



**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

Anexo 3: Bibliografia

Anexo 4: Capa e índice

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

**Título do projeto:** Koblitz - Piratini Energia S. A - Central de Biomassa – Projeto de MDL de Pequena Escala (*doravante denominado simplesmente "Projeto Piratini de MDL de Pequena Escala"*).

**Número da versão do DCP:** 6 (27/10/2005)

**Data:** 27 de outubro de 2005

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

O objetivo principal do Projeto Piratini 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 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 2002. No Plano de Implementação final da WSSD, não foram declarados metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para o atingimento da sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio<sup>1</sup>.

O projeto consiste na geração de eletricidade com uma central termelétrica que usa resíduos de madeira de nove empresas de processamento de madeira na cidade de Piratini, no estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A eletricidade é gerada com uma caldeira de alta pressão (condições de operação: pressão 42  $kgf/cm^2$ , temperatura do vapor 440 °C, produção de vapor 50.000 kg/h) e uma turbina a vapor de condensação de múltiplos estágios (pressão de saída 0,083  $kgf/cm^2$ ) acoplada a um gerador de energia elétrica de 10 MW elétricos.

Para a geração esperada de energia elétrica (cerca de 65.500 MWh - considerando um fator de capacidade de 75,0% - menos 7.500 MWh para consumo próprio, resultando em aproximadamente 58.000 MWh para comercialização) já foi assinado um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

---

<sup>1</sup> 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.*"



(CCVE) com a companhia de energia elétrica local, a CEEE (*Companhia Estadual de Energia Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul*), com validade até 2015.

Em janeiro de 2002 toda a central estava concluída e o Projeto Piratini vendeu seu primeiro MWh para a companhia de energia elétrica local, a CEEE. O Projeto Piratini compra resíduos de madeira das serrarias da região, o que garante o fornecimento para a cidade de Piratini.

Quando a central estiver totalmente em operação consumirá cerca de 160.000 toneladas de resíduos de madeira por ano, inteiramente fornecidos pelas serrarias da região. As serrarias processam aproximadamente 220.000 toneladas de madeira ao ano. Elas compram madeira de uma floresta de pinus sustentável de 17.000 hectares, que é reflorestada a uma taxa de 500 hectares ao ano.

Antes da implementação do projeto a serraria não tinha nenhuma outra opção disponível para eliminar com segurança os resíduos de madeira gerados no processo de produção, eles eram armazenados em diversos depósitos de resíduos de madeira e serragem, que representavam um grande problema ambiental e de segurança. Um segundo componente do projeto está assim relacionado a reduções significativas nas emissões de metano a partir dos resíduos de madeira, que eram deixados para serem degradados.

O Projeto Piratini reduz as emissões de gases de efeito estufa (total de 1.212.773 toneladas de CO<sub>2</sub>e no primeiro período de crédito) vendendo eletricidade renovável sustentável à rede e evitando emissões de metano a partir da degradação de biomassa.

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também traz uma contribuição importante para a 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 CO<sub>2</sub>), que seria gerada (e emitida) na ausência do projeto.

Este projeto resulta em uma melhor distribuição de renda devido à criação de empregos, salários dos funcionários e pacote de benefícios, como previdência social e seguro de vida, e créditos das reduções de emissão. Além disso, haverá um gasto menor 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 fica na região e é usado para fornecer melhores serviços para a população, o que aumenta a disponibilidade das necessidades básicas. Esse excedente de capital pode ser convertido em investimentos em educação e saúde que beneficiam diretamente a população local e, indiretamente, proporcionam uma distribuição de renda mais igualitária.

Para enfatizar que o projeto auxilia o país a alcançar o desenvolvimento sustentável o programa Proinfa deve ser mencionado. A Lei N° 10.438, promulgada em abril de 2002, criou o Proinfa (*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*). Entre outras, uma das metas dessa iniciativa é aumentar a participação das fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo assim para maior sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a empresa de energia elétrica estatal federal, a Eletrobrás (*Centrais Elétricas Brasileiras S.A.*) para atuar como a principal offtaker da energia elétrica gerada pelas instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica (CCVEs) de longo prazo com os produtores de energia alternativa, a um preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais no Brasil. O Projeto Piratini começou sua construção em 2001 antes da entrada em vigor da legislação do Proinfa. Além disso, ele era elegível em 2002 e não solicitou sua participação no programa, principalmente devido às incertezas do programa.



Como tal, ele não tem acesso às vantagens financeiras do programa. Por essa razão, o projeto pode ser visto como um exemplo de iniciativa empreendedora do setor privado após a crise de eletricidade de 2001.

### A.3. Participantes do projeto

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

Parte envolvida	Entidades públicas e/ou privadas participantes do projeto	Participante do projeto?
Brasil (anfitrião)	Entidade privada: <i>Piratini Energia S.A.</i>	Não

**Tabela 1 - Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto**

A proprietária dos créditos e operadora do projeto, a Sociedade de Propósitos Específicos *Piratini Energia S.A.*, é a autora e a responsável por todas as atividades relacionadas ao gerenciamento, registro, monitoramento, medição e elaboração de relatórios do projeto.

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

As tecnologias de conversão da energia de biomassa em produção de eletricidade podem ser amplamente classificadas em tecnologias de combustão direta, tecnologias de gaseificação e pirólise. As tecnologias de combustão direta, conforme aplicado na instalação de Piratini, se constituem na opção mais largamente conhecida para geração simultânea de energia elétrica e produção térmica a partir de biomassa. Ela envolve a oxidação da biomassa com excesso de ar em um processo que produz gases de exaustão, usados para produzir vapor nas caldeiras. O vapor é usado para gerar eletricidade em uma turbina a vapor do ciclo Rankine. O ciclo Rankine é uma máquina térmica com um ciclo de energia a vapor. O fluido de trabalho é a água. Normalmente, a eletricidade é produzida somente em um ciclo de vapor de "condensação", enquanto a eletricidade e o vapor são co-gerados em um ciclo de vapor de "extração".

A tecnologia e os equipamentos utilizados no projeto foram desenvolvidos e fabricados localmente e foram aplicados com sucesso a projetos semelhantes no Brasil e no mundo.

O projeto usará resíduos do processamento de madeira de fontes renováveis sustentáveis como um combustível para alimentar a central termelétrica através de uma caldeira de alta pressão e uma turbina a vapor de condensação de múltiplos estágios acoplada a um gerador de energia elétrica. A geração esperada de energia elétrica é de cerca de *65.500 MWh* ao ano (considerando um fator de capacidade de 75,0% menos *7.500 MWh* para consumo próprio, resultando em aproximadamente *58.000 MWh* para comercialização).

Especificação dos principais equipamentos como a seguir:



- Caldeira de água tubular, fabricada em 2001 pela *Equipalcool Sistemas Ltda.*, modelo 50-V-2-S, número de série 050/00. Condições de operação: pressão  $42 \text{ kgf/cm}^2$ ; temperatura do vapor  $440^\circ\text{C} \pm 10^\circ\text{C}$ ; produção de vapor  $50.000 \text{ kg/h}$  (máximo de  $55.000 \text{ kg/h}$ ); água de alimentação a  $45 \text{ kgf/cm}^2$  e  $110^\circ\text{C} \pm 10^\circ\text{C}$ ; combustível, resíduos de madeira.
- Turbina a vapor de condensação de múltiplos estágios com 3 pontos de extração, fabricada em 1973 pela *Westinghouse*, atualizada em 2001 pela *Engeturb Turbinas a Vapor Ltda.* Condições de operação: pressão de entrada de vapor  $42 \text{ kgf/cm}^2$  e  $440^\circ\text{C}$ ; condensado de escape a  $0,083 \text{ kgf/cm}^2$  e  $46^\circ\text{C}$ .
- O turbogerador fabricado em 1973 pela *Westinghouse*, atualizado em 2001 pela *Engeturb Turbinas a Vapor Ltda.*, energia elétrica instalada de  $10.000 \text{ kW}_{elétricos}$  ( $12.500 \text{ kVA}$ ),  $3.600 \text{ rpm}$ ,  $60 \text{ Hz}$ ,  $13,8 \text{ kV}$ .

#### **A.4.1. Localização da atividade de projeto**

##### **A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s)**

Brasil.

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

Estado do Rio Grande do Sul.

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

Piratini.

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

O projeto está localizado na cidade de Piratini, estado do Rio Grande do Sul, região sul do Brasil (Figura 1).

Piratini é uma cidade com 20.316 habitantes,  $3.516 \text{ km}^2$  de extensão territorial e um PIB per capita de R\$  $5.075^2$  (IBGE, 2004).

As coordenadas geográficas de Piratini são: latitude sul  $31^\circ 26' 53''$ , longitude oeste  $53^\circ 06' 15''$ .

<sup>2</sup> Cerca de US\$ 1.894 em dezembro de 2004.

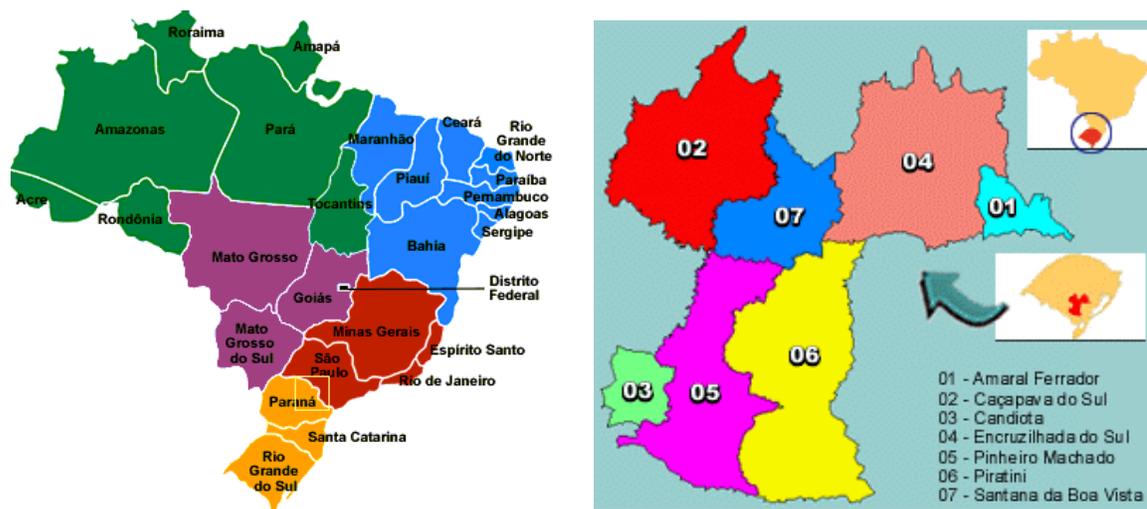


Figura 1 - Divisão política do Brasil mostrando o estado do Rio Grande do Sul e o município de Piratini (fonte: [www.citybrazil.com.br](http://www.citybrazil.com.br))

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

**Componente 1, geração de energia:** tipo I, projetos de energia renovável; categoria I.D – geração de eletricidade renovável para uma rede

**Componente 2, emissões evitadas de metano:** tipo III, outras atividades de projeto; categoria III.E – produção evitada de metano a partir da degradação de biomassa através de combustão controlada

Os dois componentes do projeto são elegíveis para os procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala.

Para o componente 1, a central tem 10 MW de capacidade nominal instalada (abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW).

O turbogerador veio de uma central termelétrica a óleo combustível que foi desligada por outra empresa (*Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - Eletronorte*) em Manaus, Amazonas. Como a central termelétrica já operava com óleo combustível não houve aumento de emissão.

Acima de tudo, é preciso ficar bem claro que a causa do desligamento da central termelétrica não foi ocasionada pela concepção da atividade de projeto. Também, a atividade de projeto adquiriu um turbogerador com determinadas especificações técnicas, mas, é claro, sem nenhuma influência para especificar de onde ele deveria vir. Então, não existe nenhuma mudança líquida nas emissões antropogênicas dos gases de efeito estufa que ocorra fora do limite do projeto e que seja mensurável e atribuível de forma razoável à atividade de projeto de MDL. Assim, não existem fugas resultantes da atividade de projeto.

Da AMS I.D: “*Se a unidade adicionada tiver tanto componentes renováveis como não renováveis (por exemplo, uma unidade a diesel/eólica), o limite de elegibilidade de 15MW para uma atividade de projeto de MDL de pequena escala se aplica somente ao componente renovável. Se a unidade adicionada co-gerar combustível fóssil e biomassa [não] renovável, a capacidade total da unidade não deve exceder o limite de 15MW ... Os sistemas combinados térmicos e de energia elétrica de biomassa (co-geração)*



que fornecem eletricidade para uma rede estão incluídos nessa categoria. Para se enquadrar nessa categoria, a soma de todas as formas de geração de energia não deve exceder 45 MW *térmicos*. Por exemplo, para um sistema de co-geração com base em biomassa a capacidade nominal da caldeira primária não deve exceder 45 MW *térmicos*”.

Embora a atividade de projeto não seja um sistema térmico e de energia elétrica, para fins de conservadorismo, o cálculo da capacidade térmica da caldeira é o seguinte:

- Geração de vapor: 42 kgf/cm<sup>2</sup>, 450°C (máximo), entalpia específica = 3.329,6 kJ/kg
- Água de entrada: 45 kgf/cm<sup>2</sup>, 100°C (mínimo), entalpia específica = 422,3 kJ/kg
- Produção máxima de vapor: 55.000 kg/h
- Capacidade térmica máxima = [55.000 × (3.329,6 – 422,3)] ÷ 3.600
- Capacidade térmica máxima = 44,4 MW *térmicos* (menor que 45 MW *térmicos*)

Para o componente 2, as emissões diretamente relacionadas à atividade relacionada à atividade de projeto, ou seja, a partir da combustão da biomassa são de cerca de 9.000 tCO<sub>2</sub>e anualmente (abaixo do limite de elegibilidade de 15.000 tCO<sub>2</sub>e anualmente). O cálculo das emissões diretamente relacionadas ao projeto é detalhado a seguir.

*Para calcular as emissões que são atribuíveis ao projeto, é necessário obter a quantidade total de biomassa utilizada anualmente pela central termelétrica (cerca de 160.000 toneladas de resíduos de madeira, no máximo 160.000 toneladas) e o conteúdo energético da biomassa (7,5·10<sup>-3</sup> TJ/t, determinado através de testes calorimétricos regulares com resíduos de madeira da região).*

*Os números devem ser aplicadas à seguinte fórmula:*

$$PE_y = Q_{biomass} \times E_{biomass} \times (CH_4_{bio\_comb} \times CH_4\_GWP + N_2O_{bio\_comb} \times N_2O\_GWP) \div 10^6$$

**Onde:**

- $PE_y$  são as emissões da atividade de projeto (quilotoneladas de CO<sub>2</sub> equivalente),
- $Q_{biomass}$  é a quantidade de biomassa tratada na atividade de projeto (toneladas),
- $E_{biomass}$  é o conteúdo energético da biomassa (TJ/ton),
- $CH_4_{bio\_comb}$  é o fator de emissão de CH<sub>4</sub> para combustão de biomassa e resíduos (o que inclui esterco e resíduos agrícolas, municipais e industriais) (kg de CH<sub>4</sub>/TJ, o valor padrão é 300),
- $CH_4\_GWP$  é o PAG para CH<sub>4</sub> (toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente/ton de CH<sub>4</sub>, o valor padrão é 21),
- $N_2O_{bio\_comb}$  é o fator de emissão de N<sub>2</sub>O para combustão de biomassa e resíduos (o que inclui esterco e resíduos agrícolas, municipais e industriais) (kg/TJ, o valor padrão é 4),
- $N_2O\_GWP$  é o PAG para N<sub>2</sub>O (toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente/ton de N<sub>2</sub>O, o valor padrão é 310),
- $PE_y = 160.000 \times 7,5 \cdot 10^{-3} \times (300 \times 21 + 4 \times 310) / 10^6$  e
- $PE_y = 9.050$  tCO<sub>2</sub>e (menos de 15.000 tCO<sub>2</sub>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**



O projeto, uma atividade de projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs) propicia reduções nas emissões de GEEs em virtude do deslocamento da geração de centrais térmicas a combustível fóssil que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste.

A atividade de projeto também evita as emissões de metano considerando que a biomassa utilizada para geração de eletricidade seria, de outro modo, deixada em depósitos gerando metano.

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, substituir uma instalação que teria, de outra forma, sido construída) e/ou na "margem de operação" (ou seja, que afeta a operação de centrais atuais e/ou futuras)."*

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

#### **A.4.3.1 Quantidade estimada de reduções de emissão durante o período de crédito escolhido:**

<b>Anos</b>	<b>Redução anual estimada de emissões em toneladas de CO<sub>2</sub>e</b>
Ano 1 2002	93.169
Ano 2 2003	110.463
Ano 3 2004	158.788
Ano 4 2005	212.588
Ano 5 2006	212.588
Ano 6 2007	212.588
Ano 7 2008	212.588
<b>Total Redução Estimada (toneladas de CO<sub>2</sub>)</b>	<b>1.212.773</b>
<b>Total de anos de créditos</b>	<b>7</b>
<b>Média anual de reduções estimadas sobre o período de crédito (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	<b>173.253</b>

Tabela 2 - Reduções de emissão estimadas do Projeto Piratini de MDL de Pequena Escala durante o primeiro período de crédito de 7 anos

#### **A.4.4. Financiamento público da atividade de projeto**

Nenhum financiamento público é nem será necessário para o desenvolvimento da atividade de projeto.



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

O projeto consiste em uma única central, com uma capacidade instalada de 10 *MW* elétricos e não é um componente de outra atividade de projeto.

**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**

**Componente 1, geração de energia:** AMS tipo I, projetos de energia renovável; categoria I.D – geração de eletricidade renovável para uma rede.

**Componente 2, emissões evitadas de metano:** AMS tipo III, outras atividades de projeto; categoria III.E – produção evitada de metano a partir da degradação de biomassa através de combustão controlada.

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

**Componente 1, geração de energia:** escopo 1, setores de energia (fontes renováveis/não renováveis).

**Componente 2, emissões evitadas de metano:** escopo 13, manuseio e descarte de resíduos sólidos.

**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"<sup>3</sup>, 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. 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:

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

A aplicação da ferramenta de adicionalidade ao projeto é apresentada a seguir.

<sup>3</sup> Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 16º Relatório de Reunião, 22 de outubro de 2004, Anexo 1.

**Passo 0. Triagem preliminar com base na data de início do projeto:****a) Data de início do projeto**

A data de início desta atividade de projeto ocorreu parcialmente em janeiro de 2002 (Figura 2) quando a central iniciou a fase de teste/comissionamento e em junho de 2002 a atividade de projeto entrou em operação comercial.

**PIRATINI CGDE KOBBLITZ ENERGIA S/A**  
Estrada Cantanheta, S/nº - Agriflori Km 20  
Piratini/RS - CEP 94490-000

**NOTA FISCAL FATURA**  
Nº 023

DATA DE EMISSÃO: 20/03/2002

**Item 1: Fornecimento de Energia Elétrica**  
Contrato nº 02.1009 - OEE

QUANTIDADE	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL
963,122	40,00	37.565,76

**LANÇADO**

**Figura 2 - Primeiro fornecimento de eletricidade**

**b) Há evidências confirmando que os incentivos de MDL foram seriamente considerados no desenvolvimento do projeto**

A Koblitz Ltda. (Koblitz) desenvolveu o Projeto Piratini de MDL de Pequena Escala. A Koblitz é uma contratada EPC 100% brasileira que opera desde 1975 na área de sistemas de energia, com know-how sólido em geração e co-geração industriais. A Koblitz possui um portfólio de mais de 200 projetos, incluindo muitas centrais que utilizam fontes de energia renovável.

Desde 2000, a Koblitz estabeleceu várias parcerias para investir em projetos de energia renovável em todo o Brasil. Em parceria com o *Grupo Brennand*, a Koblitz desenvolveu os seguintes projetos de energia renovável: Arapucel (pequena hidrelétrica), Uruguaiana (usina termelétrica usando casca de arroz) e o *Projeto BK Energia Itacoatiara*. Em outra parceria com a *C.G.D.e*, o braço brasileiro de energia do banco português *Caixa Geral de Depósitos*, um dos projetos desenvolvidos é o **Projeto Piratini**. No segundo semestre de 2000, a Koblitz solicitou ao governo brasileiro, através da **Ecoinvest**, uma posição em relação à sua participação no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Em abril de 2001, o projeto recebeu uma carta de não objeção do governo brasileiro (Figura 3) e no início de 2002, a Piratini, através da Ecoinvest, negociou 1.600 tCO<sub>2</sub>e de reduções de emissão verificadas com o governo canadense. O projeto Piratini, que atualmente é totalmente controlado pela Koblitz, é o primeiro projeto registrado (V-AAA-001) no Registro de Reduções de GEE canadense ([http://reductions.vcr-mvr.ca/rer\\_masterprojects\\_e.cfm](http://reductions.vcr-mvr.ca/rer_masterprojects_e.cfm)). Embora houvesse enormes incertezas na época, como a entrada em vigor do Protocolo, o tamanho do mercado/preço das RCEs, nenhum Conselho Executivo indicado, falta de metodologias de linha de base/monitoramento aprovadas, etc., os



proprietários do projeto assumiram o risco e consideraram seriamente o incentivo de MDL na decisão de continuar com a atividade.

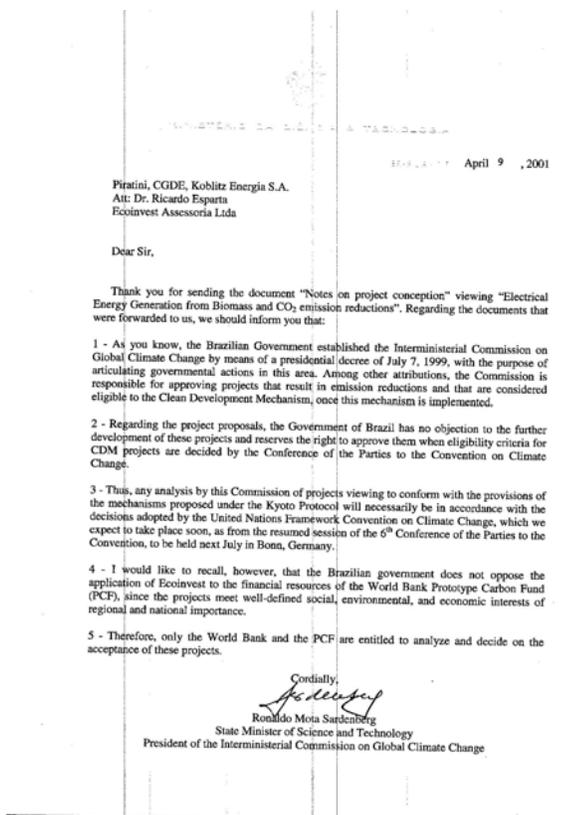


Figura 3 - Piratini - Carta de não objeção do governo

### 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:

As alternativas realistas identificadas para a atividade de projeto são:

- Continuidade do cenário atual, com o fornecimento de eletricidade a partir da rede interligada brasileira s/se/co e com o descarte final dos resíduos de madeira em instalações licenciadas para descarte. Em relação ao descarte final das indústrias de processamento de madeira (serrarias), o que se segue tem como base documentos oficiais<sup>4</sup> e comunicações privadas com a agência ambiental do Rio Grande do Sul<sup>5</sup>. As serrarias nas regiões têm, em princípio, as seguintes alternativas para gerenciar os resíduos de madeira: a) descarte final em aterros sanitários municipais; b) descarte final em aterros sanitários industriais; c) descarte final em instalações

<sup>4</sup> *Inventário Nacional de Resíduos Sólidos Industriais – Etapa Rio Grande do Sul* (FEPAM, 2002) e *Relatório sobre a Geração de Resíduos Sólidos Industriais no Estado do Rio Grande do Sul* (FEPAM, 2003).

<sup>5</sup> *Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler*, FEPAM (URL: <http://www.fepam.rs.gov.br/>).



licenciadas específicas para descarte; d) incineração; e e) queima a céu aberto. Das 5 alternativas somente a alternativa (c)<sup>6</sup> estaria disponível na região<sup>7</sup>.

- A implementação do projeto sem os incentivos do MDL.

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

A atividade de projeto e os cenários alternativos cumprem todas as normas aplicáveis.

→ *Ir para o passo 2 (análise de investimentos) ou para o passo 3 (análise de barreiras)*

#### **Passo 2. Análise de investimentos**

Não se aplica

#### **Passo 3. Análise de barreiras:**

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

Até o início da década de 90, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido a um aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência da 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 liberdade de escolha do fornecedor de serviços de eletricidade, que começou em 1998 para os grandes consumidores, e deve atingir o seu ponto máximo com um mercado 100% livre em 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.

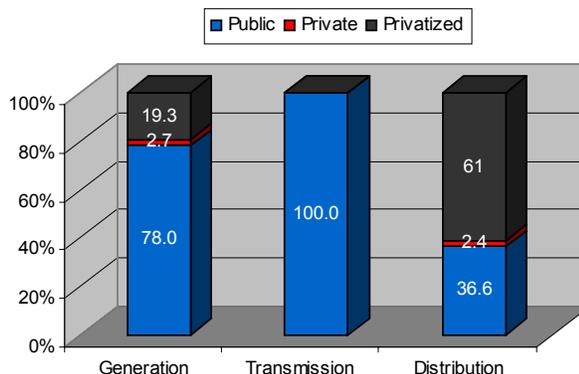
Ao mesmo tempo, foram criadas três entidades: a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), criada para desenvolver a legislação e regular o mercado; o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), para supervisionar e controlar a geração, transmissão e operação; e o MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), para definir as regras e os procedimentos comerciais do mercado de curto prazo.

Até o final de 2000, após cinco anos de privatização, os resultados do processo eram ainda modestos (Figura 4). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

---

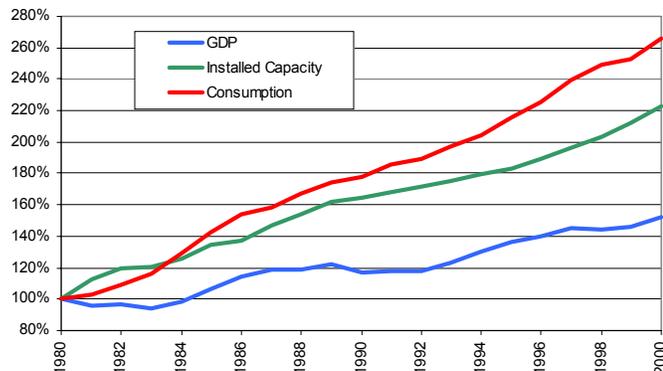
<sup>6</sup> A agência ambiental do estado do Rio Grande do Sul baixou em 1 de abril de 1998, o Decreto Nº 38.356, que permite o descarte de alguns resíduos sólidos específicos, por exemplo, resíduos do setor de processamento de madeira, em instalações licenciadas para descarte, cumprindo exigências especiais que incluem a preparação e o monitoramento do solo para evitar contaminação.

<sup>7</sup> A Resolução Federal 073/2004 do Consema proíbe o descarte em aterros sanitários municipais (opção a). O Decreto 38.356/1998 do estado do Rio Grande do Sul proibiu a queima a céu aberto (alternativa e). As alternativas “b” e “d” não são economicamente viáveis devido ao custo do tratamento (incineração) ou transporte (o aterro sanitário mais próximo está localizado em Pelotas, a uma distância de cerca de 120 km, 100 km de estradas pavimentadas mais 20 km de estradas não pavimentadas).



**Figura 4 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000 (Fonte: BNDES, 2000).**

O descolamento entre o PIB (aumento médio de 2% no período de 1980 a 2000) e o 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 nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que o 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 5.



**Figura 5 - Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda de eletricidade (consumo) (Fontes: 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). Apesar de os resultados do programa terem sido notáveis, a eficiência alcançada não foi suficientemente alta a ponto de compensar o hiato mencionado, entre a necessidade de nova capacidade de geração e o aumento no consumo.

A outra alternativa (aumentar o fator de capacidade das plantas antigas) foi realmente a mais largamente utilizada, como podemos ver na Figura 6. Para entender se este aumento no fator de

capacidade trouxe conseqüências positivas ou negativas, precisamos analisar a disponibilidade e o preço dos combustíveis. No modelo de eletricidade brasileiro, a principal fonte de energia é a água acumulada nos reservatórios.

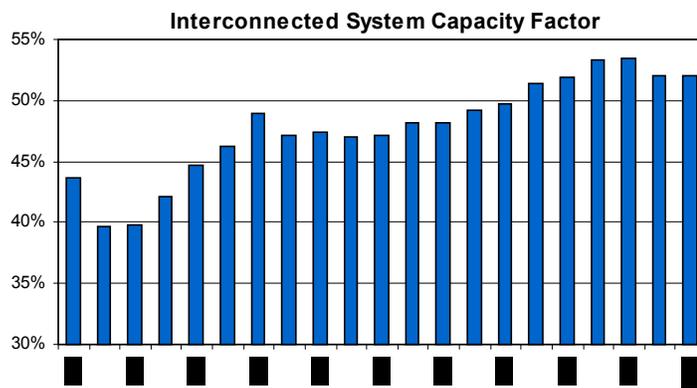


Figura 6 - Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás, <http://www.eletrobras.gov.br/>).

Figura 7 mostra o que ocorreu com os níveis de "energia armazenada" nos reservatórios entre janeiro de 1997 e janeiro de 2002. Pode-se ver que os reservatórios, projetados para resistir a 5 anos de estações com menos chuvas que a média, quase entraram em colapso após uma única estação com pouca precipitação pluviométrica (2000/2001 teve 74% da média histórica de precipitação pluviométrica). Essa situação ilustra uma utilização muito intensiva dos recursos hídricos do país para poder suportar o aumento da demanda sem aumentar a capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia ainda solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram as interrupções e o racionamento em 2001.

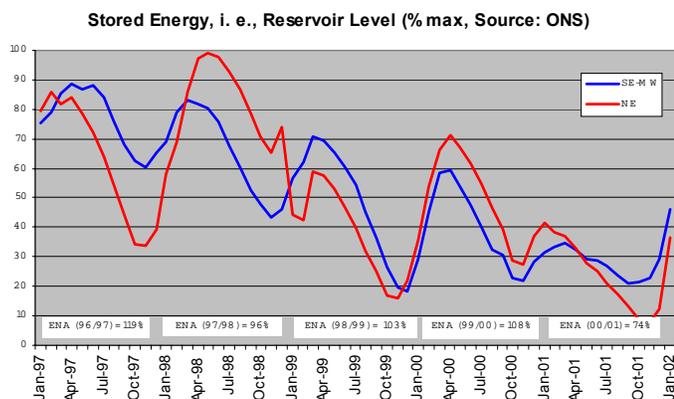
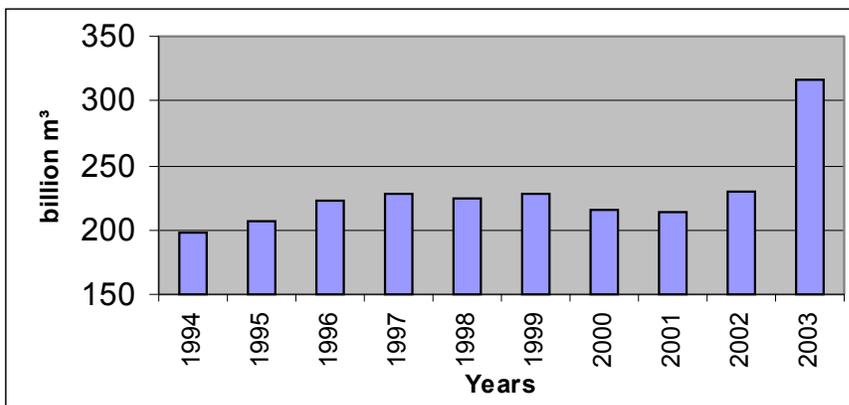


Figura 7 - Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados do sudeste/centro-oeste (se/co) e do nordeste (ne) e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)

Consciente das dificuldades desde fins da década de 90, o governo brasileiro sinalizou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração termelétrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica. Considerando isso, o governo federal lançou, no início de 2000, o *PPT (Plano Prioritário de Termelétricas)*, Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 e a Portaria 43 do Ministério de 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 o início de 2002, o plano foi reorganizado de modo a contemplar 40 centrais e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril de 2002). Em dezembro de 2004 havia 20 plantas em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

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

Está claro que a energia hidrelétrica é e continuará sendo a principal fonte responsável pela 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 (OCDE, 2001). Está claro que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estão mudando de hidrelétricas para usinas a gás natural (Schaeffer *et al.*, 2000). Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 8) a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade e continuará a atrair o interesse dos investimentos da iniciativa privada no setor energético brasileiro.



**Figura 8 - 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 analisar totalmente o marco institucional do mercado de energia elétrica. Um novo modelo para o setor elétrico foi aprovado pelo Congresso em março de 2004. O novo marco regulatório para o setor elétrico tem as seguintes características-chave (OCDE, 2005):

- A demanda e o fornecimento de eletricidade serão coordenados por uma demanda em "pool" a ser estimada pelas companhias 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. Essas medidas podem potencialmente 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 seja a redução do risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado dependerá do modo 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 em razão do fato de que o governo desempenhará um papel significativamente maior no planejamento de longo prazo, deverá ser evitado ao se aumentar a capacitação técnica do Ministério de Minas e Energia ao mesmo tempo em que as instituições são isoladas da interferência política. *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 energético precisa ser definida dentro de uma estrutura setorial específica.

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

#### **Barreira para investimentos**

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

Como consequência do longo período de inflação, a moeda brasileira apresentou 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 do Real 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 1 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 do governo de curto prazo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infra-estrutura.

O título com mais liquidez do governo é o LFT (títulos de taxa flutuante com base na taxa de referência diária do Banco Central). A partir de janeiro de 2004, 51,1% da dívida interna federal estava em LFTs e tinha duração de um dia. Essa taxa do título é quase igual a taxa do CDI - Certificado de Depósito Interbancário que é influenciada pela taxa SELIC, definida pelo COPOM<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> COPOM (*Comitê de Política Monetária*). O Comitê de Política Monetária (COPOM) do Banco Central do Brasil (BCB) foi criado em 20 de junho de 1996, com a responsabilidade de estabelecer as diretrizes da política monetária e definir a taxa de juros de curto prazo.



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

O projeto foi desenvolvido com base nas finanças do projeto. Para financiar a construção, o patrocinador do projeto se beneficiou das linhas de financiamento do BNDES. Esse apoio financeiro cobriu 80% dos custos do projeto com uma TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo do BNDES<sup>9</sup>) de 10% mais 5% de spread de risco por um período de 8 anos e um período de carência de 1 ano.

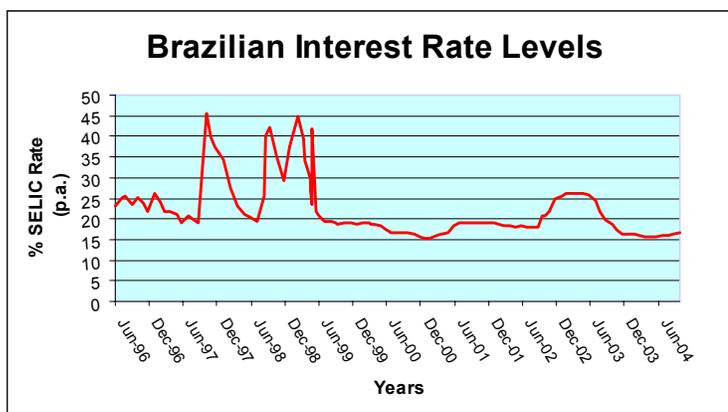


Figura 9 - Taxa SELIC (Fonte: Banco Central do Brasil)

O projeto foi criado com uma TIR (Taxa Interna de Retorno) financeira esperada mais baixa que a taxa SELIC, embora corresponda a um investimento de maior risco quando comparado aos títulos do governo brasileiro. A inclusão das receitas de RCEs aumenta a TIR do projeto de 11% para 42% (Tabela 3)<sup>10</sup>. Esse aumento no retorno compensaria o risco adicional que um investidor assumiria com este projeto.

<b>Financial Sensitivity Analysis - PIRATINI</b>			
<b>SELIC rate* (1996 - 2004)</b>	<b>%</b>	<b>Project NPV</b>	<b>Project NPV with CER</b>
Maximum Level	45,00%	(R\$ 3.851.305)	(R\$ 372.469)
Average	22,36%	(R\$ 2.407.985)	R\$ 5.742.728
Minimum Level	15,25%	(R\$ 1.112.111)	R\$ 10.365.326
<b>Current Discount Rate</b>	<b>18,00%</b>	<b>(R\$ 1.700.531)</b>	<b>R\$ 8.300.587</b>
<b>Project IRR</b>		<b>11%</b>	<b>42%</b>

\* The SELIC rate was created in 1996.

Tabela 3 – Análise de sensibilidade financeira

<sup>9</sup> O BNDES (*Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*) foi criado em 1952 e é uma empresa pública associada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. A missão do BNDES é ser um agente do desenvolvimento no Brasil, priorizando a inclusão social, a diminuição das desigualdades, a sustentabilidade, o crescimento econômico, o fortalecimento da soberania nacional e a integração econômica no âmbito dos países da América do Sul.

<sup>10</sup> A planilha com os cálculos detalhados está disponível mediante solicitação.



O aumento das receitas traria benefícios adicionais para o projeto, pois são geradas em moedas fortes (dólares norte-americanos ou euros). A receita adicional permite que o investidor do projeto proteja o seu fluxo de caixa de dívida contra a desvalorização da moeda. Além disso, o Fluxo de Caixa Livre de RCE em dólares norte-americanos ou em euros, poderia ser descontado a uma taxa de juros menor aplicável, aumentando assim a alavancagem do projeto.

A conclusão é que os incentivos do MDL desempenham um papel muito importante na superação das barreiras financeiras. A Tabela 3 demonstra como as receitas das RCEs influenciam o VPL do projeto e aumentam a TIR do projeto.

### **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 supostamente para organizar e incentivar novos investimentos no setor energético. Evidentemente o resultado desse ambiente regulatório instável foi completamente diferente. Durante o período de racionamento os preços ultrapassaram o valor de R\$ 600/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia era de cerca de R\$ 120 a R\$ 150/MWh (cerca de US\$ 45). No entanto, em meados de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). A volatilidade do preço da eletricidade no Brasil tem uma correlação com a instabilidade das políticas governamentais no período, com 3 diferentes ambientes regulatórios em 10 anos (de 1995 a 2004). Teoricamente, o novo marco regulatório tem o potencial de reduzir consideravelmente o risco do mercado. Porém, o período de tempo ainda é muito curto para se poder analisar o novo modelo em relação à redução de riscos de mercado e à atração de investimento privado<sup>11</sup>. Nesse sentido, será interessante avaliar os resultados do primeiro leilão de licenças para a construção de novas centrais a fim de se fazer uma análise correta do sucesso da implementação do novo marco regulatório.

### **Barreira cultural**

A substituição por uma nova fonte de eletricidade, fornecida pelas serrarias, tem gerado desconfiança na população local. Ela não compreendeu que a eletricidade poderia ser fornecida da biomassa, nem acreditou que poderia ser confiável.

O projeto enfrentou outras barreiras culturais com algumas ONGs. Elas não apoiaram a atividade de projeto até compreenderem que o projeto não promove o desflorestamento e sim o desenvolvimento sustentável.

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

Como descrito acima, as alternativas realistas à atividade de projeto são a continuidade do cenário sem a atividade de projeto ou a implementação da atividade de projeto sem os incentivos do MDL. Fica claro que as barreiras acima não têm nenhum efeito na primeira alternativa. Em relação à segunda alternativa, todas as barreiras se aplicam e são intensificadas, fazendo com que a implementação da alternativa sem o incentivo do MDL seja bastante improvável.

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

#### **Sub-passo 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta**

---

<sup>11</sup> A reforma do novo marco legal do setor elétrico brasileiro foi iniciada com a Medida Provisória nº 144, posteriormente convertida na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 - foi revelada com a publicação do Decreto nº 5.163, de 30 julho de 2004.



Segundo o conhecimento dos proprietários do projeto, não existe nenhuma central no Brasil que utilize resíduos de madeira para gerar eletricidade a ser despachada nas redes, que não esteja solicitando elegibilidade de acordo com o MDL.

#### **Sub-passo 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo**

Novamente, segundo o conhecimento dos proprietários do projeto, todos os projetos semelhantes no país consideraram os incentivos do MDL para prosseguir com o investimento.

#### **Passo 5 – Impacto do registro do MDL**

O MDL possibilitou a instalação de uma central e a exportação de eletricidade para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste. As receitas do MDL aumentam a taxa de retorno do projeto de 11% para um valor aceitável de 42%, que é necessário para dar início a esses projetos pioneiros e garantir sua operação no longo prazo. Sem a perspectiva das receitas das RCEs é bastante improvável que o projeto fosse implementado. Apesar das imensas incertezas, os proprietários do projeto assumiram o risco de financiar o projeto e contaram com as receitas das RCEs para vencer as barreiras culturais, institucionais e financeiras descritas acima. O registro da atividade de projeto proposta terá um forte impacto, não somente recompensando a confiança dos proprietários do projeto no Protocolo de Quioto, mas também abrindo caminho para a implementação de projetos semelhantes de biomassa.

### **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:**

De acordo com a metodologia escolhida<sup>12</sup> o limite do projeto é o local físico, geográfico onde ocorre o tratamento de biomassa (Figura 10).

Isso inclui a central assim como as unidades que fornecem eletricidade para a rede sul/sudeste/centro-oeste no cenário de linha de base.

As modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de mecanismo de desenvolvimento limpo de pequena escala explicam ainda: O limite do projeto deve abranger todas as emissões antropogênicas por fonte de gases de efeito estufa (GEEs) **sob o controle dos participantes do projeto** que são significativas e **atribuíveis de forma razoável à atividade de projeto de MDL**.

As diretrizes para conclusão do DCP de MDL, NMB de MDL e NMM de MDL explicam também: o Painel de metodologias deve desenvolver propostas específicas para serem consideradas pelo Comitê Executivo sobre como operacionalizar os termos “sob o controle de”, “significativo” e “atribuíveis de forma razoável”. Como as decisões do Conselho Executivo sobre esses termos estão pendentes, **os participantes de projetos foram convidados a explicar a sua interpretação desses termos** ao concluir e enviar a NMB de MDL e a NMM de MDL.

A atividade de projeto proposta é uma Sociedade de Propósitos Específicos dedicada à geração de eletricidade a partir de resíduos de madeira renovável. A atividade de projeto é responsável pela biomassa

<sup>12</sup> Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala. Indicativo das metodologias simplificadas de monitoramento e de linha de base para categorias selecionadas de atividades de projeto de MDL de pequena escala. Tipo III.E. Produção evitada de metano a partir da degradação de biomassa através de combustão controlada (Versão 05: 25 de fevereiro de 2005).

queimada na central, inclusive pela biomassa coletada do aterro sanitário. É evidente que a “operação” dos depósitos a céu aberto não pode ser atribuída de forma razoável à atividade de projeto.

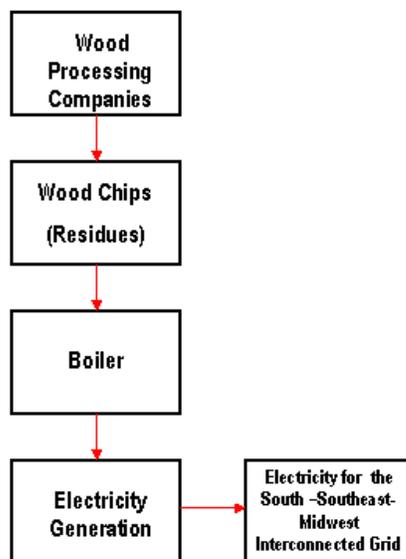


Figura 10 - Limite do projeto

O seguinte experimento gedanken confirma a declaração.

Considera-se que logo após o operador do Projeto Piratini ter coletado a biomassa das serrarias, os proprietários das serrarias usam a espaço livre para descartar resíduos sólidos municipais não combustíveis. Se o limite do Projeto Piratini incluísse o local geográfico do “aterro sanitário”, as emissões totalmente fora de controle dos participantes do projeto seriam incorretamente atribuídas à atividade de projeto de MDL.

Apesar da existência de depósitos a céu aberto e da geração de metano nestes locais, haverá sempre pelo menos um aterro sanitário virtual (ou um depósito virtual a céu aberto) no cenário de linha de base. As emissões evitadas de metano são resultantes da criação evitada de um novo aterro sanitário (resíduos que não serão descartados) ou da coleta e queima de material que, de outro modo, seria degradado em um aterro sanitário existente (resíduos que não ficam para serem degradados).

Esse é certamente o motivo pelo qual o limite do projeto está definido de forma exata e correta na metodologia **somente** como o local físico, geográfico onde ocorre o tratamento de biomassa.

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

**B.5.1. Especificar a linha de base da atividade de projeto proposta 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**

According to the simplified M&P for small-scale CDM, there are two options that can be applied in the selected project category.



“A linha de base é o kWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicado por um coeficiente de emissão (medido em kg CO<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:
- A 'margem de operação aproximada' é a média ponderada das emissões (em kg CO<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;
  - A 'margem de construção' é a média ponderada das emissões (em kg CO<sub>2</sub>e/kWh) de recentes adições de capacidade ao sistema, essas adições são definidas como as maiores (em MWh) das 20% mais recentes das plantas existentes ou como as 5 plantas mais recentes.

ou

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

A opção (a) será usada (veja a seção E.1.2.4 para obter uma descrição detalhada).

O Projeto Piratini também inclui um componente de metano evitado que irá usar a linha de base listada no Tipo III.E, conforme definido no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala (veja a seção E.1.1 para obter uma descrição detalhada).

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:

- O sistema interligado sul/sudeste/centro-oeste;
- O sistema interligado norte/nordeste; e
- Os sistemas isolados (que representam 300 locais que estão eletricamente isolados dos sistemas interligados)”

Além disso, Bosi (2000) fornece uma argumentação forte a favor de se ter as linhas de base para múltiplos projetos: “Para países grandes com circunstâncias distintas dentro dos seus limites e redes de energia elétrica diferentes com base nessas diferentes regiões, pode ser necessário desagregar as linhas de base para múltiplos projetos no setor elétrico abaixo do nível do país para fornecer uma representação aceitável 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. Deve-se também considerar que apenas em 2004 a interligação entre o sudeste e o nordeste foi concluída, isto é, se proponentes de projeto forem coerentes com o banco de dados de geração de que dispõem a contar do momento da apresentação de DCP para validação, uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era até mesmo mais restrito deve ser considerada.

O sistema elétrico brasileiro possui atualmente cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses, aproximadamente 70% são hidrelétricas, cerca de 10% são centrais 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.

(<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 central hidrelétrica operada pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é quase que totalmente enviada para a rede brasileira.

As metodologias aprovadas pedem aos proponentes de projetos que levem em conta “todas as fontes de geração que atendem ao sistema”. Dessa forma, quando estiverem aplicando uma dessas metodologias, os proponentes de projetos no Brasil devem procurar e pesquisar todas as centrais que atendem ao 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 respondem por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848 MW instalados no Brasil até a mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo\\_Gráficos\\_mai\\_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), 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, são considerados cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil



	Subsistema*	Fonte de combustível**	Planta de energia	Início da Operação [2, 4, 5]	Capacidade Instalada (MW) [1]	Eficiência da conversão de combustível(%) [2]	Fator de emissão de carbono(C/TO) [3]	Fração do carbono oxidado[3]	Fator de emissão (tCO2/MWh)
62	S-SE-CO	H	S. Santiago	Jan-1960	1.420,0	1	0,0	0,0%	0,000
63	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1960	2.280,0	1	0,0	0,0%	0,000
64	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131,0	0,3	20,7	99,0%	0,902
65	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512,4	1	0,0	0,0%	0,000
66	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1.396,2	1	0,0	0,0%	0,000
67	S-SE-CO	H	S. Simão	Jan-1978	1.710,0	1	0,0	0,0%	0,000
68	S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640,0	1	0,0	0,0%	0,000
69	S-SE-CO	H	S. Osório	Jan-1975	1.078,0	1	0,0	0,0%	0,000
70	S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1.440,0	1	0,0	0,0%	0,000
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264,0	1	0,0	0,0%	0,000
72	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446,0	0,26	26,0	98,0%	1,294
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380,0	1	0,0	0,0%	0,000
74	S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jun-1973	320,0	1	0,0	0,0%	0,000
75	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220,0	1	0,0	0,0%	0,000
76	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158,0	1	0,0	0,0%	0,000
77	S-SE-CO	H	Ilha Solteira	Jan-1973	3.444,0	1	0,0	0,0%	0,000
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131,0	1	0,0	0,0%	0,000
79	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252,0	1	0,0	0,0%	0,000
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414,0	1	0,0	0,0%	0,000
81	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424,0	1	0,0	0,0%	0,000
82	S-SE-CO	H	Sã Cavalho	Apr-1970	78,0	1	0,0	0,0%	0,000
83	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050,0	1	0,0	0,0%	0,000
84	S-SE-CO	H	Ititinga	Jan-1969	131,5	1	0,0	0,0%	0,000
85	S-SE-CO	H	Jupia	Jan-1969	1.551,2	1	0,0	0,0%	0,000
86	S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66,0	0,26	20,7	99,0%	1,040
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766,0	0,31	15,3	99,5%	0,648
89	S-SE-CO	H	Paraibuna	Jan-1968	85,0	1	0,0	0,0%	0,000
90	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32,0	1	0,0	0,0%	0,000
91	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80,4	1	0,0	0,0%	0,000
92	S-SE-CO	C	J Lacerda C	Jan-1965	363,0	0,25	26,0	98,0%	1,345
93	S-SE-CO	C	J Lacerda B	Jan-1965	262,0	0,21	26,0	98,0%	1,602
94	S-SE-CO	C	J Lacerda A	Jan-1965	232,0	0,18	26,0	98,0%	1,869
95	S-SE-CO	H	Bariri (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143,1	1	0,0	0,0%	0,000
96	S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216,0	1	0,0	0,0%	0,000
97	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20,0	0,3	26,0	99,0%	1,121
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1.216,0	1	0,0	0,0%	0,000
99	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140,8	1	0,0	0,0%	0,000
100	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72,0	0,23	26,0	98,0%	1,462
101	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97,7	1	0,0	0,0%	0,000
102	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180,0	1	0,0	0,0%	0,000
103	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99,1	1	0,0	0,0%	0,000
104	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396,0	1	0,0	0,0%	0,000
105	S-SE-CO	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108,8	1	0,0	0,0%	0,000
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46,0	1	0,0	0,0%	0,000
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56,1	1	0,0	0,0%	0,000
108	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658,0	1	0,0	0,0%	0,000
109	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1959	70,0	1	0,0	0,0%	0,000
110	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102,0	1	0,0	0,0%	0,000
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478,0	1	0,0	0,0%	0,000
112	S-SE-CO	H	Ititinga	Jan-1955	52,0	1	0,0	0,0%	0,000
113	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20,0	0,26	26,0	99,0%	1,294
114	S-SE-CO	O	Caroba	Jan-1954	36,2	0,3	20,7	99,0%	0,902
115	S-SE-CO	O	Piratinga	Jan-1954	472,0	0,3	20,7	99,0%	0,902
116	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42,5	1	0,0	0,0%	0,000
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378,4	1	0,0	0,0%	0,000
118	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130,3	1	0,0	0,0%	0,000
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420,0	1	0,0	0,0%	0,000
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469,0	1	0,0	0,0%	0,000
121	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189,7	1	0,0	0,0%	0,000
122	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11,8	1	0,0	0,0%	0,000
					<b>Total (MW) =</b>	<b>64.478,6</b>			

\* Subsistema S - Sul, SE-CO - Sudeste - Centro-Oeste  
\*\* Fonte de combustível (C, bituminoso carvão, D, óleo diesel; G, gás natural; H, hidráulica; N, nuclear; O, residual fuel oil).  
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração (http://www.aneel.gov.br), dado coletado em novembro de 2004.  
[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.  
[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.  
[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN de Jan. 1, 2001 a Dez.31, 2003.  
[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br), dado coletado em novembro de 2004.

Tabela 4), o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, as demais 23,6% são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, portanto: ou operam com base nos contratos de compra e venda de energia elétrica que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho; ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.

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

29/09/2005



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

Sr. A. Ricardo J. Esparta  
Ecoinvest Carbon  
Rua Padre João Manoel, 222  
01411-000 São Paulo, Brasil  
Telefone: +55 (11) 3063-9068  
E-mail: [esparta@ecoinvestcarbon.com](mailto:esparta@ecoinvestcarbon.com)  
URL: <http://www.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**

*Em operação desde janeiro de 2002*

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

*25a-0m*

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

01/01/2002

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

*7a-0m*

**C.2.2. Período de créditos fixado****C.2.2.1. Data de início**

Não se aplica

**C.2.2.2. Duração**

Não se aplica





## **SEÇÃO D. Metodologia e plano de monitoramento**

### **D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala**

De acordo com o Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala do Tipo I.D:

*"O monitoramento deve consistir na medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável. No caso de plantas de co-geração, a quantidade de entrada de biomassa e seu conteúdo energético devem ser monitorados."*

Assim, o plano de monitoramento do componente de geração de eletricidade consiste em medir a eletricidade renovável gerada pela central.

Além disso, o projeto também inclui o componente de metano evitado. De acordo com o Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala do Tipo III.E a quantidade de biomassa queimada pela atividade de projeto durante um ano será monitorada. Os proprietários do projeto estão conscientes de que as diferentes origens da biomassa queimada na central devem ser diferenciadas, pois nem tudo seria degradado em condições anaeróbicas e, portanto, não geraria metano conforme previsto na metodologia. Não existe orientação na metodologia sobre como tratar essas diferenças. Embora não seja exigido pela metodologia, os proprietários do projeto irão manter o monitoramento da diversas fontes de biomassa. Para o componente de metano evitado a biomassa coletada na desobstrução de estradas não será considerada. Para a biomassa coletada em depósitos existentes a céu aberto, fica claro que parte da biomassa pode já ter sido degradada. De acordo com as metodologias simplificadas para atividades de projeto de pequena escala, a biomassa de depósitos a céu aberto será considerada aqui. Entretanto, deve ser definida uma orientação para operações semelhantes em futuros envios de atividades de projeto.

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

O plano de monitoramento foi feito com base na opção 7 da linha de base sugerida. (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 atividades de projeto de MDL de pequena escala e ele se aplica à medição da eletricidade gerada pela energia renovável, no caso, geração de biomassa; Isso já foi realizado pelo Projeto Piratini.



O outro plano de monitoramento foi feito com base na opção 5 de monitoramento. (a) do Tipo III, Categoria E das categorias de 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 e ele afirma que a quantidade de biomassa tem que ser monitorada; Isso já foi realizado pelo Projeto Piratini.

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

Conforme a metodologia aprovada o DCP lista dois dados a serem monitorados:

#### **Quantidade de eletricidade**

O proprietário do projeto mede com um sistema de supervisão eletrônico a quantidade do total de geração de eletricidade, da eletricidade exportada para a rede e da eletricidade consumida pelo projeto.

Existe um medidor que fornece essas informações ao sistema de supervisão (Figura 11), esse medidor é calibrado periodicamente. O sistema mantém os dados históricos que podem ser acessados quando for necessário.

É realizada uma verificação dupla com o recibo de vendas emitido pela CEEE, a companhia de serviços públicos de eletricidade local, no caso de eletricidade exportada.

Portanto, o Projeto Piratini é o principal responsável pelos dados de geração, monitoramento, medição e elaboração de relatórios relativos à exportação de eletricidade para a rede.

#### **Quantidade de combustível**

O proprietário do projeto monitora os resíduos de madeira queimados para gerar eletricidade. A medição é feita através do total de biomassa alimentado na caldeira. Os dados são obtidos através de uma balança usada para quantificar os resíduos de madeira que entram no local. Essa medição é feita manualmente no campo usando uma balança mecânica calibrada periodicamente. Essas informações são armazenadas eletronicamente em uma planilha, diariamente.

Se qualquer pequena divergência for encontrada, os dois equipamentos são calibrados novamente. Serão usados os números que resultam na menor geração de eletricidade e na menor quantidade de metano evitado se a incerteza não for considerada significativa (diferença menor que 1%). A geração de eletricidade e o metano evitado não serão considerados para reduções nas emissões de GEEs se a incerteza for considerada significativa.



Figura 11 - Software para controle energético.

Número de identificação	Tipo de dados	Variável dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Freqüência 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
D.3-1	$EG_y$	Eletricidade fornecida à rede.	<i>MWh</i>	M	Gravação mensal	100%	Formato eletrônico	Durante o período de créditos e dois anos depois	Eletricidade fornecida pelo projeto à rede. Medição da energia interligada à rede e recibo de vendas.
D.3-2	$Q_{biomass,fresh}$	Quantidade de resíduos de madeira consumida na atividade de projeto, coletada na operação	<i>toneladas</i>	M	diária	100%	Formato eletrônico e impresso	Durante o período de créditos e dois	Resíduos de madeira de fonte renovável a partir das operações das



DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO SIMPLIFICADO PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA  
(SSC-DCP)



		de serrarias.						anos depois	serrarias
D.3-3	$Q_{biomass,old}$	Quantidade de resíduos de madeira consumida na atividade de projeto, coletada em depósitos a céu aberto	toneladas	M	diária	100%	Formato eletrônico e impresso	Durante o período de créditos e dois anos depois	Resíduos de madeira de fonte renovável a partir das operações das serrarias
D.3-4	$Q_{biomass,roads}$	Quantidade de resíduos de madeira consumida na atividade de projeto, coletada na desobstrução de estradas/derrubada de florestas.	toneladas	M	diária	100%	Formato eletrônico e impresso	Durante o período de créditos e dois anos depois	Resíduos de madeira de fonte renovável a partir das operações das serrarias
D.3-5	$EF_y$	Fator de emissão da rede	$tCO_2/MWh$	C	Na validação de cada período de crédito renovável	Não se aplica	Formato eletrônico	Durante o período de créditos e dois anos depois	Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.
D.3-6	$EF_{OM,y}$	Fator de emissão da margem de operação da rede	$tCO_2/MWh$	C	Na validação de cada período de crédito renovável	Não se aplica	Formato eletrônico	Durante o período de créditos e dois anos depois	Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.
D.3-7	$EF_{BM,y}$	Fator de emissão da margem de construção da rede	$tCO_2/MWh$	C	Na validação de cada período de crédito renovável	Não se aplica	Formato eletrônico	Durante o período de créditos e dois anos depois	Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.

Proprietária dos créditos e operadora do projeto, a Sociedade de Propósitos Específicos Piratini Energia S. A. (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**



As medidas de controle de qualidade e garantia de qualidade planejadas para o Projeto Piratini de MDL de Pequena Escala estão especificadas na tabela a seguir.

Dados (tabela e número de identificação).	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, 2, 3 e 4	baixo	Esses dados serão usados para calcular as reduções de emissão. Dois medidores são usados para medir a eletricidade alimentada na rede (medidor principal e medidor de reserva). O registro de vendas é usado para assegurar consistência. O mesmo se aplica aos resíduos de biomassa.
Outros	baixo	Dados padrão (para fatores de emissão) e estatísticas dos documentos (IEA, IPCC, outros) são usados para verificar os dados locais.

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

Todas as variáveis usadas para calcular as emissões de linha de base e do projeto são medidas diretamente ou são dados disponíveis para o público (dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico e pela Agência de Energia Elétrica). Para assegurar a qualidade dos dados, em especial dos que são medidos, os dados serão duplamente verificados em relação ao dados comerciais. Dados padrão (para fatores de emissão) e estatísticas dos documentos (IEA, IPCC, outros) são usados para verificar os dados locais.

Todos os procedimentos necessários para monitorar as reduções de emissão e quaisquer efeitos de fugas geradas pela atividade de projeto são, na realidade, parte dos procedimentos usuais do projeto, portanto, não é necessária nenhuma estrutura adicional de gerenciamento e operação.

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

Sr. A. Ricardo J. Esparta  
Ecoinvest Carbon



Rua Padre João Manoel, 222

01411-000 São Paulo, Brasil

Telefone: +55 (11) 3063-9068

E-mail: [esparta@ecoinvestcarbon.com](mailto:esparta@ecoinvestcarbon.com)

URL: <http://www.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**

*Para o componente de geração de energia, a AMS I.D. não fornece nenhuma fórmula*

*Para o componente de metano evitado as fórmulas listadas no Tipo III.E são:*

$$\text{CH}_4_{\text{IPCC}_{\text{decay}}} = (\text{MCF} * \text{DOC} * \text{DOC}_F * F * 16/12) \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

- $\text{CH}_4_{\text{IPCC}_{\text{decay}}}$  fator de emissão de  $\text{CH}_4$  do IPCC para degradação de biomassa na região da atividade de projeto (toneladas de  $\text{CH}_4$ /tonelada de biomassa ou de resíduos orgânicos)
- MCF fator de correção do metano (fração) (o padrão é 0,4)
- DOC carbono orgânico degradável (fração, veja equação abaixo ou o padrão é 0,3)
- $\text{DOC}_F$  fração de DOC não semelhante ao gás de aterro sanitário (o padrão é 0,77)
- F fração de  $\text{CH}_4$  em gás de aterro sanitário (o padrão é 0,5)

Para o DOC, a seguinte equação pode ser usada em vez do padrão:

$$\text{DOC} = 0,4 (A) + 0,17 (B) + 0,15 (C) + 0,30 (D) \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

- A porcentagem de resíduos de papel e têxteis
- B porcentagem de resíduos proveniente de jardins, parques ou de outros que não sejam alimentos orgânicos putrescíveis
- C porcentagem de resíduos alimentares
- D porcentagem de resíduos de madeira ou palha

$$\text{BE}_y = Q_{\text{biomass}} * \text{CH}_4_{\text{IPCC}_{\text{decay}}} * \text{GWP}_{\text{CH}_4} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

- $\text{BE}_y$  Emissões de metano da linha de base a partir da degradação de biomassa (toneladas de  $\text{CO}_2$  equivalente)
- $Q_{\text{biomass}}$  Quantidade de biomassa “tratada” na atividade de projeto (toneladas)
- $\text{GWP}_{\text{CH}_4}$  PAG para  $\text{CH}_4$  (toneladas de  $\text{CO}_2$  equivalente/tonelada de  $\text{CH}_4$ )

$$Q_{\text{biomass}} = Q_{\text{biomass,total}} - Q_{\text{biomass,old}} - Q_{\text{biomass,roads}} \quad \text{Equação 4}$$

$$Q_{\text{biomass,total}} = Q_{\text{biomass,fresh}} + Q_{\text{biomass,roads}} + Q_{\text{biomass,old}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- $Q_{\text{biomass,total}}$  Quantidade total de resíduos de madeira consumida na atividade de projeto (toneladas).



- $Q_{biomass,old}$  Quantidade de resíduos de madeira consumida na atividade de projeto, coletada em depósitos a céu aberto (toneladas).
- $Q_{biomass,fresh}$  Quantidade de resíduos de madeira consumida na atividade de projeto, coletada na operação de serrarias (toneladas).
- $Q_{biomass,roads}$  Quantidade de resíduos de madeira consumida na atividade de projeto, coletada na desobstrução de estradas/derrubada de florestas (toneladas).

**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 resultantes da atividade do projeto dentro do limite do mesmo**

Emissões do projeto para a geração de eletricidade = zero (0 tCO<sub>2</sub>).

Emissões do projeto a partir do componente de metano evitado = 9.048 tCO<sub>2</sub>e anualmente (estimado quando totalmente em operação, veja o cálculo no item A.4.2, mas com a utilização total de biomassa de 160.000 toneladas).

**E.1.2.2 Descrever as fórmulas usadas para estimar as fugas 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**

Nenhuma fórmula é necessária. Nenhum cálculo de fugas é exigido.

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

Emissões do projeto = 9.048 tCO<sub>2</sub>e anualmente

**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 de projeto de MDL de pequena escala**

*A redução nas emissões da geração de eletricidade é constituída simplesmente pelas emissões no cenário de linha de base ( $BE_y$ , em tCO<sub>2</sub>e), ou seja, a eletricidade anual alimentada na rede ( $EG_y$ , em MWh) multiplicada pelo fator de emissão da linha de base da rede (Equação 10).*

$$BE_y = EG_y \times EF_y \quad \text{Equação 6}$$

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  $tCO_2e/MWh$ ) de todas as fontes de geração que atendem ao sistema, excluindo a geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar.*

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$  é a quantidade de combustível  $i$  (em unidade de massa ou volume) consumida por fontes relevantes de energia  $j$  em anos(s)  $y$ ,
- $COEF_{i,j}$  é o coeficiente de  $CO_2e$  de combustível  $i$  ( $tCO_2e$ /unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia  $j$  e 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  $CO_2e$   $COEF_i$  é obtido como:

$$COEF_{i,j} = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \quad \text{Equação 8}$$

Onde:

- $NCV_i$  é o poder calorífico líquido (conteúdo energético) 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  $CO_2e$  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  $kg CO_2e/MWh$ ) de recentes adições de capacidade ao sistema, essas adições são definidas como as maiores (em MWh) das 20% mais recentes das plantas existentes ou como as 5 plantas mais recentes,*

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 9}$$

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

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

$$EF_y = 0.5 \cdot EF_{OM,y} + 0.5 \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 10}$$



**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**

Para o componente de geração de energia, a metodologia de linha de base considera a determinação do fatores de emissão da rede à qual a atividade de projeto está interligada como os dados principais a serem determinados no cenário de linha de base. No Brasil, existem duas redes interligadas principais, a sul/sudeste/centro-oeste e a norte/nordeste. Para o Projeto Piratini a rede relevante é a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste.

Para calcular os fatores de emissão, os dados diários de despacho do ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*) precisavam ser coletados. O ONS não fornece essas informações regularmente, o que significa ter que obtê-las diretamente da entidade.

Em 2005, o ONS forneceu os dados brutos de despacho para toda a rede interligada na forma de relatórios diários de 1 de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2004 (ONS-ADO, 2004), as informações mais recentes disponíveis nesse estágio.

As seguintes fontes de dados foram relevantes para o cálculo da linha de base:

- Para o sistema elétrico interligado relevante (sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão), ou seja, o sistema interligado s/se/co (*sul/sudeste/centro-oeste*), foram considerados os dados de 120 centrais (*ONS-ADO, 2004*), abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e uma geração de eletricidade de 828 TWh durante o período de três anos (*ONS-ADO, 2004*).
- 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 (*Bosit et al., 2002*).
- Os coeficientes de emissão de cada combustível são os indicados pelo IPCC (1996).



DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO SIMPLIFICADO PARA  
ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA (SSC-DCP)



	Subsistema*	Fonte de combustível**	Planta de energia	Início da Operação [2, 4, 5]	Capacidade Instalada (MW) [1]	Eficiência da conversão de combustível(%) [2]	Fator de emissão de carbono(C/TJ) [3]	Fração do carbono oxidado[3]	Fator de emissão (tCO2/MWh)
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121,5	1	0,0	0,0%	0,000
2	S-SE-CO	H	Gauporé	Sep-2003	120,0	1	0,0	0,0%	0,000
3	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306,0	0,3	15,3	99,5%	0,670
4	S-SE-CO	H	Funil (MG)	Jan-2003	180,0	1	0,0	0,0%	0,000
5	S-SE-CO	H	Itaquira I	Sep-2002	156,1	1	0,0	0,0%	0,000
6	S-SE-CO	G	Aracuaia	Sep-2002	484,5	0,3	15,3	99,5%	0,670
7	S-SE-CO	G	Canoas	Sep-2002	160,6	0,3	15,3	99,5%	0,670
8	S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81,0	1	0,0	0,0%	0,000
9	S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384,9	0,3	15,3	99,5%	0,670
10	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5,0	0,3	20,7	99,0%	0,902
11	S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55,0	1	0,0	0,0%	0,000
12	S-SE-CO	G	Ibirité	May-2002	226,0	0,3	15,3	99,5%	0,670
13	S-SE-CO	H	Cana Brava	May-2002	465,9	1	0,0	0,0%	0,000
14	S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60,0	1	0,0	0,0%	0,000
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1.140,0	1	0,0	0,0%	0,000
16	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87,0	0,28	15,3	99,5%	0,718
17	S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922,6	0,24	15,3	99,5%	0,837
18	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902,5	1	0,0	0,0%	0,000
19	S-SE-CO	G	Eletrobolt	Oct-2001	379,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
20	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112,0	1	0,0	0,0%	0,000
21	S-SE-CO	G	Cuiabá (Mario Covas)	Aug-2001	529,2	0,3	15,3	99,5%	0,670
22	S-SE-CO	G	W. Arjona	Jan-2001	194,0	0,25	15,3	99,5%	0,804
23	S-SE-CO	G	Uruguiana	Jan-2000	639,9	0,45	15,3	99,5%	0,447
24	S-SE-CO	H	S. Caxias	Jan-1999	1.240,0	1	0,0	0,0%	0,000
25	S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82,5	1	0,0	0,0%	0,000
26	S-SE-CO	H	Canoas II	Jan-1999	72,0	1	0,0	0,0%	0,000
27	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210,0	1	0,0	0,0%	0,000
28	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1.540,0	1	0,0	0,0%	0,000
29	S-SE-CO	D	Cuiabá (Mario Covas)	Oct-1998	529,2	0,27	20,2	99,0%	0,978
30	S-SE-CO	H	Sobraji	Sep-1998	60,0	1	0,0	0,0%	0,000
31	S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26,0	1	0,0	0,0%	0,000
32	S-SE-CO	H	PCH CEEE	Jan-1998	25,0	1	0,0	0,0%	0,000
33	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43,0	1	0,0	0,0%	0,000
34	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15,0	1	0,0	0,0%	0,000
35	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62,0	1	0,0	0,0%	0,000
36	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50,0	1	0,0	0,0%	0,000
37	S-SE-CO	H	PCH CENIAT	Jan-1998	145,0	1	0,0	0,0%	0,000
38	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15,0	1	0,0	0,0%	0,000
39	S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59,0	1	0,0	0,0%	0,000
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70,0	1	0,0	0,0%	0,000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84,0	1	0,0	0,0%	0,000
42	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55,0	1	0,0	0,0%	0,000
43	S-SE-CO	H	S. Mesa	Jan-1998	1.275,0	1	0,0	0,0%	0,000
44	S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26,0	1	0,0	0,0%	0,000
45	S-SE-CO	H	Guilmam Amorim	Jan-1997	140,0	1	0,0	0,0%	0,000
46	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375,0	1	0,0	0,0%	0,000
47	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408,0	1	0,0	0,0%	0,000
48	S-SE-CO	H	Noav Ponte	Jan-1994	510,0	1	0,0	0,0%	0,000
49	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1.260,0	1	0,0	0,0%	0,000
50	S-SE-CO	H	Taquaruçu	Jan-1989	554,0	1	0,0	0,0%	0,000
51	S-SE-CO	H	Manso	Jan-1988	210,0	1	0,0	0,0%	0,000
52	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125,0	1	0,0	0,0%	0,000
53	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1.450,0	1	0,0	0,0%	0,000
54	S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369,2	1	0,0	0,0%	0,000
55	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1.874,0	1	0,0	0,0%	0,000
56	S-SE-CO	H	T. Irmãos	Jan-1985	807,5	1	0,0	0,0%	0,000
57	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6.300,0	1	0,0	0,0%	0,000
58	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5.375,0	1	0,0	0,0%	0,000
59	S-SE-CO	H	Emborcação	Jan-1982	1.192,0	1	0,0	0,0%	0,000
60	S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347,4	1	0,0	0,0%	0,000
61	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1.676,0	1	0,0	0,0%	0,000

\* Subsistema: S - Sul, SE-CO - Sudeste - Centro-Oeste  
 \*\* Fonte de combustível (C, bituminoso carvão; D, óleo diesel; G, gás natural; H, hidráulica; N, nuclear; O, residual fuel oil).  
 [1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração (http://www.aneel.gov.br), dado coletado em novembro de 2004).  
 [2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.  
 [3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.  
 [4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN de Jan. 1, 2001 a Dez 31, 2003).  
 [5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br), dado coletado em novembro de 2004).



	Subsistema*	Fonte de combustível**	Planta de energia	Início da Operação [2, 4, 5]	Capacidade Instalada (MW) [1]	Eficiência da conversão de combustível(%) [2]	Fator de emissão de carbono(C/TJ) [3]	Fração do carbono oxidado[3]	Fator de emissão (tCO <sub>2</sub> /MWh)	
62	S-SE-CO	H	S Santiago	Jan-1960	1.420,0		0,0	0,0%	0,000	
63	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1960	2.280,0		1	0,0%	0,000	
64	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131,0		0,3	20,7	99,0%	0,902
65	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512,4		1	0,0%	0,000	
66	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1.396,2		1	0,0%	0,000	
67	S-SE-CO	H	S Simão	Jan-1978	1.710,0		1	0,0%	0,000	
68	S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640,0		1	0,0%	0,000	
69	S-SE-CO	H	S Osório	Jan-1975	1.078,0		1	0,0%	0,000	
70	S-SE-CO	H	Manimondo	Jan-1975	1.440,0		1	0,0%	0,000	
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264,0		1	0,0%	0,000	
72	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446,0		0,26	26,0	98,0%	1,294
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	390,0		1	0,0%	0,000	
74	S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jan-1973	320,0		1	0,0%	0,000	
75	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220,0		1	0,0%	0,000	
76	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158,0		1	0,0%	0,000	
77	S-SE-CO	H	Ilha Solteira	Jan-1973	3.444,0		1	0,0%	0,000	
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131,0		1	0,0%	0,000	
79	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252,0		1	0,0%	0,000	
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414,0		1	0,0%	0,000	
81	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424,0		1	0,0%	0,000	
82	S-SE-CO	H	Sá Carvalho	Apr-1970	78,0		1	0,0%	0,000	
83	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050,0		1	0,0%	0,000	
84	S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1969	131,5		1	0,0%	0,000	
85	S-SE-CO	H	Jupia	Jan-1969	1.551,2		1	0,0%	0,000	
86	S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66,0		0,26	20,7	99,0%	1,040
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30,0		0,24	15,3	99,5%	0,837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766,0		0,31	15,3	99,5%	0,648
89	S-SE-CO	H	Parabuna	Jan-1968	85,0		1	0,0%	0,000	
90	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32,0		1	0,0%	0,000	
91	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80,4		1	0,0%	0,000	
92	S-SE-CO	C	J Lacerda C	Jan-1965	363,0		0,25	26,0	98,0%	1,345
93	S-SE-CO	C	J Lacerda B	Jan-1965	252,0		0,21	26,0	98,0%	1,602
94	S-SE-CO	C	J Lacerda A	Jan-1965	232,0		0,18	26,0	98,0%	1,869
95	S-SE-CO	H	Bariri (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143,1		1	0,0%	0,000	
96	S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216,0		1	0,0%	0,000	
97	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20,0		0,3	26,0	98,0%	1,121
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1.216,0		1	0,0%	0,000	
99	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140,8		1	0,0%	0,000	
100	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72,0		0,23	26,0	98,0%	1,462
101	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97,7		1	0,0%	0,000	
102	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180,0		1	0,0%	0,000	
103	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99,1		1	0,0%	0,000	
104	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396,0		1	0,0%	0,000	
105	S-SE-CO	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108,8		1	0,0%	0,000	
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46,0		1	0,0%	0,000	
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56,1		1	0,0%	0,000	
108	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658,0		1	0,0%	0,000	
109	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70,0		1	0,0%	0,000	
110	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102,0		1	0,0%	0,000	
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478,0		1	0,0%	0,000	
112	S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52,0		1	0,0%	0,000	
113	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20,0		0,26	26,0	98,0%	1,294
114	S-SE-CO	O	Carioba	Jan-1954	36,2		0,3	20,7	99,0%	0,902
115	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472,0		0,3	20,7	99,0%	0,902
116	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42,5		1	0,0%	0,000	
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378,4		1	0,0%	0,000	
118	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130,3		1	0,0%	0,000	
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420,0		1	0,0%	0,000	
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469,0		1	0,0%	0,000	
121	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189,7		1	0,0%	0,000	
122	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11,8		1	0,0%	0,000	
<b>Total (MW) =</b>					<b>64.478,6</b>					

\* Subsistema: S - Sul, SE-CO - Sudeste-Centro-Oeste  
 \*\* Fonte de combustível (C, bituminoso carvão, D, óleo diesel; G, gás natural, H, hidráulica, N, nuclear, O, residual fuel oil).  
 [1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração (http://www.aneel.gov.br, dado coletado em novembro de 2004).  
 [2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.  
 [3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.  
 [4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN de Jan. 1, 2001 a Dez 31, 2003.  
 [5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br, dado coletado em novembro de 2004).

Tabela 4 – Banco de dados das centrais da rede interligada brasileira s/se/co.

As reduções nas emissões via a atividade do projeto ( $ER_y$ , em  $tCO_2e$ ) durante um determinado ano  $y$  são o produto do fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ , em  $tCO_2e/MWh$ ) pela eletricidade alimentada pelo projeto na rede ( $EG_y$ , em  $MWh$ ), como a seguir:

$$ER_{y, power-generation} = EF_y \cdot EG_y \quad \text{Equação 11}$$

Os números obtidos da aplicação da Equação 7 a Equação 10 às fontes de dados<sup>13</sup> acima são apresentados na Tabela 6 - Fatores de emissão do sistema elétrico ( $EF_y$  = fator de emissão da linha de base =  $0,5364 tCO_2e/MWh$ ).

<sup>13</sup> A planilha com os cálculos detalhados está disponível mediante solicitação.



Para a geração esperada de energia elétrica para comercialização quando o projeto estiver totalmente em operação, 58.200 MWh (geração total de 65.700 MWh, considerando um fator de capacidade de 75,0%, menos 7.500 MWh para consumo próprio):

$$ER_{y,power-generation} = 58,200 \cdot 0.5364 = 31,218 \text{ tCO}_2e \quad \text{Equação 12}$$

Para o componente de metano evitado, a quantidade de resíduos usada na central é monitorada desde o início da sua operação e é apresentada na Tabela 7. Usando o consumo estimado de 156.000 toneladas de resíduos de madeira para a central quando totalmente em operação e da Equação 1 a Equação 5, as reduções de emissão estimadas anualmente são:

$$ER_{y,methane-avoidance} = BE_y - PE_y = 185,657 - 8,822 = 176,836 \text{ tCO}_2e \quad \text{Equação 13}$$

## E.2 Tabelas que fornecem os valores obtidos na aplicação das fórmulas acima

Anos	Estimativa de redução de emissões da atividade de projeto (tons de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de redução da linha de base (tons de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de vazamentos (tons de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de redução de emissões (tons de CO <sub>2</sub> e)
Ano 1 2002	3.812	96.981	-	93.169
Ano 2 2003	5.190	115.653	-	110.463
Ano 3 2004	6.859	165.648	-	158.789
Ano 4 2005	9.048	221.636	-	212.588
Ano 5 2006	9.048	221.636	-	212.588
Ano 6 2007	9.048	221.636	-	212.588
Ano 7 2008	9.048	221.636	-	212.588
<b>Total (tons de CO<sub>2</sub>e)</b>	52.054	1.264.827	-	1.212.773

Tabela 5 - Projeto Piratini de MDL de Pequena Escala reduções estimadas de emissão

Source: Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do SIN, (daily reports from Jan. 1, 2002 to Dec. 31, 2004).

PeqEscala Fatores de emissão para o sistema interligado brasileiro Sul-Sudeste-Centro-oeste		
PeqEscala linha de base (sem importação)	OM (tCO <sub>2</sub> e/MWh)	Total geração (MWh)
2002	0.9304	276,731,024
2003	0.9680	295,666,969
2004	0.9431	301,422,617
	Média OM (2002-2004, tCO <sub>2</sub> e/MWh)	Total = 873,820,610
	0.9472	BM 2004 (tCO <sub>2</sub> e/MWh)
	OM*0.5+BM*0.5 (tCO <sub>2</sub> e/MWh)	0.1256
	<b>0.5364</b>	

Tabela 6 - Fatores de emissão do sistema elétrico brasileiro sul/sudeste/centro-oeste



Redução de Emissões - Metano Evitado	Anos				1ro Período de Crédito de 2002 a 2008
	2002	2003	2004	De 2005 a 2022 por ano*	
CH4 IPCCdecaimento (tCH4/t biomassa)	0,0616	0,0616	0,0616	0,0616	0,0616
Qbiomassa, clareira (toneladas)	1.379	14.190	10.296	12.800	77.065
Qbiomassa, depósito antigo (toneladas)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Qbiomassa fresca (toneladas)	66.039	77.593	111.001	147.200	843.433
Qbiomassa total (toneladas)	67.418	91.783	121.297	160.000	920.498
Qbiomassa - contabilizada para metano evitado (toneladas)	66.039	77.593	111.001	147.200	843.433
emissões de Linha de Base (BEy, em tCO2)	85.428	100.374	143.591	190.418	1.091.065
Conteúdo Energético da biomassa (Ebiomass in TJ/t)	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075
Emissões do Projeto (PE, in tCO2)	3.812	5.190	6.859	9.048	52.054
<b>Redução de Emissão de Metano Evitado (tCO2)</b>	<b>81.616</b>	<b>95.184</b>	<b>136.732</b>	<b>181.370</b>	<b>1.039.011</b>

\*Previsão

**Tabela 7 - Reduções de emissão do Projeto Piratini, componente 2, metano evitado**



## SEÇÃO F. Impactos ambientais

### F.1. Se exigido pela parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto

É exigido que o proponente de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão e operação 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. Para o Projeto Piratini foi preparado um relatório contendo uma avaliação 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.)

Os principais impactos ambientais identificados foram as emissões de material particulado e o gerenciamento de água residual. Para mitigar esse primeiro impacto, um multiciclone foi. Para mitigar esse segundo impacto um tratamento de água residual foi. Os níveis de emissões são permanentemente monitorados e comparados aos padrões legais.

O projeto já recebeu todas as licenças ambientais, de operação e instalação necessárias.

Piratini Energia S.A. recebeu autorização para operar como produtor independente de energia emitida pela ANEEL<sup>14</sup> (Resolução N° 288 – 23 de julho de 2001, disponível em <http://www.aneel.gov.br/>).

A licença de operação provisória (LO – N° 0829/2002-DL) foi emitida em 27 de fevereiro de 2002 pela FEPAM (*Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler*), a agência ambiental do estado do Rio Grande do Sul. A licença final foi obtida em 27 de dezembro de 2004 (LO – N° 8056/2004-DI Figura 12).

A serragem e os resíduos de cavacos de madeira se constituíam em um problema para as serrarias e para a cidade de Piratini. A implementação da central de biomassa, em 2002, resolve dois problemas da cidade. Um, com a introdução de uma fonte de energia renovável confiável e, permitindo uma solução definitiva para o tratamento dos resíduos de madeira.

---

<sup>14</sup> ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*).



DE : PIRATINI-ENERGIA SA FAX :53 2572656 22 FEB. 2005 14:26 Pág. 3

**fepam**

1/4

**LICENÇA DE OPERAÇÃO** **LO Nº 8056/2004-DL**

A Fundação Estadual de Proteção Ambiental, criada pela Lei Estadual nº 9.077 de 04/06/90 e com seus Estatutos aprovados através do Decreto nº 33.765, de 28/12/90, registrada no Ofício do Registro Oficial em 01/02/91, no uso das atribuições que lhe confere a Lei nº 6.938, de 31/08/81, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, regulamentada pelo Decreto nº 99.274, de 06/06/90 e com base nos autos do processo administrativo nº 4902-05.67/04-1, expedido a presente LICENÇA DE OPERAÇÃO que autoriza a:

**EMPREENHIMENTO:** 29320. **CODRAM:** 3510.10.  
**EMPREENDEDOR:** PIRATINI, CGDE, KOBLITZ ENERGIA S/A,  
**ENDEREÇO:** Estrada Cancelão – Agrofil, km 20 – 4º Subdistrito - Barroçoão,  
**MUNICÍPIO:** Piratini – RS,

a promover a operação relativa  
à atividade de: GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BIOMASSA (RESÍDUOS DE MADEIRA ORIUNDOS DE SERRARIAS), com 6.119,75 m<sup>2</sup> de área útil, dos quais 5.852,3 m<sup>2</sup> são de área construída e 30 empregados,

localizada: na Estrada Cancelão – Agrofil, km 20 – 4º Subdistrito – Barroçoão, no município de Piratini – RS.

Com as condições e restrições:  
 1-a capacidade instalada da usina é de 10 MW;  
 2-quanto à mata nativa:  
 2.1-deverá ser observada a legislação referente à preservação de mata nativa, e em caso de supressão de parte da mesma, deverá ser atendido o Decreto Estadual nº 38.355, de 01/04/98, com referência à apresentação da "Licença Prévia de Exame e Avaliação da Área Florestal", emitida pelo Departamento de Florestas e Áreas Protegidas – DEFAP;  
 2.2-deverá ser totalmente preservada a APP (Área de Preservação Permanente) correspondente a uma faixa de preservação permanente de 30 (trinta) metros de largura ao longo do arroio Barroçoão que limita a área, medida horizontalmente a partir da cota máxima de inundação, conforme RESOLUÇÃO CONAMA N.º 303 de 20/03/2002;  
 3-quanto aos efluentes líquidos:  
 3.1-a empresa está sendo incluída no Sistema de Automonitoramento de Atividades Poluidora – SISAUTO/DICOPL na classe C, devendo realizar medições e análises de seus efluentes líquidos de acordo com o Art. 15 da Resolução CONSEMA 01, de 15/04/98, e encaminhar as respectivas Planilhas de Acompanhamento de Efluentes Líquidos à FEPAM, de acordo com o Art. 19 da mesma Resolução que segue em anexo; as planilhas deverão ser apresentadas até o 10º dia dos meses de janeiro, abril, julho e outubro (a Resolução CONSEMA 01 e as Planilhas de Acompanhamento encontram-se disponíveis na home-page da FEPAM: [www.fepam.rs.gov.br](http://www.fepam.rs.gov.br), em *Legislação/Resoluções Consema*);  
 3.2-as Planilhas Mensais de Acompanhamento de Medições, os Laudos de Coleta de Efluentes Líquidos, cujos modelos seguem em anexo, e os Laudos de Análise deverão permanecer arquivados na empresa pelo período de 02 (dois) anos, à disposição da fiscalização da FEPAM;  
 3.3-a vazão máxima permitida para o lançamento dos efluentes líquidos industriais é 110 m³/dia;  
 3.4 os dados devem ser encaminhados disponíveis na home-page de FEPAM: [www.fepam.rs.gov.br](http://www.fepam.rs.gov.br), em *Licenciamento Ambiental/ Planilhas de Acompanhamento/ Planilhas de Acompanhamento-SISAUTO*). Ressaltamos que o perfil deverá cobrir um mínimo de 24 horas sucessivas;  
 3.5-o corpo receptor dos efluentes líquidos industriais tratados é o Arroio Barroçoão;

Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luís Roessler/RS  
 Rua. Carlos Chagas, 55 - Fone: (51) 3223-1528 - FAX: (51) 3212-4151 - CEP 90030-020 - Porto Alegre - RS - Brasil

*Projeto não classificado - participando a atividade*

Figura 12 - Licença de Operação (página 1 de 4)



## **SEÇÃO G. Comentários das partes interessadas**

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

A Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL, a *Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima*, exige a tradução do DCP para o português, o convite obrigatório das partes interessadas locais selecionadas, o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada (original e tradução para o português), entre outras exigências, para fornecer a carta de aprovação (de acordo com a Resolução nº 1 da CIMGC, de 11 de setembro de 2003, publicada em 2 de dezembro de 2003; disponível em <http://www.mct.gov.br/clima/ingles/cigmc/resolu.htm>).

O proponente do projeto enviou cartas às seguintes partes interessadas, envolvidas na atividade de projeto e afetadas por ela, para solicitar seus comentários enquanto o DCP do projeto fica aberto para comentários no estágio de validação na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima.

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

Foram enviadas cartas-convite para os agentes acima mencionados em maio de 2005 (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação) e nenhum comentário foi recebido. O DCP do projeto foi aberto para comentários no estágio de validação no website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima (<http://cdm.unfccc.int/>), pois qualquer pessoa pode ter acesso ao documento mencionado a partir de uma fonte legítima.

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

A AND (Autoridade Nacional Designada) brasileira para o MDL solicita que as atividades de projeto sejam abertas para comentários antes da validação. Assim, além do processo de comentário público internacional da UNFCCC, cartas-convite foram enviadas para os agentes acima mencionados em maio de 2005 (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação) e nenhum comentário foi recebido.

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

A AND brasileira solicita, além do processo de comentário público internacional da UNFCCC, que os participantes do projeto solicitem comentários dos agentes específicos mencionados acima. As cartas foram enviadas em maio de 2005 (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação). Nenhum comentário foi recebido.



**ANEXOS.**

**Anexo 1 - Informações de contato dos participantes na atividade de projeto**

Organização:	Piratini Energia S.A.
Rua/Caixa Postal:	Av. Cônsul Vilaes Fragoso, 291
Cidade:	Recife
Estado/Região:	Pernambuco
CEP:	50760-540
País:	Brasil
Telefone:	+55 (81) 2122-2327
FAX:	+55 (81) 2122-2301
URL:	<a href="http://www.koblitz.com.br/">http://www.koblitz.com.br/</a>
Representado por:	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Faro
Segundo nome:	Roberto
Nome:	José
Departamento:	Financeiro
Email pessoal:	<a href="mailto:jrfaro@koblitz.com.br">jrfaro@koblitz.com.br</a>

**Anexo 2 - Informações relativas a financiamento público**

Nenhum financiamento público foi nem será usado no presente projeto.

**Anexo 3 - Bibliografia**

**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.

**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 and 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



- BNDES (2000).** *O setor elétrico – Desempenho 1993/1999.* Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 53. <http://www.bndes.gov.br/>
- CGE/CBEE (2002).** *Programa de Energia Emergencial.* Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.
- 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. Website: <http://www.eletrobras.gov.br/>
- IBGE (2000).** *Pesquisa nacional de saneamento básico.* Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (Obtido em 6 de junho de 2005 de <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/condicaodevida/pnsb/>).
- IBGE (2004).** *Banco de dados Cidades@.* Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- IPCC (1996).** *Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Diretrizes Revisadas de 1996 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 [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França.
- OCDE (2004).** *Environmental Outlook [Panorama Ambiental].* Organization for Economic Cooperation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico]. Website: <http://www.oecd.org/env/>
- OCDE (2005).** *Estudo econômico do Brasil da OCDE 2005: Normas do setor elétrico.* Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França
- ONS (2004).** *De olho na energia: Histórico da energia, carga própria de energia 1999-2003.* Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Website: <http://www.ons.gov.br/>
- ONS-ADO (2004).** *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema.* Relatórios diários sobre todo o sistema elétrico interligado de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003. Website: <http://www.ons.gov.br/>
- 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).



# Piratini Energia S. A.

## Atividade de Projeto de Central de Biomassa Piratini-RS, Brasil

Preparado pela Ecoinvest Carbon

### Índice

SEÇÃO A.	Descrição geral da atividade de projeto .....	2
A.1.	Título da atividade de projeto .....	2
A.2.	Descrição da atividade de projeto .....	2
A.3.	Participantes do projeto .....	4
A.4.	Descrição técnica da atividade de projeto .....	4
SEÇÃO B.	Aplicação de uma metodologia de linha de base .....	10
B.1.	Título e referência da metodologia de linha de base aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala .....	10
B.2.	Categoria de projeto aplicável à atividade de projeto de pequena escala .....	10
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.....	10
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: .....	21
B.5.	Detalhes da linha de base e seu desenvolvimento.....	22
SEÇÃO C.	Duração da atividade de projeto / período de crédito .....	27
C.1.	Duração da atividade de projeto de pequena escala.....	27
C.2.	Escolha do período de créditos e informações relacionadas.....	27
SEÇÃO D.	Metodologia e plano de monitoramento .....	29
D.1.	Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala.....	29
D.2.	Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto de pequena escala .....	29
D.3.	Dados a serem monitorados .....	30
D.4.	Explicação qualitativa de como os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) são realizados .....	32
D.5.	Descreva de forma sucinta a estrutura de operação e gerenciamento que os participante(s) do projeto irão implementar para monitorar as reduções de emissão e quaisquer efeitos de fugas gerados pela atividade de projeto.....	33
D.6.	Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento .....	33
SEÇÃO E.	Estimativa das emissões de GEEs por fontes.....	35
E.1.	Fórmulas usadas.....	35



E.2	Tabelas que fornecem os valores obtidos na aplicação das fórmulas acima.....	41
SEÇÃO F.	Impactos ambientais.....	43
F.1.	Se exigido pela parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto .....	43
SEÇÃO G.	Comentários das partes interessadas .....	45
G.1.	Breve descrição do processo no qual os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados .....	45
G.2.	Resumo dos comentários recebidos .....	45
G.3.	Relatório sobre como quaisquer comentários recebidos foram devidamente considerados .....	45
ANEXOS.	.....	46
	Anexo 1 - Informações de contato dos participantes na atividade de projeto.....	46
	Anexo 2 - Informações relativas a financiamento público .....	46
	Anexo 3 - Bibliografia .....	46
	Anexo 4 - Capa e índice .....	47