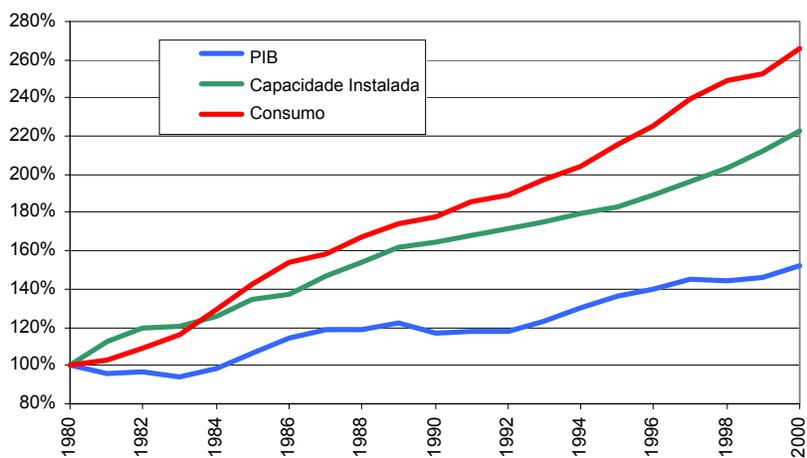
Figura 2- Principais bacias hidrográficas brasileiras (Fonte: <http://www.portalbrasil.net/>)



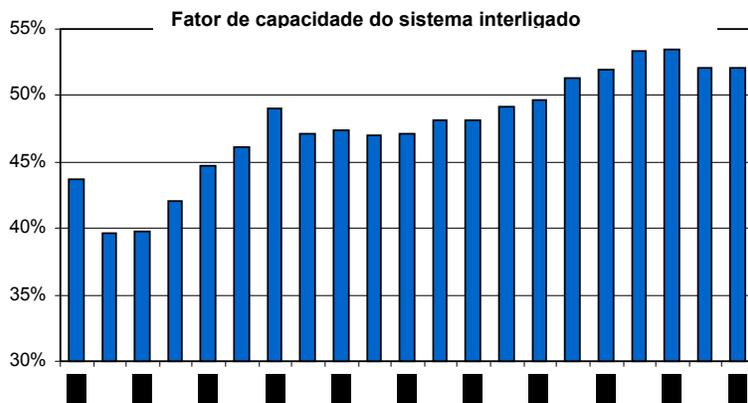
Figura 3 - Turbina Francis  
(Fonte: Alstom, <http://www.alstom.com.br/>)



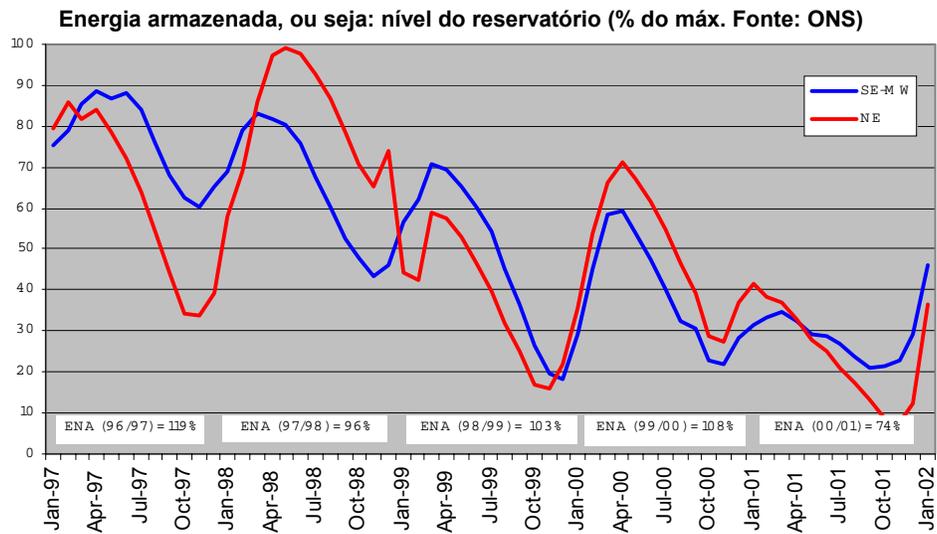
**Figura 4 - Participação de capital privado no mercado de eletricidade Brasileiro em Dezembro 2000 (Fonte: BNDES, 2000)**



**Figura 5 - Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda de eletricidade (consumo) (Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br/>; IBGE, <http://www.ibge.gov.br/>)**



**Figura 6 - Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada**



**Figura 7 - 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/>)**



**Figura 8 - Taxa SELIC (Fonte: Banco Central do Brasil, <http://www.bcb.gov.br/>)**

# Horizonte 2006

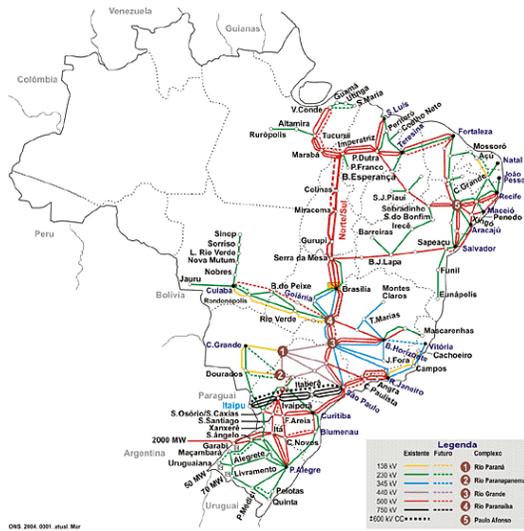
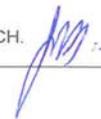


Figura 9 - Sistema Brasileiro Interligado (Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)

|   |  |  |
|---|--|--|
|  <p><b>GOVERNO DO PARANÁ</b><br/>Secretaria do Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos</p>   |  <p><b>IAP</b><br/>INSTITUTO AMBIENTAL DO PARANÁ<br/>Diretoria de Controle de Recursos Ambientais</p> | <p><b>Licença de Operação</b><br/>Nº 6786<br/>Validade 7/3/2009<br/>Protocolo 59691279</p> |
| <p>O Instituto Ambiental do Paraná - IAP, com base na legislação ambiental e demais normas pertinentes, e tendo em vista contido no expediente protocolado sob o nº 59691279, expede a presente Licença de Operação à:</p>  |  |  |
| <p><b>01 IDENTIFICAÇÃO DO AUTORIZADO</b></p>  |  |  |
| <p>Razão Social - Pessoa Jurídica / Nome - Pessoa Física<br/><b>PESQUEIRO ENERGIA S/A</b></p>   |  |  |
| <p>C.G.C. - Pessoa Jurídica / C.P.F. - Pessoa Física<br/>04019594000133</p>   | <p>Inscrição Estadual - Pessoa Jurídica / R.G. - Pessoa Física<br/>9023815890</p>  |  |
| <p>Endereço<br/>Rua das Flores, 382</p>   |  |  |
| <p>Bairro<br/>Colônia Castrolanda</p>   | <p>Município<br/>Castro</p>  | <p>UF<br/>PR</p> <p>Cep<br/>84196200</p>   |
| <p><b>02 IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO</b></p>  |  |  |
| <p>Empreendimento<br/><b>Pequena Central Hidrelétrica - P</b></p>   |  |  |
| <p>Tipo de empreendimento/atividade<br/><b>PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA RENOVÁVEL DE LO</b></p>   |  |  |
| <p>Endereço<br/>Estrada Geral Ponta Grossa - Itararé</p>  |  | <p>Bairro<br/>Pesqueiro</p>  |
| <p>Município<br/>Jaguariaíva</p>  |  | <p>Cep<br/>84200000</p>  |
| <p>Corpo Hídrico do Entorno<br/>Rio Jaguariaíva</p>   | <p>Bacia Hidrográfica<br/>Itararé</p>  |  |
| <p>Destino do Esgoto Sanitário<br/>*****</p>  | <p>Destino do Efluente Final<br/>*****</p>   |  |
| <p><b>03 REQUISITOS DO LICENCIAMENTO DE OPERAÇÃO</b></p>  |  |  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Súmula desta licença deverá ser publicada no Diário Oficial do Estado e em jornal de grande circulação local ou regional, no prazo máximo de 30 (trinta) dias, nos termos da Resolução CONAMA nº 006/86.</li> <li>• Esta LICENÇA DE OPERAÇÃO tem a validade acima mencionada, devendo a sua renovação ser solicitada ao IAP com antecedência mínima de 120 (cento e vinte) dias.</li> <li>• Quaisquer alterações ou expansões nos processos de produção ou volumes produzidos pela indústria e alterações ou expansões no empreendimento, deverão ser licenciados pelo IAP.</li> <li>• Esta LICENÇA DE OPERAÇÃO deverá ser afixada em local visível</li> </ul>                       |  |  |
| <p>Detalhamento dos Requisitos de Licenciamento</p>   |  |  |
| <p>Esta Licença trata-se de Renovação de Licença Ambiental de Operação.<br/>1- Executar e manter as condições vegetativas nativas (matas ciliares), no entorno do lago e geratriz do curso d'água contribuinte;<br/>2- Atentar a legislação CONAMA nº 302 e 303/02, fato ser área rural (100 metros);<br/>3- Implantar sinalização vertical e horizontal com indicativo da PCH, (vias internas e externas, zonas de riscos, restritivas e permissíveis);<br/>4- Recomposição de áreas em processos erodíveis;<br/>5- Manter e operar os Programas Ambientais apresentados no 1º relatório (abril de 2004);<br/>6- Deverá apresentar relatórios semestrais dos programas e medidas ambientais relativas a operação da PCH.</p> |  |  |



**Figura 10 - PEPCH Licença de Operação**

| <b>Turbinas</b>                           |                 |
|---|-----------------|
| Tipo                                      | Francis Simples |
| Quantidade                                | 2               |
| RPM                                       | 514,3           |
| Energia elétrica (kW)                     | 6,22            |
| Altura manométrica nominal do líquido (m) | 86              |
| <b>Geradores</b>                          |                 |
| Tipo                                      | SSA 1000        |
| Quantidade                                | 2               |
| Frequência (HZ)                           | 60              |
| Energia elétrica (MVA)                    | 6,8             |
| Tensão nominal (kW)                       | 6.9             |

Tabela 2 - Especificações dos equipamentos usados na PEPCH

| <b>Linha de base de pequena escala</b> | Margem de operação (tCO <sub>2</sub> e/MWh)  | Geração total (MWh)              |
|--|--|----------------------------------|
| 2002                                   | 0,9304   | 276.731.024                      |
| 2003                                   | 0,9680   | 295.666.969                      |
| 2004                                   | 0,9431   | 301.422.617                      |
|  | Média ponderada da O.M. [Operation Margin, margem de operação - 2002-2004, tCO <sub>2</sub> e/MWh) | Total = 873.820.610              |
|  | 0,9472   | BM 2004 (tCO <sub>2</sub> e/MWh) |
|  | O.M.*0,5+B.M.*0,5 (tCO <sub>2</sub> e/MWh)   | 0,1256                           |
|  | <b>0,5364</b>  |                                  |

Tabela 3 - Cálculo da linha de base do sistema brasileiro interligado Sul-Sudeste-Centro-Oeste

## Anexo 5. Bibliografia

- Arida, P., E. L. Bacha e A. Lara-Resende (2004).** *High Interest Rates in Brasil: Conjectures on the Jurisdictional Uncertainty.*
- BNDES (2000).** *O setor elétrico – Desempenho 1993/1999.* Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 53.
- Eletrobrás (1999).** *Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas.* Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
- IBGE (2004).** *Banco de dados Cidades@.* Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- Kartha, S., M. Lazarus e M. Bosi (2002).** *Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector.* OECD and IEA information Paper.
- OECD (2001).** *OECD Economic Surveys: Brasil.* Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, França.
- Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler e J. C. de Souza (2000).** *Electric Power Options in Brasil.* Pew Center on Global Climate Change.
- 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 maio, 2002, São Paulo (Brasil).