



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO SIMPLIFICADO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA (SSC-DCP DE MDL)
Versão 02**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala
- B. Metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade de projeto / período de crédito
- D. Metodologia e plano de monitoramento
- E. Cálculo das reduções nas emissões de GEE por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações sobre os participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações com relação a financiamento público

**Histórico das revisões deste documento**

Número da versão	Data	Descrição e motivo da revisão
01	21 de janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 de julho de 2005	• O Conselho concordou em revisar o SSC-DCP de MDL para refletir a orientação e os esclarecimentos fornecidos pelo Conselho desde a versão 01 deste documento. • Como consequência, as diretrizes para conclusão do SSC-DCP de MDL foram revisadas de acordo com a versão 2. A versão mais recente pode ser encontrada em http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents.

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

Agropecuária Salto do Leão Ltda. – Projeto Pequena Central Hidrelétrica Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão (doravante denominado "Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão").

Número da versão do DCP: 04.

Data (DD/MM/AAAA): 26/09/2006.

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

O objetivo principal do Projeto Pequena Central Hidrelétrica Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão 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 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 "World Summit for Sustainable Development"] em Joanesburgo em 2002. No Plano Implementação final 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 Milênio¹.

O Projeto Pequena Central Hidrelétrica Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão consiste em três pequenas centrais hidrelétricas com reservatórios:

- PCH Spessatto com capacidade instalada de 2,35 MW e um pequeno reservatório de 0,0017 km²
- PCH Santo Expedito com capacidade instalada de 2,25 MW e um pequeno reservatório de 0,005 km²
- PCH Barra do Leão com capacidade instalada de 3,55 MW e um pequeno reservatório de 0,24604 km²

Esses reservatórios com áreas pequenas garantem impactos ambientais reduzidos.

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, 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 oferecem 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 Pequena Central Hidrelétrica Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão é de propriedade da Agropecuária Salto do Leão Ltda., uma agropecuária que está investindo na construção de PCHs, além da produção de ovos e esterco orgânico.

O projeto fica localizado no sul do Brasil, onde estão as maiores reservas de carvão mineral, bem como a maioria das centrais que utilizam este combustível no Brasil. As centrais ficam no rio Leão, nas cidades de Campos Novos e Erval Velho, estado de Santa Catarina.

O Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão melhora o fornecimento de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável, ao mesmo tempo em que contribui com o desenvolvimento econômico regional/local. As centrais hidrelétricas de pequena escala com reservatórios fornecem geração distribuída local, diferentemente do modo mais comum de trabalho, como as grandes centrais hidrelétricas e as de geração a gás natural construídas nos últimos 5 anos; esses projetos de pequena escala apresentam vantagens específicas para o local com relação a confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

- maior confiabilidade e com interrupções mais curtas e com extensão menor;
- 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.

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 (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.

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 Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão está localizado é obtida principalmente com menos gastos e com renda maior para os municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderá 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. O gasto menor ocorre devido ao fato de que o dinheiro não será mais gasto nos mesmos níveis para "importar" eletricidade de outras regiões do país através da rede. 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 população local receberá benefícios econômicos em função dos royalties pagos aos municípios pelos direitos hídricos concedidos ao Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão.

Por todas as razões mencionadas acima, o projeto foi aceito como um projeto de categoria especial pela FATMA, Fundação do Meio Ambiente, a agência ambiental do estado de Santa Catarina: um projeto de "interesse social" de acordo com a lei estadual 9.428, artigo 14, 7 de janeiro de 1994. Somente projetos de interesse social podem desmatar as florestas ripárias em Santa Catarina para sua implementação.

O projeto pode ser visto como um exemplo de uma solução para a crise de eletricidade brasileira de 2001 pelo setor privado, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país. Portanto, o Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão vem demonstrar que, com a comercialização de RCEs, é



viável desenvolver um projeto de geração no Brasil. Isso terá um efeito positivo para o país além das evidentes reduções nas emissões de GEE.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*) (anfitrião indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participantes do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Agropecuária Salto do Leão Ltda. (Privada)	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 de projeto

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

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

O Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão usa água do rio Leão para gerar eletricidade com uma capacidade total instalada de 8,15 MW. As três instalações contêm um pequeno reservatório com uma área muito pequena, que armazena água a fim de gerar eletricidade por curtos períodos de tempo.

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.

Os projetos de pequenas hidrelétricas com reservatórios são considerados como 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, consiste em uma central hidrelétrica com reservatório, que causa um impacto ambiental mínimo.

A tecnologia empregada no Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão é bem estabelecida no setor: as turbinas Francis e Kaplan (Figuras 1 e 2) são as hidroturbinas mais amplamente utilizadas.

A turbina Francis 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, 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.

A Kaplan S horizontal com dupla regulação é comum na geração de energia elétrica, onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica hidráulica pequena. A dupla regulação, utilizada no Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão, tem pás móveis que otimizam seu rendimento. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta, e é direcionada para as pás através de comportas de retenção, convertendo energia cinética em mecânica.



Figura 1 - Exemplo de uma turbina Francis Kaplan S

Figura 2 – Exemplo de uma turbina

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

Os equipamentos e a tecnologia utilizados no projeto foram desenvolvidos e fabricados localmente e foram aplicados de forma bem-sucedida a projetos semelhantes no Brasil e no mundo (Tabela 2).

	PCH SPESSATTO	PCH SANTO EXPEDITO	PCH BARRA DO LEÃO
<u>Turbinas</u>			
Quantidade	2	2	2
Potência por unidade	1.224 kW	1.171 kW	1.847 kW
Vazão líquida nominal	4.175 m ³ /s	5.455 m ³ /s	6,40 m ³ /s
Altura manométrica da água	32,49 m	23,88 m	31,97 m
Rotação	900 rpm	600 rpm	720 rpm
Tipo	Francis - horizontal	Kaplan – horizontal	Francis - horizontal
<u>Geradores</u>			
Quantidade	2	2	2
Tipo	Síncrono - horizontal	Síncrono - horizontal	Síncrono - horizontal
Potência por unidade	1.190 kW	1.148 kW	1.785 kW
Tensão nominal	4,16 kV	4,16 kV	6,9 kV
Frequência	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Fator de energia	0,85	0,85	0,85

Tabela 2 – Especificações dos equipamentos usados no Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão

A.4.1. Localização da atividade de projeto de pequena escala:**A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil.

A.4.1.2. Região/estado/província, etc.

Estado de Santa Catarina (Sul do Brasil).

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade etc:

PCH Spessatto: Erval Velho.

PCH Santo Expedito: Campos Novos e Erval Velho.

PCH Barra do Leão: Campos Novos e Erval Velho.

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta(s) atividade(s) de projeto de pequena escala:

O projeto fica localizado no sul do Brasil, estado de Santa Catarina, nas cidades de Erval Velho e Campos Novos. Erval Velho tem 4.045 habitantes e 208 km². Campos Novos tem 30.291 habitantes e 1.660 km² (Figura 3). A seguir as coordenadas geográficas de acordo com a ANEEL:

	Latitude sul	Longitude oeste
<i>PCH Spessatto</i>	27°19'05" S	51°28'36" W
<i>PCH Santo Expedito</i>	27°18'11" S	51°30'36" W
<i>PCH Barra do Leão</i>	27° 17' 58"	51° 33' 05"

O projeto utiliza o potencial hídrico do rio Leão, tributário do rio Peixe, que faz parte da bacia do Uruguai (Figura 4).

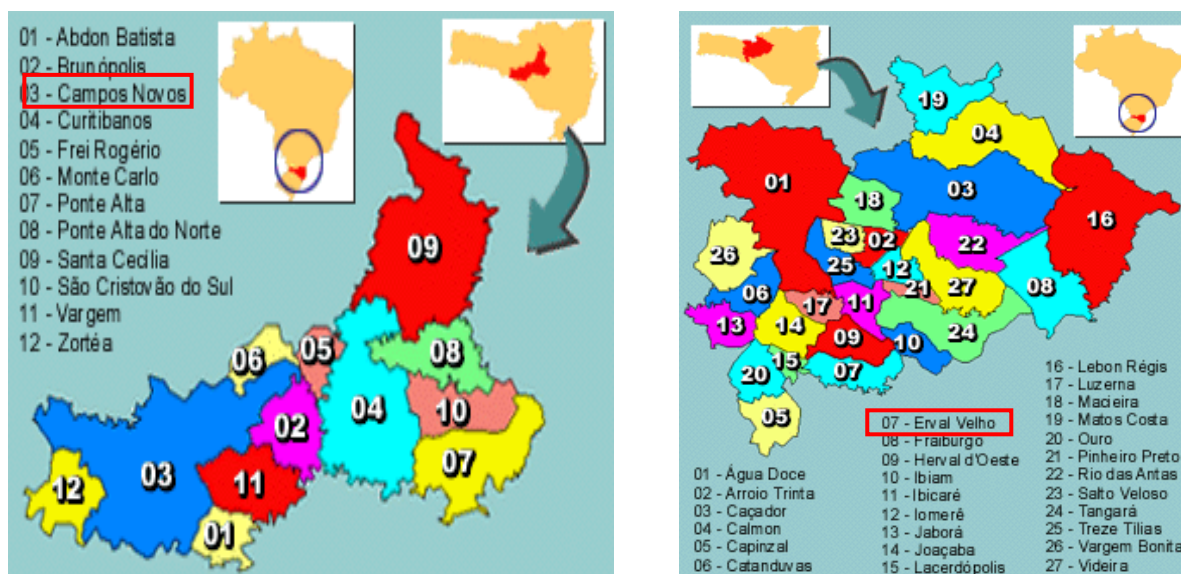


Figura 3 - Divisão política do Brasil mostrando a cidade de Erval Velho
(Fonte: City Brazil, 2006).



Figura 4 – Principais bacias hidrográficas brasileiras. O projeto está localizado na bacia do Uruguai, mostrada em amarelo (Fonte: <http://www.portalbrasil.net/>)

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

Atividade de projeto de pequena escala.

Tipo 1: Projetos de energia renovável.

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

O Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão utiliza o potencial hídrico renovável do rio Leão para fornecer eletricidade a um sistema de distribuição (rede interligada brasileira sul/sudeste/centro-oeste) e tem uma capacidade instalada de 8,15 MW (abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala). Os equipamentos utilizados no projeto foram desenvolvidos e fabricados no Brasil.

A.4.3. Breve explicação de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEEs) antropogênicos por fontes devem ser reduzidas pela atividade de projeto de pequena escala proposta, inclusive porque as reduções de emissão não ocorreriam na ausência da atividade de projeto de pequena escala proposta, levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais:

O Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs), propiciará reduções nas emissões de GEEs em função de deslocar a geração de termelétricas a combustível fóssil, que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.



Kartha et al. (2002) afirmaram que "a questão central do desafio da linha de base para projetos de eletricidade reside claramente em determinar a 'geração evitada', ou 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, substituindo uma instalação que teria, de outra forma, sido construída) e/ou na 'margem de operação' (ou seja, afetando a operação de centrais atuais e/ou futuras)."

Para o Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão, o fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo na margem de operação e na margem de construção do sistema elétrico relevante. 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 projeto e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

A.4.3.1 Quantidade estimada de reduções de emissões durante o período de crédito escolhido:

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂
2007 (com início em agosto)	4.893
2008	11.744
2009	11.744
2010	11.744
2011	11.744
2012	11.744
2013	11.744
2014 (até julho)	6.851
Total de reduções de emissões estimadas	82.207
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de crédito de reduções estimadas	11.744

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

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

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

De acordo com o Apêndice C das Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto de MDL de Pequena Escala, o Desmembramento é definido como a fragmentação de uma atividade de projeto grande em partes menores.



Uma atividade de projeto de pequena escala proposta deve ser considerada um componente desmembrado de uma atividade de projeto grande se existir uma atividade de projeto de MDL de pequena escala registrada ou uma solicitação para registrar outra atividade de projeto de MDL de pequena escala:

- Com os mesmos participantes do projeto;
- Na mesma categoria de projeto e tecnologia/medida; e
- Registrada nos 2 anos anteriores; e
- Cujo limite de projeto esteja dentro de 1 km do limite de projeto da atividade de pequena escala proposta no ponto mais próximo.

Como a atividade de projeto não corresponde a nenhum dos pontos mencionados acima, ela não deve ser considerada parte de uma atividade de projeto maior.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base:

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

AMS-1.D Geração de eletricidade renovável interligada à rede (versão 9, 28 de julho de 2006)

B.2 Categoria de projeto aplicável à atividade de projeto de pequena escala:

Categoria I.D – Geração de eletricidade renovável para uma rede.

Esta é uma atividade de projeto de MDL de pequena escala tipo I: uma atividade de projeto de energia renovável com uma capacidade de saída máxima equivalente a 15 megawatts.

A capacidade da atividade de projeto proposta é 8,15 MW e não irá aumentar além de 15 MW.

O cenário de linha de base é a continuidade da situação atual com a eletricidade sendo fornecida por grandes estações termelétricas e hidrelétricas.

B.3. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por fontes são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL de pequena escala registrada:

O projeto atende a todos os pré-requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação da "ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade"², doravante denominada simplesmente "ferramenta de adicionalidade", a seguir) demonstrando que ele não ocorreria na ausência do MDL.

A "ferramenta de adicionalidade" deve ser aplicada para descrever como as emissões antropogênicas de GEEs são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência do Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão. A ferramenta de adicionalidade fornece um modelo geral passo a passo para demonstração e avaliação da adicionalidade. Esses passos, numerados de 0 a 5, incluem:

² Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade. UNFCCC, 28 de novembro de 2005, versão 2.



0. Triagem preliminar
1. Identificação de alternativas à atividade de projeto
2. Análise de investimentos e/ou
3. Análise de barreiras
4. Análise da prática comum
5. Impacto do registro de MDL

A aplicação da ferramenta de adicionalidade ao Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão é apresentada a seguir.

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

Não se aplica.

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

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:

Para definir as alternativas à atividade de projeto, existem análises bilaterais que levam em consideração a perspectiva do proprietário do projeto e a perspectiva do país.

Da perspectiva do país, a alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes estações termelétricas e hidrelétricas. O Brasil está cada vez mais dependente de usinas térmicas (principalmente as movidas a gás natural).

Como alternativa para a agropecuária, existe o investimento em outras oportunidades, como no mercado financeiro. Considerando que o principal patrocinador do projeto não tinha experiência anterior no mercado de energia elétrica, em termos de alternativas para o investidor o cenário mais viável é o investimento do capital excedente no mercado financeiro ou no seu negócio costumeiro, a produção de ovos.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

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

Passo 2. Análise de investimentos

Não se aplica

Passo 3. Análise de barreiras

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

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 fundamentar a análise de barreiras, apresentamos 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 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;
- Liberdade de acesso às linhas de transmissão e
- Transferir as 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 eram modestos (Figura 5). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

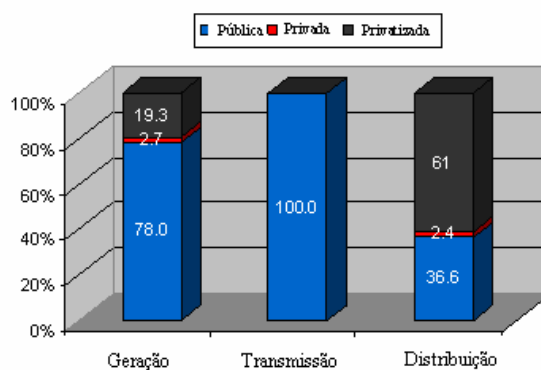


Figura 5 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000 (BNDES, 2000)

O descolamento (separação) entre o PIB - Produto Interno Bruto (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 infra-estrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos (acúmulos) 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, como pode ser visto na Figura 6.

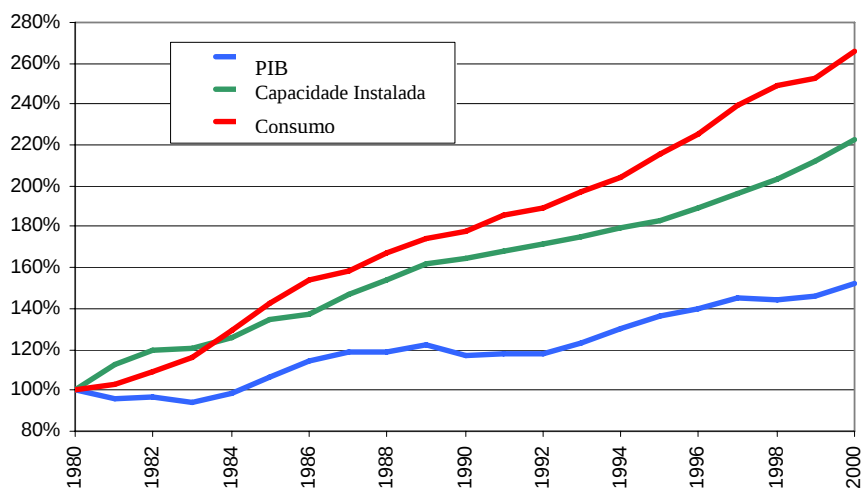


Figura 6 - Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda (consumo) de eletricidade (Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br>; IBGE, <http://www.ibge.gov.br/>)

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 outra alternativa, aumentar o fator de capacidade das plantas antigas, foi a mais amplamente utilizada, como podemos ver na Figura 7. Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe consequências 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 10 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 solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

Fator de capacidade do sistema interligado

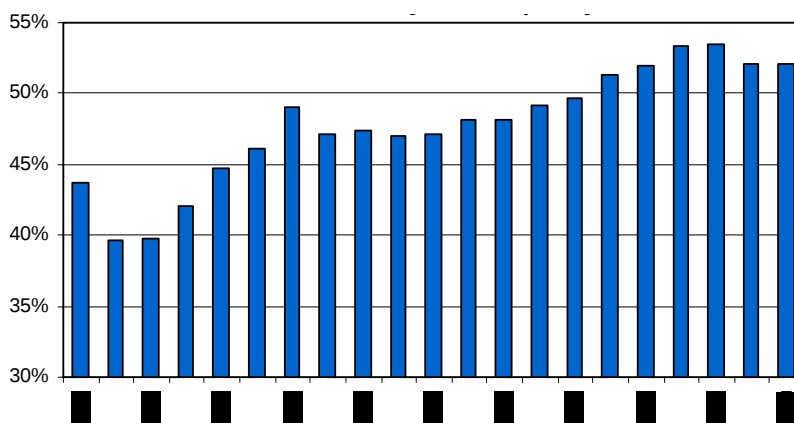


Figura 7 - Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada
(Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br/>).

Energia armazenada, ou seja: nível do reservatório (% do máx. Fonte: ONS)

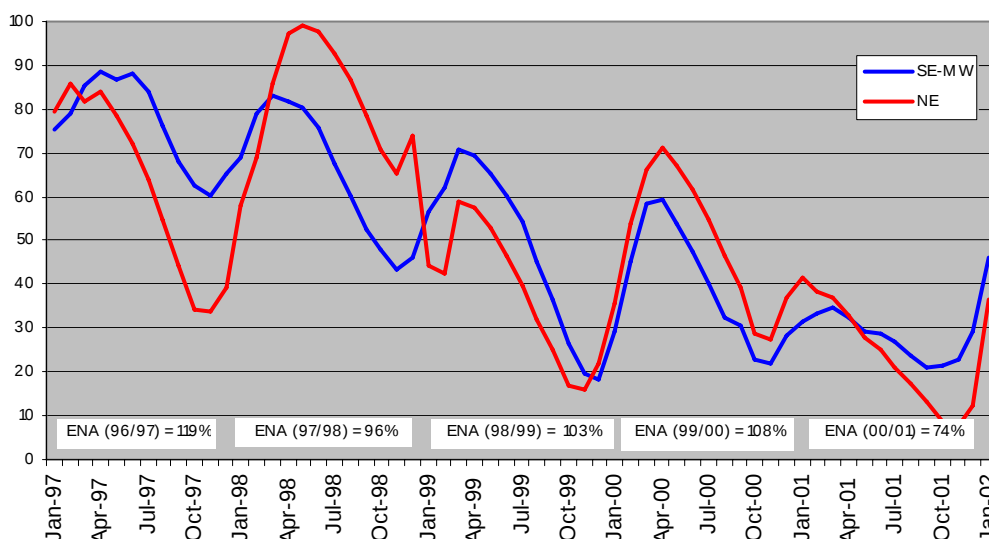


Figura 8 - Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados sudeste/centro-oeste (SE-CO) e nordeste (NE) e a intensidade de precipitação na estação chuvosa (ENA) na região Sudeste comparada com a média histórica
(Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)

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 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 para 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, 20 plantas, 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 (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 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 centrais hidrelétricas para 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.

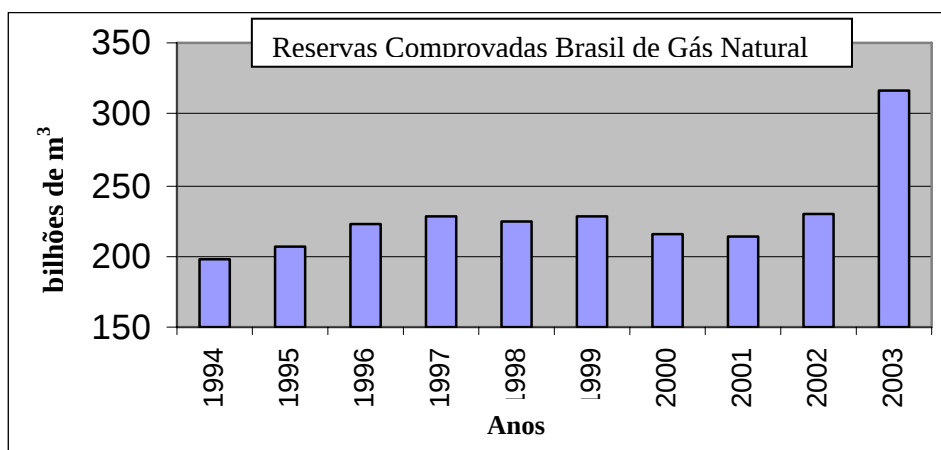


Figura 9 – Evolução das reservas provadas de gás natural brasileiro

(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. O Congresso aprovou um novo modelo para o setor elétrico 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, 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 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 isso, 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.

Barreira para investimentos (Financiamento de longo prazo)

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. Além disso, o projeto normalmente não é financiado com base nas suas finanças e o desenvolvedor fica exposto ao risco de um financiamento adicional.

Outras barreiras financeiras podem estar 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 companhias de serviços públicos no Brasil não possui um 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 foi bem-sucedido por causa das garantias exigidas e das cláusulas do contrato. Ou seja, 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. Durante a primeira audiência pública do Proinfa no início de 2003, a tarifa planejada da PCH era de 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 publicou a Portaria nº 45, que estabeleceu a tarifa em R\$ 117,02/MWh (com base em março de 2004 e reajustada pelo IGP-M). Em janeiro de 2005, estava em torno 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 não foi considerada suficiente. Isso significa que nos último cinco anos o governo teve que apresentar uma nova proposição (ou incentivo) ao ano para convencer os desenvolvedores a investir no setor de pequenas hidrelétricas. O Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão não está avaliando o PROINFA.

Comparação: tarifa do CCVE preliminar do projeto x tarifa do Proinfa

Planta	Tarifa do CCVE preliminar	Tarifa do Proinfa (aprox.) (reajustada a partir de janeiro de 2006)
Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão	R\$ 120/ MWh para a PCH Barra do Leão e a ser definida para as outras	R\$ 129,51/MWh

O Projeto está negociando um CCVE com a Electra Comercializadora de Energia Ltda., não regido pela lei do Proinfa. A tarifa e validade do contrato ainda serão definidas. 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.

Por causa de todas as dificuldades expostas e apesar de todos os incentivos do governo, existem 265 projetos de PCH aprovados no Brasil³, entre 1998 e 2005, cuja construção ainda não foi iniciada. E somente 1,43% da energia elétrica gerada no país vem das PCHs. Assim, embora o Projeto Pequena Central Hidrelétrica Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão esteja para obter um CCVE, as dificuldades descritas aqui com relação a barreiras para investimentos são prática comum no Brasil.

³ Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.



A conclusão é de que os incentivos do MDL desempenham um papel importante na superação das barreiras financeiras.

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\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou em níveis de R\$ 120/MWh a R\$ 150/MWh (cerca de US\$ 45). No meio de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). Essa volatilidade relativamente alta do preço da eletricidade no Brasil, embora no curto prazo, contribui para dificultar a análise do mercado pelos desenvolvedores. Além disso, a Agropecuária Salto do Leão é uma agropecuária que produz ovos e esterco orgânico. A geração de energia não é seu negócio. Por essa razão, a Agropecuária enfrentou barreiras culturais e institucionais dentro da própria agropecuária para se dedicar à construção e gerenciamento de PCHs. Os créditos de carbono e o MDL foram levados em consideração. Eles são como uma garantia para estas PCHs, levando em consideração que precisam ser validados e aprovados.

Subpasso 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 de 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 afetaram o investimento em outras oportunidades. Pelo contrário: as taxas de juros brasileiras, que se constituem em uma barreira para a atividade de projeto, são uma alternativa viável de investimento.

Passo 4. Análise da prática comum:

Um dos pontos que deve ser considerado na análise de investimento em um projeto de pequena hidrelétrica 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 como uma das alternativas de financiamento mais viáveis para esses projetos, que fornecerão CCVEs de longo prazo e condições especiais de financiamento. O Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão 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 CCVE com a concessionária como o de obtenção de financiamento do BNDES são frequentemente muito difíceis. Os desenvolvedores percebem que o BNDES exige garantias excessivas para fornecer financiamento. Embora isto possa ser a função do Banco como uma instituição financeira, visando a mitigação de riscos, isto é considerado como uma barreira de mercado. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenas hidrelétricas, inclusive a capacidade de cumprir o contrato CCVE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato.

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados acima, a principal razão do reduzido número de atividades de projetos semelhantes é o custo econômico. A viabilidade do projeto exige um



contrato CCVE com uma concessionária, mas as concessionárias quase sempre não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por projetos de pequenas hidrelétricas.

A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do Proinfa considerou a entrada no MDL como fator decisivo para a conclusão dos seus projetos. Segundo nosso conhecimento, a maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participa do Programa Proinfa e não do MDL. Entretanto, não existe nenhuma restrição oficial para que projetos provenientes de políticas públicas participem do MDL.

O setor de energia elétrica sofreu por ficar mais de um ano (2003 a 2004) sem regulamentação e, mesmo atualmente, a legislação não está ainda clara para todos os investidores e participantes. 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. O acesso a financiamento de longo prazo para projetos de energia renovável é difícil, principalmente por causa das garantias necessárias e da falta de uma estrutura financeira efetiva para os projetos. O alto custo do capital no Brasil é uma barreira para os projetos serem desenvolvidos.

Como exemplo, uma análise rápida da instalação de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil, desde 2001, mostra que os incentivos para esta fonte eram inexistentes, ou melhor, não eram eficazes, indicando uma barreira de mercado/financeira⁴:

Instalação de PCH	
Ano	MW
2001	69,07
2002	51,46
2003	267,68
2004	67,79
2005 (até março)	25,20

Em virtude das razões mencionadas acima, somente 1,43% da capacidade instalada do Brasil provém de fontes de pequenas hidrelétricas (1.3 GW de um total de 95,8 GW). Além disso, dos 3.4 GW em construção no país, somente 738 MW são de pequenas hidrelétricas. Em 2004, somente 9 projetos de pequenas hidrelétricas, um total de apenas 5,22 MW, foram autorizados pela agência reguladora⁵. Muitos outros projetos ainda se encontram em desenvolvimento, esperando melhores oportunidades de investimento.

A prática comum no Brasil tem sido a construção de centrais hidrelétricas de grande escala e, mais recentemente, de centrais termelétricas a combustível fóssil, com gás natural, que também recebem incentivos do governo. Já 21,3% da energia gerada no país vem de centrais termelétricas, e a tendência é que esse número aumente no curto prazo, pois 41% dos projetos aprovados entre 1998 e 2005 são de centrais termelétricas (comparado com somente 14% de PCHs)⁶.

Esses números mostram que os incentivos para a construção de centrais termelétricas têm sido mais eficazes que os para PCHs. O uso do gás natural tem aumentado no Brasil desde a construção do GASBOL (o gasoduto Brasil-Bolívia). Além disso, a obtenção das licenças exigidas pelas normas

⁴ Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

⁵ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

⁶ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica



ambientais brasileiras leva mais tempo para as centrais hidrelétricas (anos) do que para as termelétricas (dois meses). A recente nacionalização do setor de gás natural efetuada pelo governo boliviano pode alterar essa situação, mas as perspectivas ainda não estão claras.

No mais recente leilão de energia, que ocorreu em 16 de dezembro de 2005, no Rio de Janeiro, foram dadas 20 concessões para novas centrais, das quais somente duas eram PCHs (28 MW). Do total de 3.286 MW vendidos, 2.247 MW (68%) virão de centrais termelétricas, dos quais 1.391 se originam de centrais termelétricas a queima de gás natural, ou seja, 42% do total vendido⁷.

Por fim, como mencionado na seção A.2, o projeto foi aceito como um projeto de categoria especial pela FATMA, Fundação do Meio Ambiente, a agência ambiental do estado de Santa Catarina: um projeto de "interesse social". Somente projetos de interesse social podem desmatar as florestas ripárias em Santa Catarina para sua implementação, de acordo com a lei estadual 9.428, artigo 14, 7 de janeiro de 1994.

Em resumo, este projeto não pode ser considerado prática comum e, portanto, não é um cenário usual de negócio.

Passo 5. Impacto do registro de MDL

De acordo com a legislação brasileira⁸ pequenas centrais hidrelétricas são centrais hidrelétricas com capacidade instalada de mais de 1 MW e de até 30 MW e com área de reservatório inferior a 3 km². Em geral, consistem em uma hidrelétrica com reservatório que possui um impacto ambiental mínimo.

Esse não é o cenário de negócios usual em um país em que 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 receitas e decidam, então, desenvolver esses projetos. Um aumento de cerca de 100 a 200 pontos base, proveniente das RCEs se constituiria em 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 de projeto proposto terá um forte impacto na abertura de caminho para a implementação de projetos semelhantes no Brasil.

B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto relacionada à metodologia de linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto de pequena escala:

Os limites do Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão 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 de cada 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 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:

⁷ Rosa, Luis Pinguelli. Brasileiro. *Jornal Folha de São Paulo*, 28 de dezembro de 2005.

⁸ Conforme definido pela Resolução da ANEEL nº 652 de 9 de dezembro de 2003.

- Nordeste: O rio São Francisco é o principal fornecedor de eletricidade para esta região. Existem sete centrais 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 centrais hidrelétricas gerando eletricidade para este subsistema.
- Norte: 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.

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 (Figura 10) onde a atividade de projeto está localizada é considerado um limite.

Sistema de Transmissão 2001-2003

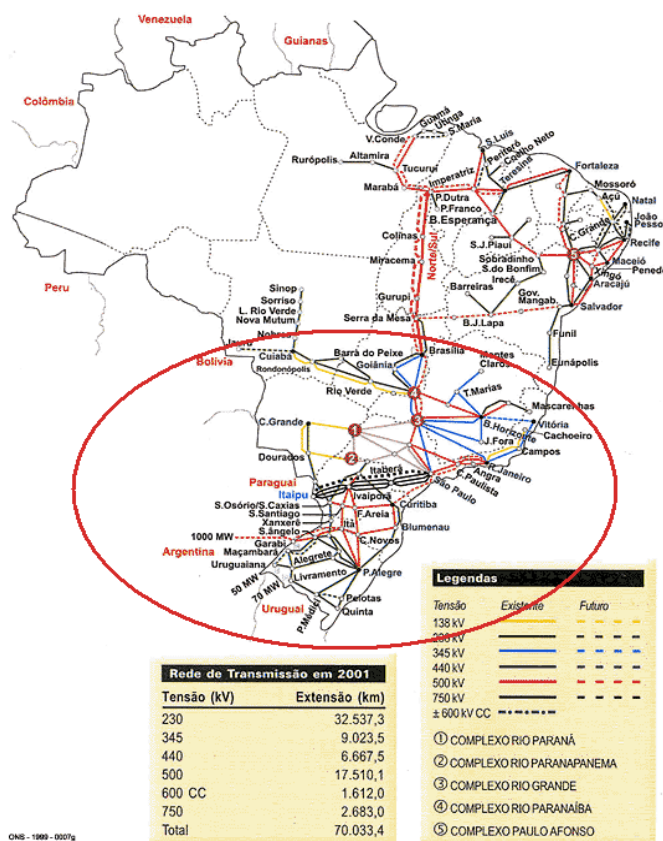


Figura 10 - Sistema Interligado Nacional (Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)

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. Assim a energia exportada 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:

O projeto terá capacidade instalada de 8,15 MW, portanto, é um projeto de MDL de pequena escala. E os M&P simplificados para atividade de projeto de MDL de pequena escala, Categoria I. D. se aplicam.

De acordo com a metodologia aprovada AMS-1.D (versão 9, 28 de julho de 2006), existem as seguintes opções que podem ser aplicadas na categoria de projeto selecionada.

"Para todos outros sistemas, a linha de base é o kWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicado por um coeficiente de emissão (medido em kgCO₂e/kWh) calculado de forma transparente e conservadora:

- (a) Uma margem combinada (CM), consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na metodologia aprovada ACM0002. Qualquer um dos quatro procedimentos para calcular a margem de operação pode ser escolhido, mas deve-se levar em consideração as restrições para o uso da margem de operação (simple OM) e do cálculo médio da margem de operação (average OM calculations)

ou

- (b) A média ponderada das emissões (em kgCO₂e/kWh) do mix de geração atual. Deve ser utilizado as informações do ano o qual a geração do projeto ocorre.

Considerando a opção (a) e de acordo com a ACM0002 (versão 6), 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
 - o Margem de operação simples
 - o Margem de operação simples ajustada
 - o Margem de operação da análise dos dados de despacho
 - o 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 tCO₂/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):

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

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 (tCO_2e/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 centrais 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.

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

Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

Empresa:	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Endereço:	Rua Padre João Manoel, 222
Código postal + cidade:	01411-000 São Paulo - SP
País:	Brasil
Contato:	(Sr.) Ricardo Esparta
Cargo:	Diretor
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
Fax	+55 (11) 3063-9069
Email pessoal:	esparta@ecoinvestcarbon.com

**SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de crédito:****C.1. Duração da atividade de projeto de pequena escala:****C.1.1. Data de início da atividade de projeto de pequena escala:**

01/08/2007

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

30a-0m.

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

01/08/2007

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

7a-0m.

C.2.2. Período de crédito fixo:**C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

**SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia de monitoramento e plano:****D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala:**

De acordo com a 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, o monitoramento deve consistir na medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

D.2. Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto de pequena escala:

Esse Plano de Monitoramento 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 centrais hidrelétricas de pequena escala com reservatório.

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

Número de identificação	Tipo dos dados	Variável dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	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 na rede é monitorada pelo projeto (vendedor de RCE) e pelo comprador de energia.
2	Fator de emissão de CO ₂	Fator de emissão de CO ₂ da rede	tCO ₂ /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	Fator de emissão de CO ₂	Fator de emissão da margem de operação de CO ₂ da rede	tCO ₂ /MWh	C	Na validação	0%	Formato eletrônico	Durante o período de créditos e dois anos depois	
4	Fator de emissão de CO ₂	Fator de emissão da margem de construção de CO ₂ da rede	tCO ₂ /MWh	C	Na validação	0%	Formato eletrônico	Durante o período de créditos e dois anos depois	

Proprietária dos créditos e operadora do projeto, a Sociedade de Propósitos Específicos Agropecuária Salto do Leão Ltda. (indicada em A.3. Participantes do projeto) é a autora e responsável por todas as atividades relacionadas ao gerenciamento, registro, monitoramento, medição e elaboração de relatórios do projeto.

**D.4. Explicação qualitativa de como os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) são realizados:**

Dados (Indicar a tabela e o número de identificação, p.ex., 3.-1.; 3.2.)	Nível de incerteza dos dados (alto/médio/ baixo)	Explicar os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados ou porque esses procedimentos não são necessários.
D.3-1.	Baixo	Esses dados serão usados para calcular as reduções de emissão.
D.3-2.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados
D.3-3.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados
D.3-4.	Baixo	Os dados não precisam ser monitorados

D.5. Descreva de forma sucinta a estrutura de operação e gerenciamento que o(s) participante(s) do projeto irão implementar para monitorar as reduções de emissão e quaisquer efeitos de fugas gerados pela atividade de projeto:

O projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. Junto com as informações produzidas pelas agências reguladoras de energia elétrica brasileiras, a ANEEL e o ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e o mix de energia da rede.

Os medidores de energia são especificados pela companhia de distribuição de energia e aprovados pelo ONS.

A companhia de distribuição de energia será responsável pela calibração e manutenção dos equipamentos de monitoramento, pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes de dados de monitoramento, pela análise dos resultados/dados relatados, por auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com exigências operacionais e pelas ações corretivas.

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.

A PCH contratou uma empresa especializada para executar seu Projeto Básico Ambiental.

**D.6. Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:**

Empresa:	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Endereço:	Rua Padre João Manoel, 222
Código postal + cidade:	01411-000 São Paulo, SP
País:	Brasil
Contato:	(Sr.) Ricardo Esparta
Cargo:	Diretor
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
Fax	+55 (11) 3063-9069
Email pessoal:	esparta@ecoinvestcarbon.com

**SEÇÃO E.: Estimativa das emissões de GEEs 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 dos M&P simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, como é o caso do Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão, as reduções nas emissões são as decorrentes da aplicação da fórmula mencionada no item B.5.

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 de projeto dentro do limite do mesmo:**

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

E.1.2.2 Descrever as fórmulas usadas para estimar as fugas em razão da atividade de 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

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:

$$PE_y = \frac{EF_{res} * EG_y}{1000}$$

where,

PE_y	Emission from reservoir expressed as tCO ₂ e/year
EF_{res}	is the default emission factor for emissions from reservoirs, and the default value as per EB13 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, $PE_y = 0$.

1) Para a PCH Spessatto:

Capacidade do projeto: 2,35 MW

Área do reservatório: 0,0017 km²

Densidade de potência = 2,35/0,0017.

Densidade de potência = 1,382 W/m²

2) Para a PCH Santo Expedito:



Capacidade do projeto: 2,25 MW
Área do reservatório: 0,0005 Km²
Densidade de potência = 2,25/0,0005

Densidade de potência = 4.500 W/m²

3) Para a PCH Barra do Leão:

Capacidade do projeto: 3,55 MW
Área do reservatório: 0,246 Km²
Densidade de potência = 3,55/0,246

Densidade de potência = 14,42 W/m²

Para as três PCHs, a densidade de potência fica acima de 10 W/m². Portanto, PE_y = 0

E.1.2.3 A soma de E.1.2.1 e E.1.2.2 representa as emissões da atividade de projeto de pequena escala:

Não se aplica (As emissões de GEE pela atividade de 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 de linha de base para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:

Conforme explicado no item B.5, o fator de emissão da linha de base será calculado como a média da margem de "operação aproximada" e da "margem de construção", onde:

(a) 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 kgCO₂e/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):

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 4}$$

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 CO₂e 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 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 CO₂ e $COEF_i$ é obtido como:

$$COEF_{i,j} = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- NCV_i é o poder calorífico líquido (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 CO₂ 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 kgCO₂e/kWh) de recentes adições de capacidade ao sistema, essas adições são definidas como as maiores (em MWh) das 20% mais recentes das usinas existentes ou como as 5 usinas mais recentes.

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

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 ($EF_{BM,y}$).

$$EF_y = 0.5 \cdot EF_{OM,y} + 0.5 \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 7}$$

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 estado 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.



Entretanto, mesmo depois do estabelecimento da interligação, estudos 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 multiproeto*:

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

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. Também deve ser considerado que somente em 2004 foi concluída a interligação entre SE e NE, ou seja, os proponentes de projetos devem estar em conformidade com o banco de dados de geração disponível para eles na época do envio do DCP para validação, deve ser considerada uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era ainda mais restrito.

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 de geração 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 mineral, e existem também 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem despachar eletricidade para a rede brasileira. (Aneel, 2005. <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 de pequena escala do tipo I.D requer que os proponentes de projeto respondam por "todas as fontes de geração que servem o sistema". Desta forma, ao aplicar esta metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão buscar por, 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. Na realidade, de acordo com a ANEEL, as plantas despachadas de forma centralizada pelo ONS respondiam por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalados no Brasil até a mesma data (Aneel, 2005. http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf), o que inclui a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar para o Brasil e as plantas emergenciais, que são despachadas somente em épocas 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, cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil são considerados, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são centrais que não têm o seu despacho coordenado pelo ONS, pois: ou operam com base em 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.

Os totais de combustíveis consumidos por plantas relevantes de geração a combustível fóssil são os coletados em uma pesquisa realizada pela Agência Internacional de Energia (Bosi et. al., 2002).

Os coeficientes de emissão de cada combustível são os indicados pelo IPCC (1996).

Usando os dados mencionados acima, os números na Tabela 2 (na seção E.2) e na Tabela 4 (abaixo) são obtidos do cálculo da linha de base e do total de redução nas emissões durante o período de crédito escolhido. $EF_y = 0,5 \times 0,4349 + 0,5 \times 0,0872 = 0,2611$.

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

Tabela 4 - Cálculo da linha de base do sistema brasileiro interligado sul/sudeste/centro-oeste

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 de projeto durante um período determinado:

As reduções nas emissões via a atividade de 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:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y \quad \text{Equação 8}$$

Como a atividade de projeto não está adicionando capacidade de energia renovável nem uma atualização de uma instalação existente, EG_y (produção de eletricidade) = TE_y (eletricidade real produzida na planta).

E.2 Tabela com os valores obtidos com a aplicação das fórmulas acima:

Considerando uma linha de base de 0,2611 tCO₂e/MWh, a implementação do Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão interligado à rede elétrica interligada brasileira irá gerar uma redução anual estimada conforme mostrado na Tabela 2 a seguir.

Anos	Estimativa das reduções de emissões da atividade de projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
Ano 1 (2007, com início em agosto)	0	4.893	0	4.893
Ano 2 (2008)	0	11.744	0	11.744
Ano 3 (2009)	0	11.744	0	11.744
Ano 4 (2010)	0	11.744	0	11.744
Ano 5 (2011)	0	11.744	0	11.744
Ano 6 (2012)	0	11.744	0	11.744
Ano 7 (2013)	0	11.744	0	11.744
Ano 8 (2014, até julho)	0	6.851	0	6.851
Total (toneladas de CO ₂ e)		82.207		82.207

Tabela 2 – Reduções de emissões estimadas do Projeto Pequena Central Hidrelétrica Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão



PCH	Barra do Leão	Santo Expedito	Spessatto					
Potência instalada (MW)	3,55	2,25	2,35					
Fator de capacidade para comercialização	0,63	0,63	0,63					
linha de base (tCO2/MWh)	0,2611							
	Barra do Leão		Santo Expedito	Spessatto		Total de reduções tCO2		
	Energia (MWh)	Reduções tCO2	Energia (MWh)	Reduções tCO2	Energia (MWh)		Reduções tCO2	
Total 2007 (início em agosto)	8.163	2.131	5.174	1.351	5.404	1.411	4.893	1º
Total 2008	19.592	5.115	12.417	3.242	12.969	3.386	11.744	2º
Total 2009	19.592	5.115	12.417	3.242	12.969	3.386	11.744	3º
Total 2010	19.592	5.115	12.417	3.242	12.969	3.386	11.744	4º
Total 2011	19.592	5.115	12.417	3.242	12.969	3.386	11.744	5º
Total 2012	19.592	5.115	12.417	3.242	12.969	3.386	11.744	6º
Total 2013	19.592	5.115	12.417	3.242	12.969	3.386	11.744	7º
Total 2014 (até julho)	11.429	2.984	7.243	1.891	7.565	1.975	6.851	8º
Total do período	137.142	35.808	86.921	22.695	90.784	23.704	82.207	

SEÇÃO F.: Impactos ambientais:**F.1. Se exigido pela parte anfitriã, documentação da análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:**

Em relação às permissões ambientais, é exigido que 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 obtenha uma série de permissões 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 permissões de construção e operação. Três tipos de permissão são necessários. O primeiro é a permissão preliminar (*Licença Prévia* ou L.P.) emitida durante a fase de planejamento do projeto e que contém as exigências básicas que devem ser atendidas durante os estágios de construção e de operação. O segundo é a permissão de construção (*Licença de Instalação* ou L.I.) e o último é a permissão de operação (*Licença de Operação* ou L.O.).

A preparação de uma Avaliação do 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 na hidrologia (água subterrânea e de superfície).
- Impactos na flora e na vida animal.
- Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, aspectos legais e institucionais, etc.)

Da perspectiva do processo ambiental existem dois tipos de pequenos projetos hídricos: (a) os que precisam preparar somente um RAP (*Relatório Ambiental Preliminar*) e (b) os que precisam definir outras avaliações, denominadas EIA (*Estudo de Impacto Ambiental*) e RIMA (*Relatório de Impacto Ambiental*). Posteriormente, a agência ambiental local pode solicitar outra avaliação denominada P.B.A (*Projeto Básico Ambiental*) para os dois tipos de projeto.

Para iniciar o processo de obtenção de licenças ambientais todo projeto hídrico tem que confirmar que o seguinte não ocorrerá:

- Inundação de terras indígenas e áreas históricas quilombolas;



- Inundação de áreas de preservação ambiental;
- Inundação de áreas urbanas;
- Inundação de áreas onde ocorrerá expansão urbana no futuro próximo;
- 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 o RAP (*Relatório Ambiental Preliminar*), que é composto basicamente pelas seguintes informações:

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

O resultado de um envio bem-sucedido 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) será necessário apresentar um destes: (a) informações adicionais do estudo anterior; ou (b) uma novo estudo simplificado mais detalhado; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme resolução da agência ambiental local na LP emitida. A licença de operação (LO) será obtida como resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram satisfeitas.

A central possui as licenças emitidas pela *FATMA – Fundação do Meio Ambiente*, a agência ambiental do estado de Santa Catarina (*Permissão preliminar - nº 313/2005*). Todos os documentos relacionados ao licenciamento ambiental e operacional são públicos e podem ser obtidos na agência ambiental do estado (FATMA-SC).

Como já mencionado na seção A.2, o projeto é considerado de "interesse social" pelo estado de Santa Catarina, de acordo com a lei estadual 9.428, artigo 14, 7 de janeiro de 1994.

Como o projeto está abaixo dos critérios da legislação ambiental para tamanho de pequena escala de até 15 MW, seu processo de avaliação ambiental é rápido devido ao seu impacto reduzido.

**SEÇÃO G. Comentários das partes interessadas:****G.1. Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados:**

A Resolução 279 do CONAMA de junho de 2001 estabelece que as centrais hidrelétricas com menos de 10 MW de potência instalada não precisam elaborar um EIA (Estudo de Impacto Ambiental). O Projeto Spessatto, Santo Expedito e Barra do Leão é uma central hidrelétrica com 8,15 MW. Portanto, não é necessário elaborar o EIA.

A discussão pública com as partes interessadas locais é obrigatória para a obtenção das licenças ambientais de construção e operação e, como o projeto já recebeu essas licenças, conseqüentemente passou pelo processo de comentários das partes interessadas.

A legislação também exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no Diário Oficial do Estado e no jornal regional para que o processo seja público e para permitir a opinião e as informações do público.

Além disso, a Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL, a *Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*, exige o convite obrigatório de partes interessadas selecionadas para comentar o DCP enviado para validação a fim de fornecer a carta de aprovação.

As organizações e entidades convidadas para comentar o projeto foram:

- Prefeitura de Erval Velho e de Campos Novos
- Câmara de Vereadores de Erval Velho e de Campos Novos
- Agência ambiental do estado de Santa Catarina
- Departamento de Meio Ambiente de Erval Velho e de Campos Novos
- ONGs de Erval Velho e de Campos Novos – Organizações Não Governamentais:
 - Centro Comunitário de Erval Velho Almérico Ganzer
 - Associação Lar dos Meninos João Didomênico
- Ministério Público do Estado de Santa Catarina
- FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento

As cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação. O DCP do projeto está aberto para comentários no estágio de validação no website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima (<http://www.unfccc.int/>), pois qualquer pessoa pode ter acesso ao documento mencionado a partir de uma fonte legítima.

Não foram levantadas preocupações até o momento nas chamadas públicas relativas ao projeto.

Também foi solicitado pela agência ambiental local um Projeto Básico Ambiental, que está sendo executado pela AGRIMENSURA Serviços Topográficos Ltda.



G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido.

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

Nenhum comentário foi recebido.

Anexo 1**INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO**

Organização:	Agropecuária Salto do Leão Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Av. XV de Novembro 232 - 1º Andar
Cidade:	Joaçaba
Estado/Região:	SC
CEP:	89600-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (49) 3521-1812
FAX:	+55 (49) 3521-3686
URL:	http://www.fazendasinuelo.com.br/
Representada por:	
Cargo:	
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Spessatto
Segundo nome:	Eugenio
Nome:	Norberto
Departamento:	
Celular:	+55 (49) 9980-0330
Fax direto:	
Tel. direto:	
Email pessoal:	norberto@fazendasinuelo.com.br



Organização:	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (11) 3063-9068
FAX:	+ 55 (11) 3063-9069
URL:	http://www.ecoinvestcarbon.com/
Representada por:	
Cargo:	Gerente
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Martins
Segundo nome:	de Mathias
Nome:	Carlos
Departamento:	
Celular:	
Fax direto:	
Tel. direto:	
Email pessoal:	cmm@ecoinvestcarbon.com

Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A 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**BIBLIOGRAFIA**

- ACM0002 (2005).** *Metodologia de linha de base consolidada aprovada 0002. Metodologia consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis.*
- Aneel (2005).** *Matriz de energia elétrica – Empreendimentos em operação* (Obtido em 22 de julho de 2005 de <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>).
- Arida, P. E. L. Bacha e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil.* 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.
- BNDES (2000).** *O setor elétrico – Desempenho 1993/1999.* Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 53.
- Bosi, M. (2000).** *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study* [Uma visão inicial das metodologias para as linhas de base de emissão: estudo de caso de geração de eletricidade]. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.
- 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.* Paper informativo da OCDE e IEA, outubro de 2002
- CBBE, (2002).** *Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.*
- City Brazil (2005).** *City Brazil – Percorrendo o Brasil de A a Z.* (Obtido em 6 de junho de 2005 de <http://www.citybrazil.com.br/>).
- 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/>).
- IPCC (1996).** *Diretrizes Revisadas de 1996 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa.* Painel Intergovernamental sobre Mudança de Clima.
- 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).** *OCDE Economic Surveys: Brasil.* Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, França.
- OCDE (2005).** *Organization for Economic Co-Operation and Development,* Paris, França.
- Oliveira, A. S. e L. S. Ribeiro (2001) [orgs.].** *Proposta de critérios e indicadores de elegibilidade para avaliação de projetos candidatos ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.* Secretária de Qualidade Ambiental nos Assentamentos Humanos, Ministério do Meio Ambiente.
- 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 Intersessional do Foro de Ministros de Meio Ambiente da América Latina e Caribe.* Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, Escritório Regional para América Latina e Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).
- WCD (2000).** *Dams and development—A new framework for decision-making.* World Commission on Dams [Comissão Mundial de Reservatórios]. Novembro de 2000.
- Wikipedia (2005).** *Wikipedia – The free Encyclopedia.* (Obtido em 21 de julho de 2005 de <http://en.wikipedia.org/>).
- WSSD (2006).** *Changing unsustainable patterns of consumption and production [Alteração nos padrões insustentáveis de consumo e produção].* World Summit on Sustainable Development [Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável], Plano de Implementação.