



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

**SUMÁRIO**

- A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala
- B. Metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto/ Período de obtenção de créditos
- D. Metodologia e plano de monitoramento
- E. Cálculo de emissões de gases de efeito estufa por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários dos atores

**Anexos**

Anexo 1: Informações sobre os participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

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

Projeto de Geração de Energia Eólica Água Doce (daqui em diante PGEEAD).

Versão 3

Data do documento: 02 de maio de 2006

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

O principal objetivo do projeto PGEEAD é produzir energia elétrica renovável utilizando fontes eólicas e vender a eletricidade produzida para o sistema elétrico Sul-Sudeste-Centro-Oeste (S-SE-CO) do Brasil, baseado em um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (daqui em diante PPA). A atividade de projeto reduzirá as emissões de gases de efeito estufa (GEE) porque evitará o despacho de uma fonte de energia elétrica que utilize combustível fóssil na margem do sistema, gerando eletricidade através da energia eólica.

O PGEEAD é promovido pela Central Nacional de Energia Eólica (daqui em diante CENAEEL), desenvolvedor privado brasileiro de energia eólica, localizado na cidade de Água Doce – Estado de Santa Catarina. A CENAEEL pode ser considerada pioneira em energia eólica no Brasil. A experiência e conhecimento de campo já adquiridos, através do desenvolvimento e operação do Parque Eólico Horizonte (operando desde 2004) tornou a CENAEEL numa das maiores participantes na indústria eólica brasileira.

O PGEEAD está atualmente sendo construído e entrará em operação com quinze aero-geradores de 600 kW, correspondendo a uma capacidade instalada total de 9MW. A geração de eletricidade tem seu início previsto para o primeiro semestre de 2006. O projeto prevê a geração de 180 GWh durante o primeiro período de créditos, entre os anos de 2006 e 2012. Um PPA foi assinado em 30 de junho de 2004, entre a CENAEEL e a Eletrobrás<sup>1</sup>, no contexto do PROINFA.

O PGEEAD irá fomentar e estimular mercados e a comercialização de energia renovável conectada a rede brasileira. O projeto também contribuirá para a redução de emissão de GEE, devido à substituição de combustíveis fósseis utilizados para geração de energia. Além disso, pela demonstração da viabilidade de grandes parques eólicos conectados a rede, o projeto contribuirá para o fortalecimento do sistema de fornecimento de energia, para a melhoria da qualidade do ar, para o desenvolvimento de tecnologias de geração de energia renováveis e para melhorias nas condições de vida locais.

As metas específicas do projeto são::

- Fomento ao desenvolvimento sustentável através da geração de energia renovável;
- Aumento da participação de fontes renováveis de energia na rede elétrica nacional e local;
- Prevenção quanto a falta de abastecimento de energia, especialmente no Estado de Santa Catarina, Brasil;
- Aumento da cobertura das áreas de eletrificação do Brasil;
- Redução na emissão de GEE, quando comparada com o cenário usual de geração de energia;

---

<sup>1</sup> ELETROBRAS é o principal fornecedor de energia elétrica no Brasil.



- Redução de outros poluentes da indústria de geração de energia (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, material particulado (MP) etc.);
- Estímulo ao crescimento de da indústria de energia eólica no Brasil;
- Preservação dos recursos naturais, incluindo solo, florestas, minerais, água e ecossistemas;
- Criação de empregos na área de atuação do Projeto.

É importante ressaltar que a implementação e operação do PGEEAD permitiram a criação de 262 empregos, conforme a tabela a seguir:

Geração de Empregos	PGEEAD
Implementação – diretos	80
Implementação – indiretos	150
Operação – diretos	2
Operação – indiretos	30

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

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma Parte anfitriã)	Participantes de projeto entidade(s) privada e/ou pública (*) (conforme aplicável)	Indique gentilmente se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitriã)	CENAEEL – Central Nacional de Energia Eólica S.A. (Entidade Privada Brasileira)  Econergy Brasil Ltda. (Entidade Privada Brasileira)	Não

(\*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar o DCP-MDL público no estágio da validação, uma Parte envolvida deve ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de requisição do registro, a aprovação da(s) Parte(s) envolvida (s) é necessária.

Econergy Brasil Ltda é o contato oficial para a atividade de projeto de MDL.

**A.4. Descrição técnica da atividade de projeto de pequena escala:****A.4.1. Local da atividade de projeto de pequena escala:****A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):**

Brasil

**A.4.1.2. Região/Estado etc.:**

Santa Catarina - SC

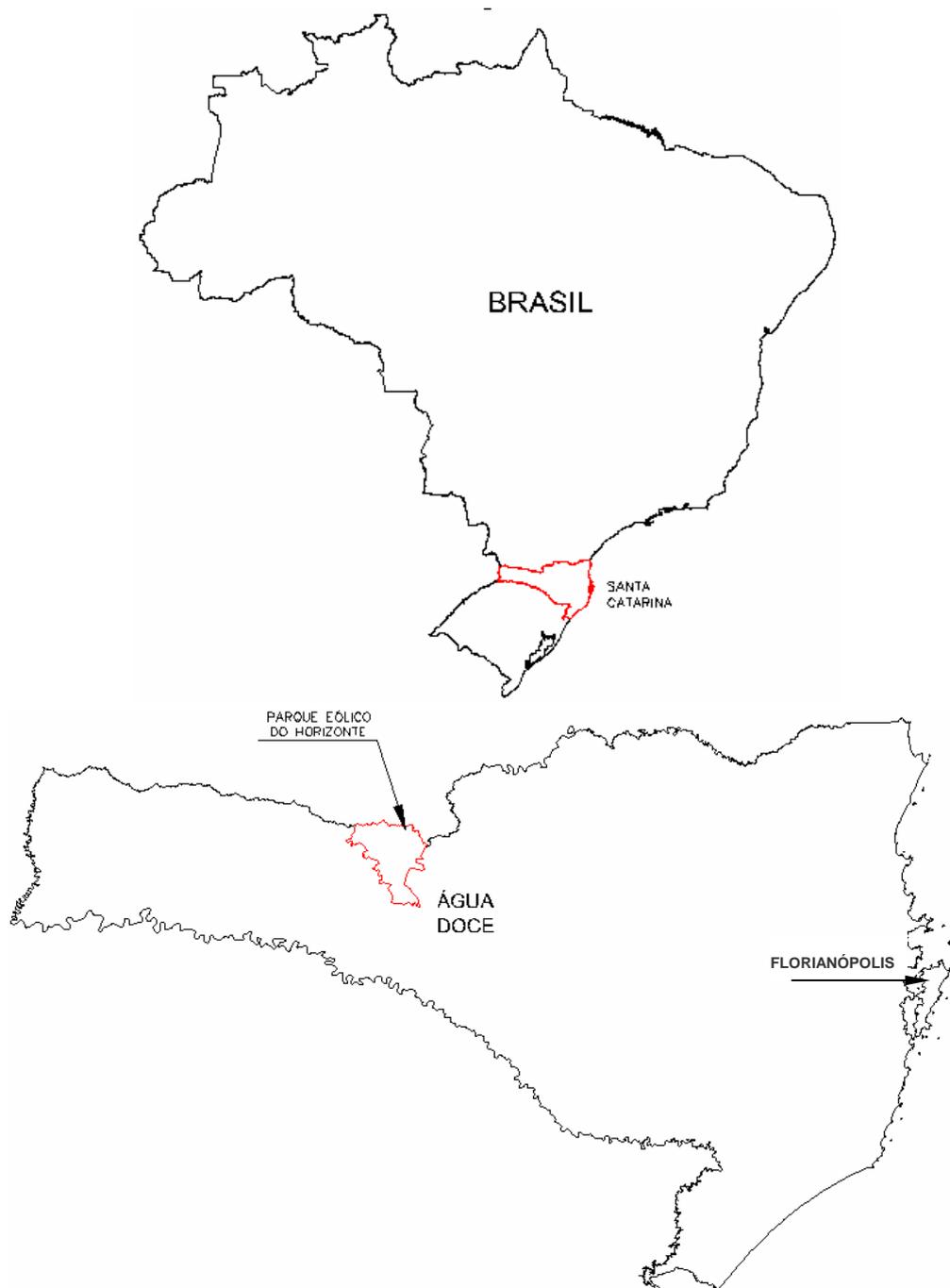
**A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc:**

Água Doce



**A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto de pequena escala:**

O PGEEAD está localizado na Rodovia PRT 280 – km 97, na cidade de Água Doce, a Noroeste do Estado de Santa Catarina, cerca de 500 km da capital do Estado, Florianópolis, conforme ilustram as figuras 1 e 2.



**Figuras 1 e 2: Localização do Estado de Santa Catarina e da Cidade de Água Doce**

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

Tipo (i): Projetos de energia renovável.

Categoria D: Geração de energia renovável para rede.

O projeto consiste numa atividade de projeto de pequena escala e se enquadra na categoria I.D., de acordo com o Apêndice B das Modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, na categoria de geração de eletricidade renovável para a rede.

A definição da categoria justifica-se pelos seguintes parâmetros:

1. Capacidade de geração de energia é menor que 15 MW;
2. Tipo de energia é eólica (uma fonte natural e renovável)

O projeto de MDL apenas inclui a geração de eletricidade para a rede e exclui a geração de eletricidade para o próprio consumo no parque eólico. A entrada em operação do Parque Eólico Água Doce está prevista para o primeiro semestre de 2006

O mapa abaixo mostra o “layout” dos aero-geradores do PGEEAD.

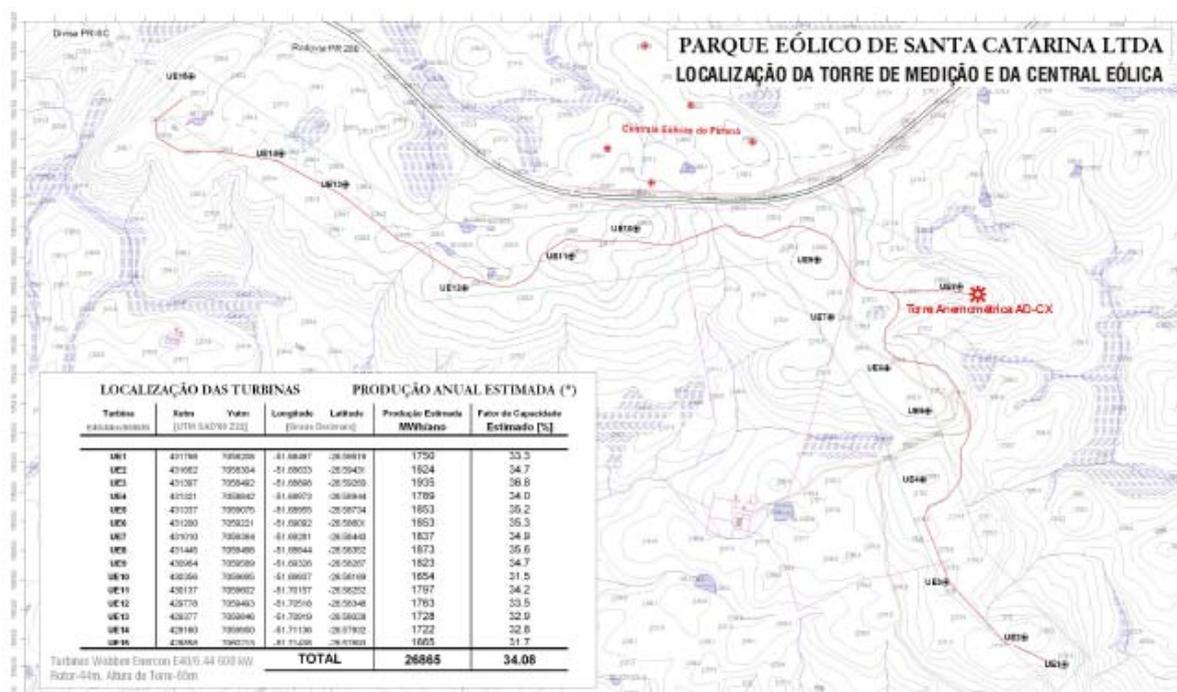


Figura 3: “Layout” dos Aero-Geradores

A figura 4 mostra a curva de potência para o modelo E-40/600 kW dos aero geradores utilizados no projeto.

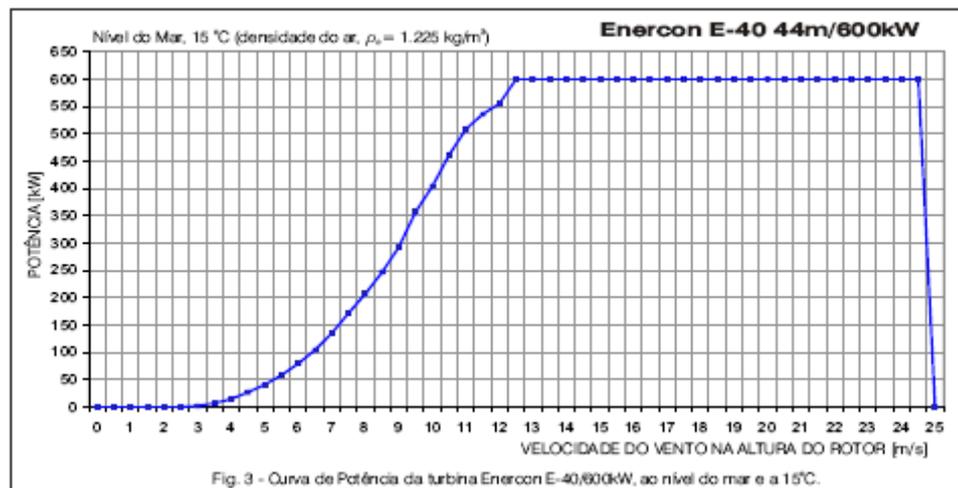


Figura 4: Curva de Potência dos Aero Geradores Instalados no Parque Eólico Água Doce.

**A.4.3. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEEs) por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de pequena escala proposta, incluindo por que as reduções das emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto de pequena escala, levando em consideração políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais:**

Como as fontes renováveis de energia, tais como a energia eólica, não emitem GEEs tampouco outros gases poluentes como SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, portanto devem ser considerada como sistema de fornecimento de energia sustentável a longo prazo. O emprego de fontes renováveis de energia em larga escala é essencial para a redução na emissão de CO<sub>2</sub>, bem como de outros gases causadores do efeito estufa, provenientes da geração de eletricidade, sendo uma condição para que as metas do desenvolvimento sustentável sejam alcançadas.

Em um contexto mais amplo de sustentabilidade, a geração eólica evita a emissão de gases poluentes, como o CO<sub>2</sub>, derivada da queima de combustíveis fósseis. Isto é, por meio de despacho da energia eólica para a rede, o combustível que seria empregado na geração de eletricidade pode ser substituído.

Devido a sua natureza intermitente, no momento, a energia eólica substitui somente segmentos específicos da geração de eletricidade convencional. Como esta forma de geração de energia varia de acordo com a velocidade do vento, não é possível a substituição das plantas que operam na base do sistema de carga. A energia eólica trata-se de uma tecnologia de capital intensivo e, como o combustível utilizado apresenta custo zero, deve ser utilizada durante o maior tempo possível. Portanto para o uso desta tecnologia, a substituição convencional de energia intermediária é mais apropriada que sua operação na ponta do sistema. Nem plantas de geração nuclear, ou plantas hidrelétricas são substituídas pela energia eólica, dado que estas operam exclusivamente no segmento de carga de base.

Através do PGEEAD irá deslocar eletricidade da margem do sistema. O projeto de MDL deslocará eletricidade produzida por fontes marginais (principalmente usinas térmicas que consomem combustíveis fósseis) que apresentam um maior custo de despacho e somente são acionadas nos horários que as fontes de baixo custo não conseguem atender a demanda (maiores custos marginais de despacho ou restrições no armazenamento de combustível no caso de fontes hídricas).

A moderna comercialização de plantas de geração eólica teve impulso no começo da década de 80, após as crises do petróleo ocorridas na década de 70, quando a diversificação das fontes de energia e a sustentabilidade a longo prazo, geraram o interesse em fontes renováveis de energia. Atualmente, de



acordo com a Associação Eólica Americana, as plantas de energia eólica fornecem o equivalente a uma média de 7,5 milhões das residências americanas. Na Europa, energia eólica fornece o equivalente a uma média de 76 milhões das residências americanas. No Brasil, a capacidade total instalada é de 26,8 MW<sup>2</sup> com as maiores unidades de geração de energia eólica nos estados de Pernambuco, Ceará, Minas Gerais e Paraná. Energia eólica é a fonte de energia que mais rapidamente cresce no mundo, aumentando uma média de 32% anualmente nos últimos cinco anos.

No Brasil, dada sua extensão territorial, não é inconcebível que ocorra a presença e ventos capazes de serem aproveitados em muitas regiões do país. Até o momento, os principais focos explorados ocorrem no Estado do Ceará, principalmente devido ao fato deste ter sido o primeiro estado a coletar dados precisos e confiáveis quanto ao regime de ventos. Atualmente, muitos programas de pesquisas preliminares ocorrem em outras regiões do país, em sua maioria, conduzidos pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), baseados na instalação de modernos anemógrafos, coleta de dados e análise por meio da simulação das zonas de vento, usando um modelo atmosférico de micro escala.

A fim de contribuir ainda mais para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, o Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL/ELETRORAS), publicou o Atlas Brasileiro do Potencial de Energia Eólica, em 2001, em parceria com a consultoria True Wind Solutions (USA). O Atlas<sup>3</sup> apresenta mapas de ventos geo-referenciados, com resolução de solo 1 km x 1 km superior as estatísticas anuais, fatores Weibull e informações de densidade e de potência. A validação dos mapas foi feita a partir de dados do solo da região de interesse, o que aumenta a confiabilidade das metodologias aplicadas.

A legislação brasileira reconhece e disciplina produtores independentes de energia. O contínuo aumento de demanda de energia abre novas oportunidades para fontes renováveis de energia no Brasil. As plantas eólicas geram energia elétrica todo período do ano e esta característica a torna interessante para o contexto brasileiro. A fonte de energia mais importante no Brasil é representada pelo sistema de geração hidrelétrica e o sistema sofre alterações durante a estação seca do ano. Portanto, a energia eólica representa uma forma interessante complementar a geração hidrelétrica, sendo uma solução atrativa para muitos compradores. Também é importante ressaltar que a renda extra e os benefícios associados a energia eólica em projetos de CDM representam um estímulo e um incentivo financeiro para fabricantes e operadores deste sistema de geração.

**A.4.3.1. Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:**

Ano	Estimativa anual das reduções de emissões em toneladas de CO <sub>2</sub> e
30/11/2006 (DD/MM/AA)	1.142
2007	13.704
2008	13.704
2009	13.704

<sup>2</sup> Centro Brasileiro de Energia Eólica, [http://www.eolica.com.br/energia\\_ing.html](http://www.eolica.com.br/energia_ing.html)

<sup>3</sup> United Nations Environmental Program (UNEP), Solar and Wind Energy Resource Assessment, <http://swera.unep.net/swera/index.php?id=58>



2010	13.704
2011	13.704
2012	13.704
29/11/2013 (DD/MM/YY)	12.562
<b>Reduções Totais Estimadas</b> (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	95.928
<b>Numero total de anos de crédito</b>	7
<b>Média anual do período de créditos das reduções estimadas</b> (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	13.704

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

Não há financiamento público de Partes incluídas no Anexo I envolvido nessa atividade de projeto.

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

O PGEEAD não é um componente desmembrado de uma atividade de projeto maior por quatro razões principais:

1. O Parque Eólico “Horizonte” da CENAEEL entrou em operação em 2004;
2. O Parque Eólico “Horizonte” da CENAEEL apresenta capacidade total instalada de 4,8 MW;
3. O PGEEAD da CENAEEL alcançará capacidade total instalada de 9 WM;
4. A soma da capacidade total instalada dos Parques Eólicos do PGEEAD e “Horizonte” são inferiores a 15 MW.

Além disso, o PGEEAD refere-se à construção de um Parque Eólico e a situação existente antes da implementação da atividade de construção nunca foi considerada como uma atividade de projeto de CDM. Este aspecto é outra comprovação de que esta atividade de projeto de pequena escala não é um componente desmembrado de uma atividade de projeto maior.

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

Título da metodologia de linha de base: “Geração de energia renovável para rede”, Tipo I.D. no apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala.

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

Conforme mencionado no parágrafo 23 do Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, o categoria tipo I.D refere-se as energias renováveis e inclui o fornecimento de energia gerada em parques eólicos para um sistema de distribuição de eletricidade, suprido por, pelo menos, uma planta de geração de energia que empregue combustível fóssil.



O PGEEAD fornecerá eletricidade para a rede que também recebe energia de outras térmicas operadas com combustível fóssil. Além disso, conforme já mencionado, a capacidade total instalada do PGEEAD será de 9MW, inferior ao limite de projetos de pequena escala, equivalente a 15 MW.

**B.3. Descrição de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL de pequena escala registrada:**

A atividade de projeto proposta qualifica o PGEEAD para usar metodologias simplificadas. Além disso, a adicionalidade do projeto é demonstrada abaixo em termos das opções listadas no “Anexo A do Apêndice B” das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala.

“a) Barreira de investimento: uma alternativa financeira mais viável à atividade de projeto levaria à maiores emissões;

b) Barreira tecnológica: uma alternativa menos avançada tecnologicamente à atividade de projeto envolve menores riscos devido à incerteza do desempenho ou baixa troca do mercado da nova tecnologia adotada para a atividade de projeto o que levaria a maiores emissões;

c) Barreira devido à prática prevalecente: prática prevalecente ou requerimentos políticos ou regulatórios existentes levariam ao uso de uma tecnologia com maiores emissões;

d) Outras barreiras: sem a atividade de projeto, por outra razão específica identificada pelo participante do projeto, como barreiras institucionais ou informação limitada, recursos administrativos, capacidade organizacional, recursos financeiros, ou capacidade para absorver novas tecnologias, emissões seriam maiores”.

#### **A. Barreira de Investimento**

Além das tradicionais barreiras de investimento referentes a energia eólica (confiabilidade, eficiência, custo, potencial nível de penetração, apenas para nomear algumas) a barreira de investimento mais relevante para o caso brasileiro é representado pela falta de coerência de políticas governamentais em prol das energias renováveis. De modo geral, até poucos anos atrás não havia incentivos financeiros, tais como subsídios, “price premiums”, “tax breaks” e outros, no local.

A segunda maior barreira de investimentos é representada pela falta de uma indústria de aero geradores estabelecida no Brasil. O panorama é caracterizado pela falta de dados consistentes e confiáveis do regime de ventos e pela ausência de grandes indústrias, tanto da área de fabricação de equipamentos como na área de desenvolvimento. Este aspecto leva a várias incertezas e riscos consideráveis.

#### **B. Barreiras Tecnológicas**

Barreiras tecnológicas representam um importante aspecto. Em particular, existem poucas linhas de transmissão e comunicação no noroeste do Estado de Santa Catarina. Portanto, serviços civis e elétricos que estão atualmente em andamento são aparentemente mais complicados do que seriam se estivessem em circunstâncias normais. A implementação do PGEEAD está diretamente relacionada com a construção de 38 km de linha de transmissão de 24,5 kV a ser conectada a uma sub-estação localizada no município de Palmas, no estado de Paraná, e pertencendo a rede de distribuição da Companhia Paranaense de Energia Elétrica (daqui em diante COPEL). Aspectos referentes à conexão são extremamente importantes para o



desenvolvimento da energia eólica, pois identificar os melhores pontos de conexão reduzem custos adicionais.

Outra barreira é representada pela disponibilidade de tecnologia e “expertise”. A energia eólica representa uma nova fonte de energia para o Brasil e, como tal, existem poucos fabricantes de equipamentos, meteorologistas e engenheiros especializados. Isto representa uma barreira óbvia relativa a operação e manutenção do PGEEAD.

### C. Análise de Barreiras de Práticas Comuns

Consistindo apenas em 0,03% a capacidade instalada de geração no Brasil em 2005, a energia eólica está longe de ter seu potencial totalmente aproveitado. Uma das razões para esta situação é o seu elevado custo, significativamente superior ao da energia hidrelétrica, predominante no país, especialmente num país com grande superfície de água e um grande número de rios e quedas d’água.

### D. Outras Barreiras

A energia eólica envolve riscos relativamente maiores comparados com as plantas de energia térmica ou hidroelétrica, pois energia eólica é intermitente e é quase impossível calcular o volume de energia gerado com detalhe. CENAEEL é a primeira empresa privada brasileira a investir em energia eólica no Brasil, a qual não apresentava nenhuma experiência anterior neste segmento de geração de energia. CENAEEL recebeu apoio tecnológico da Wobben Wind Power (subsidiária brasileira do fabricante de turbinas alemãs Enercon), durante todo o processo.

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

A definição dos limites de projeto referentes à metodologia de linha de base é aplicada à atividade de projeto da seguinte maneira:

*Linha de base da rede de energia elétrica:* O subsistema sul-sudeste da rede brasileira é considerado como uma fronteira do projeto, porque isso representa o sistema que a usina eólica fornece toda a sua eletricidade baseada na geração de energia eólica.

*PGEEAD:* O PGEEAD é a planta de geração de eletricidade considerada como fronteira e compreende o local onde a planta de geração está instalada.

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

A metodologia de linha de base seguiu as especificações da Categoria de Projeto I.D.

A linha de base é o MWh produzido pela unidade de geração de energia renovável, multiplicado por um fator de emissão (expresso em kg de CO<sub>2</sub> equivalente/kWh ou em toneladas de CO<sub>2</sub> equ/MWh), calculado de maneira transparente e conservadora da seguinte forma:

(a) A média da “margem de operação aproximada” e a “margem de construção”, onde:

- (i) A “margem de operação aproximada” é a média ponderada de emissões (em kg CO<sub>2</sub> equivalente/kWh) de todas as fontes de geração de energia que compõe o sistema,



excluindo a geração hidrelétrica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar;

- (ii) A “margem de construção” é a média ponderada de emissões (em kg de CO<sub>2</sub>equivalente/ kWh) de adições recentes de capacidade ao sistema, sendo que as adições de capacidade são definidas como a maior (em MWh) das 20% mais recentes plantas existentes ou as 5 plantas mais recentes.”

OU,

- (b) A média ponderada das emissões (em kg de CO<sub>2</sub>equivalente/kWh) da atual mistura de geração.

O método que será escolhido para o cálculo da Margem de Operação (MO) para o fator de emissão da linha de base refere-se à opção (a) *A média da “margem de operação aproximada” e a “margem de construção”*.

O sistema elétrico brasileiro divide-se historicamente em dois subsistemas: Norte-Nordeste (N-NE) e Sul-Sudeste-Centro Oeste (S-SE-CO). Isto é devido principalmente a evolução histórica e física do sistema, que foi desenvolvido junto aos grandes centro consumidores do país.

A evolução natural dos dois sistemas demonstra gradativamente que a sua integração acontecerá num futuro próximo. Em 1998, o Governo brasileiro anunciou o primeiro passo para a conexão entre estes sistemas. Com investimentos de aproximadamente US\$ 700 milhões, a conexão teve como propósito, sob o ponto de vista do Governo, pelo menos de equilibrar o balanço de energia no país: a região compreendida pelo S-SE-CO poderia suprir a energia da região N-NE e vice-versa.

Todavia, mesmo após a interconexão ter sido estabelecida, publicações técnicas ainda dividem o Sistema Brasileiro em três (Bosi, 2000)<sup>4</sup>:

“... onde o Sistema Elétrico Brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- (i) Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste;
- (ii) Sistema Interligado Norte/Nordeste; e
- (iii) Sistemas Isolados (que incluem 300 regiões eletricamente isoladas dos sistemas Interligados)”.

Além disso, Bosi (2000) oferece uma forte argumentação em favor da assim chamada *linha de base de multi-projetos*:

“Para grandes países com diferentes circunstâncias no interior de suas fronteiras e diferentes redes energéticas baseadas nessas regiões, linhas de base de multi-projetos no setor de eletricidade talvez tenham a necessidade de se desagregar abaixo do nível do país para que possa prover representação acreditável do que poderia ter ocorrido de outra forma”.

Finalmente, deve-se levar em consideração que, mesmo com a interligação do sistema, o fluxo de energia entre o sistema N-NE e S-SE-CO é fortemente limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, somente uma fração da energia total gerada nos dois subsistemas transita entre eles. É natural que esta fração varie de direção e magnitude (acima da capacidade das linhas de transmissão) dependendo do padrão hidrológico, clima e outros fatores incontroláveis. Mas não é necessário que isso represente uma quantidade significativa da demanda de cada subsistema. Também deve ser considerado que somente

<sup>4</sup> Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia; Paris, 2000.



em 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto estiverem coerentes com a base de dados de geração disponível no momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a transmissão de eletricidade entre os subsistemas estava restrita deverá ser considerada.

O sistema elétrico brasileiro compreende atualmente ao redor de 101,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.482 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas hidroelétricas, perto de 10% são plantas de energia a partir da queima de gás natural, 4,5% são plantas de diesel e óleo combustível, 3,2% de são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, madeira, casca de arroz, biogás e licor negro), 2% são usinas nucleares, 1,4% são plantas de carvão. Também há 8,17 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Venezuela, Uruguai e Paraguai) que deverão despachar energia à rede brasileira.

A metodologia aprovada pede aos proponentes do projeto a se responsabilizar por “todas fontes geradoras servindo o sistema”. Deste modo, ao aplicar uma destas metodologias, os proponentes de projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro..

Na realidade informações sobre cada fonte de geração de energia não são publicamente disponibilizadas no Brasil. O centro nacional de despacho nacional ONS – Operador Nacional do Sistema argumenta que tais informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia e por isso não podem se tornar disponíveis. Por outro lado, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, fornece informações de capacidade energética e outros interesses legais do setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser adquirida por esta entidade.

A respeito disto, os proponentes de projeto procuraram por uma solução plausível para tornar possível o cálculo do fator de emissão do Brasil com a melhor acurácia possível. Visto que dados de despacho real são necessários, a ONS foi contatada para que os participantes pudessem saber até que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Depois de muitos meses de diálogo, a informação de despacho diário das plantas foi disponibilizada para os anos de 2002, 2003 e 2004

Os proponentes de projeto, ao discutir a viabilidade da utilização dos dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo\\_Gráficos\\_mai\\_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf)), incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja levada em consideração na determinação do fator de emissão.

Então, considerando todos os argumentos explanados, os desenvolvedores do projeto decidiram pela base de dados que considera apenas os dados da ONS, e desta forma foi possível dirigir-se oportunamente ao caso da determinação do fator de emissão e fazê-lo da maneira mais conservadora.



As eficiências das plantas de combustíveis fósseis foram levadas em consideração pelos documentos da AIE (Agência Internacional de Energia). Isto foi feito considerando a ausência de informações de tais eficiências por agências públicas, fontes confiáveis e de credibilidade.

Da referência mencionada:

*“A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para plantas de energia térmica foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e da energia produzida de fato. Para a maioria das plantas de energia por combustível fóssil em construção, um valor constante de 30% foi usado como estimativa para a eficiência de conversão de seus combustíveis fósseis. Essa hipótese foi baseada nos dados disponíveis em literatura e baseados nas observações da atual situação destes tipos de plantas atualmente em operação no Brasil. Para as únicas duas plantas de gás natural em ciclo combinado (totalizando 648 MW) assumiu-se taxa de eficiência maior, isto é, 45%.”*

Logo, os únicos dados para plantas em construção em 2002 (com início de operação em 2002, 2003 e 2004) foram estimados. Todas outras eficiências foram calculadas. Do nosso conhecimento, não houve aperfeiçoamento/modernização das antigas plantas de energia por combustíveis fósseis no período analisado (2002 a 2004). Por esta razão, os participantes do projeto encontraram na aplicação de tais números não só a mais razoável, mas a melhor opção.

A geração de baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como o total de geração menos a geração de plantas térmicas de combustível fóssil, esse determinado através dos dados de despacho diário fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi fornecida aos validadores, e extensamente discutida com eles, a fim de tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, a tabela com as 126 plantas despachadas pela ONS é fornecida. Depois, uma tabela com as conclusões resumidas das análises, com o cálculo do fator de emissão.



## Plantas de Despacho da ONS

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO <sub>2</sub> /TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO <sub>2</sub> /MWh)
1	S-SE-CO	G	Termo Rio	Nov-2004	423,3	0,30	15,3	99,5%	0,670
2	S-SE-CO	H	Canápolis	Sep-1998	140,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
3	S-SE-CO	H	Queimado	May-2004	105,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
4	S-SE-CO	G	Norte Fluminense	Feb-2004	860,2	0,30	15,3	99,5%	0,670
5	S-SE-CO	H	Jaunu	Sep-2003	121,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
6	S-SE-CO	H	Guaporé	Sep-2003	120,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
7	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306,0	0,30	15,3	99,5%	0,670
8	S-SE-CO	H	Furnil (MG)	Jan-2003	180,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
9	S-SE-CO	H	Itaquira I	Sep-2002	156,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
10	S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484,5	0,30	15,3	99,5%	0,670
11	S-SE-CO	G	Canoaas	Sep-2002	160,6	0,30	15,3	99,5%	0,670
12	S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
13	S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384,9	0,30	15,3	99,5%	0,670
14	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Nov-2001	5,0	0,30	20,7	99,0%	0,900
15	S-SE-CO	H	Rosário	Jun-2002	55,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
16	S-SE-CO	G	Ibitiré	May-2002	226,0	0,30	15,3	99,5%	0,670
17	S-SE-CO	H	Caná Brava	May-2002	465,9	1,00	0,0	0,0%	0,000
18	S-SE-CO	H	São Clara	Jan-2002	80,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
19	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1.140,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
20	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87,0	0,28	15,3	99,5%	0,718
21	S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922,6	0,24	15,3	99,5%	0,837
22	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	80,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
23	S-SE-CO	H	Eletrol	Oct-2001	379,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
24	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
25	S-SE-CO	G	Culíaba (Mario Covas)	Aug-2001	529,2	0,30	15,3	99,5%	0,670
26	S-SE-CO	G	W. Afonso	Jan-2001	126,0	0,25	15,3	99,5%	0,864
27	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639,9	0,45	15,3	99,5%	0,447
28	S-SE-CO	G	S. Caxias	Jan-1999	1.240,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
29	S-SE-CO	H	Canoaas I	Jan-1999	82,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
30	S-SE-CO	H	Canoaas II	Jan-1999	72,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
31	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
32	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1.540,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
33	S-SE-CO	D	Culíaba (Mario Covas)	Oct-1998	529,2	0,27	20,2	99,0%	0,978
34	S-SE-CO	H	Sobral	Sep-1998	60,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
35	S-SE-CO	H	PCH ENIAE	Jan-1998	26,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
36	S-SE-CO	H	PCH CEFE	Jan-1998	25,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
37	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
38	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
39	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	50,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
40	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
42	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
43	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	59,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
44	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
45	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
46	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
47	S-SE-CO	H	S. Meia	Jan-1998	1.275,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
48	S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
49	S-SE-CO	H	Guilmar Amorim	Jan-1997	140,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
50	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
51	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
52	S-SE-CO	H	Novo Ponte	Jan-1996	510,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
53	S-SE-CO	H	Sagrado (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1.260,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
54	S-SE-CO	H	Taquarucu	Jan-1989	554,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
55	S-SE-CO	H	Manso	Jan-1988	210,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
56	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	1.125,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
57	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1.450,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
58	S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
59	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1.874,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
60	S-SE-CO	H	T. Imbuás	Jan-1985	807,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
61	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6.300,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
62	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5.375,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
63	S-SE-CO	H	Embarcação	Jan-1982	1.192,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
64	S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	3.574,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
65	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1.676,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
66	S-SE-CO	H	S. Santiago	Jan-1980	1.420,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
67	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2.280,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
68	S-SE-CO	O	Itaipap	Jan-1980	59,0	0,30	20,7	99,0%	0,900
69	S-SE-CO	H	Itaipua	Jan-1978	512,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
70	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1.396,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
71	S-SE-CO	H	S. Simão	Jan-1978	1.710,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
72	S-SE-CO	H	Guaporé	Jan-1977	640,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
73	S-SE-CO	H	S. Osório	Jan-1975	1.076,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
74	S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1.440,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
75	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
76	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446,0	0,26	26,0	98,0%	1,294
77	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	390,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
78	S-SE-CO	H	Porto Colômbia	Jun-1973	320,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
79	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
80	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
81	S-SE-CO	H	Ita Sotéria	Jan-1973	3.484,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
82	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
83	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
84	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
85	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
86	S-SE-CO	H	Sá Carvalho	Apr-1970	78,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
87	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
88	S-SE-CO	H	Itaipina	Jan-1969	131,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
89	S-SE-CO	H	Juiz de Fora	Jan-1969	1.551,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
90	S-SE-CO	O	Allegrete	Jan-1968	66,0	0,26	20,7	99,0%	1,040
91	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
92	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766,0	0,31	15,3	99,5%	0,648
93	S-SE-CO	H	Paraburum	Jan-1968	36,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
94	S-SE-CO	H	Linsóio (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
95	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
96	S-SE-CO	C	J. Lacerda C	Jan-1965	363,0	0,25	26,0	98,0%	1,345
97	S-SE-CO	C	J. Lacerda B	Jan-1965	262,0	0,21	26,0	98,0%	1,602
98	S-SE-CO	C	J. Lacerda A	Jan-1965	232,0	0,18	26,0	98,0%	1,685
99	S-SE-CO	H	Barri (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
100	S-SE-CO	H	Furnil (RJ)	Jan-1965	216,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
101	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	26,0	0,30	26,0	98,0%	1,121
102	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1.216,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
103	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140,8	1,00	0,0	0,0%	0,000
104	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72,0	0,23	26,0	98,0%	1,462
105	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97,7	1,00	0,0	0,0%	0,000
106	S-SE-CO	H	Jacú	Jan-1962	180,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
107	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
108	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
109	S-SE-CO	H	Euclydes da Cunha	Jan-1960	108,8	1,00	0,0	0,0%	0,000
110	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
111	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
112	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
113	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
114	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
115	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
116	S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
117	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20,0	0,26	26,0	98,0%	1,294
118	S-SE-CO	O	Canápolis	Jan-1954	36,2	0,30	20,7	99,0%	0,900
119	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472,0	0,30	20,7	99,0%	0,900
120	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
121	S-SE-CO	H	Nilo Pecanha	Jan-1953	378,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
122	S-SE-CO	H	Franco Moura	Jan-1953	136,3	1,00	0,0	0,0%	0,000
123	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
124	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
125	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189,7	1,00	0,0	0,0%	0,000
126	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	41,8	1,00	0,0	0,0%	0,000
Total (MW) =					66.007,1				

\* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest

\*\* Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações do Gerador (<http://www.anel.gov.br/>), data collected in november 2004.

[2] Bost, M.; A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Luksemb. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change.



## Tabela Resumo

Pequena escala fatores de emissão para o sistema interligado brasileiro Sul-Sudeste-Centro-Oeste		
<b>Linha de base para PPE (sem importação)</b>	<b>MO (tCO<sub>2</sub>e/MWh)</b>	<b>Total geração (MWh)</b>
2002	0,9304	276.731.024
2003	0,9680	295.666.969
2004	0,9431	301.422.617
	<b>Média MO (2002-2004, tCO<sub>2</sub>e/MWh)</b>	<b>Total = 873.820.610</b>
	0,9472	<b>MC 2004 (tCO<sub>2</sub>e/MWh)</b>
	<b>MO*0.5+MC*0.5 (tCO<sub>2</sub>e/MWh)</b>	0,1045
	<b>0,5258</b>	

A tabela a seguir apresenta as informações e dados usados para determinar o cenário de linha de base.

Número ID	Tipo de Dado	Valor	Unidade	Fonte de Dados
1. EG <sub>y</sub>	Eletricidade fornecida á rede pelo projeto	Obtida durante toda vida útil do projeto	MWh	CENAEEL
2. EF <sub>y</sub>	CO <sub>2</sub> fator de emissão da rede	0,5258	tCO <sub>2</sub> e/MWh	Calculado
3. EF <sub>OM,y</sub>	CO <sub>2</sub> fator de emissão da margem de operação da rede.	0,9472	tCO <sub>2</sub> e/MWh	Esse valor foi calculado usando dados da ONS
4. EF <sub>BM,y</sub>	CO <sub>2</sub> fator de emissão da margem de construção da rede.	0,1045	tCO <sub>2</sub> e/MWh	Esse valor foi calculado usando dados da ONS

1. Data de finalização do texto final desta seção da linha de base: 20/02/2006.

2. Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base

ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é um participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções da emissão de GEE e é, portanto, em parceria com a CENAEEL, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.

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

01/04/2004.

**C.1.2 Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto de pequena escala:**

20y-0m.

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

30/11/2006.

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

7y-0m.

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

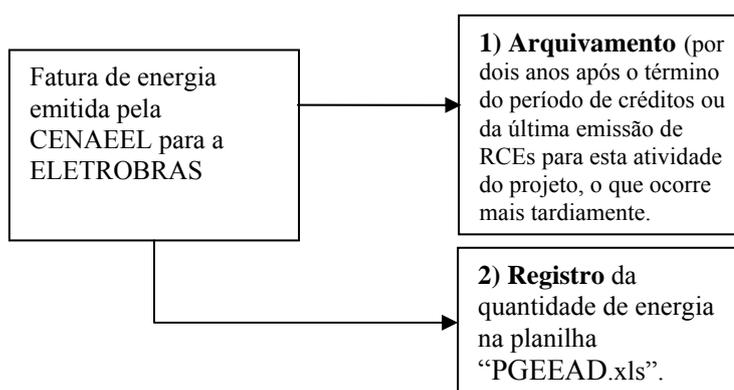
Deixado em branco intencionalmente.

**C.2.2.2. Duração:**

Deixado em branco intencionalmente.

**SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento:**

O monitoramento ocorrerá como segue:

**Figura 5: Sistema de monitoramento**

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela CENAEEL para a Eletrobrás, distribuidor de energia. O arquivamento correrá por dois anos após o término do período de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorre mais tardiamente. A quantidade de energia será registrada na planilha “PGEEAD.xls”, que deverá ser o instrumento das próximas verificações.



A calibração dos instrumentos de medição de energia será feita pela COPEL, a concessionária local. Os procedimentos de calibração devem ser feitos anualmente. A medição de energia também será feita pela COPEL no ponto de conexão. A CENAEEL irá comparar a energia medida pela COPEL com os dados da Aquisição e Supervisão de Controle de Dados (ASCD) a ser fornecida pela Wobben Wind Power.

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

Metodologia de monitoramento aprovada: “Geração de energia renovável para a rede”, Tipo ID no apêndice B Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto de MDL de Pequena Escala.

**D.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto de pequena escala:**

De acordo com a metodologia, o monitoramento consiste na medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável. No caso de plantas que utilizem dois combustíveis, a quantidade de biomassa e de combustível fóssil deve ser monitorada.

Pelo exposto, a metodologia é perfeitamente aplicável ao PGEEAD: o projeto utiliza uma natural e renovável fonte de energia para produzir e comercializar eletricidade renovável com a rede brasileira.



<b>D.3 Dados a serem monitorados:</b>									
Número ID (Favor usar números para refenciar à tabela D.3)	Tipo de dados	Variável	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletrônico/papel)	Por quanto tempo os dados arquivados serão mantidos?	Comentários
1.	Eletricidade fornecida a rede pelo projeto	EGy	MWh	m	mensal	100%	Eletrônico e papel	Checagem dupla através dos recibos de venda. Será arquivado de acordo com procedimentos internos, até dois anos após o fim do período de obtenção de créditos.	Dupla checagem pelas notas fiscais de venda.
2.	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da rede.	EFy	tCO <sub>2</sub> e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e papel	Será arquivado de acordo com procedimentos internos, até dois anos após o fim do período de obtenção de créditos.	Os valores serão recalculados no momento de cada renovação da linha de base
3.	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da Margem de Operação da rede.	EF <sub>OM,y</sub>	tCO <sub>2</sub> e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e papel	Será arquivado de acordo com procedimentos internos, até dois anos após o fim do período de obtenção de	Os valores serão recalculados no momento de cada renovação da linha de base



								créditos.	
4.	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da Margem em Construção da rede.	EF <sub>BM,y</sub>	tCO <sub>2</sub> e/M Wh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Electrônico e papel	Será arquivado de acordo com procedimentos internos, até dois anos após o fim do período de obtenção	Os valores serão recalculados no momento de cada renovação da linha de base renovation

**D.4. Explicação qualitativa de como os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) estão sendo considerados:**

Dados	Grau de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explique os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados, ou por que tais procedimentos não são necessários.
1	Baixo	Estes dados serão diretamente usados para o cálculo das reduções de emissões. Registro das vendas e outros registros são usados para assegurar a consistência.
2	Baixo	Monitoramento desnecessário
3	Baixo	Monitoramento desnecessário
4	Baixo	Monitoramento desnecessário

**D.5. Descreva a estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto implementará para monitorar as reduções de emissões e quaisquer efeitos relacionados às fugas, gerados pela atividade de projeto:**

A estrutura para o monitoramento desta atividade de projeto consistirá basicamente no registro da quantidade de energia exportada par a rede (EG<sub>y</sub>) do ano de 2006 até o final do último período de créditos. Dado que nenhuma fuga ou mudanças no fator de emissão da rede foram verificadas nesta atividade de projeto, não será necessário o monitoramento de variáveis para estes casos. Há duas operações a serem realizadas para garantir a consistência dos dados, apesar do monitoramento ser realizado sobre uma variável.

1. Leituras mensais do equipamento de medição calibrado devem ser registradas numa planilha eletrônica;
2. Recibos de venda devem ser arquivados para dupla checagem dos dados. No caso de inconsistência, esses são os dados a ser usados.



Ademais, de acordo com a lei, o equipamento de medição deve calibrado periodicamente para obedecer aos regulamentos para produtores independentes de energia conectados à rede regional. A medição oficial da energia elétrica será efetuada pela ELETROBRÁS, e então será comparada com a medição feita pela CENAEEL, visando atingir um valor comum da quantidade de energia produzida. O valor mútuo é usado quando comparado com a fatura.

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

ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções das emissões de GEEs e é, portanto, em parceria com a CENAEEL, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.

**SEÇÃO E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes:****E.1. Fórmula usada:****E.1.1. Fórmula selecionada como fornecida no apêndice B:**

O apêndice B não indica uma fórmula específica para calcular as reduções de emissão de GEEs por fontes.

**E.1.2 Descrição da fórmula quando não for fornecida no apêndice B:****E.1.2.1. Descrição da fórmula usada para estimar emissões antropogênicas por fontes de GEE devido à atividade de projeto dentro da fronteira do projeto:**

Essa atividade de projeto não acarreta queima adicional de combustível fóssil devido à sua implantação. Dessa forma, não há emissão de GEE devido à atividade de projeto.

Então,  $PE_y = 0$

$PE_y$  são as emissões do projeto durante o ano  $y$  em toneladas de  $CO_2e$ .

**E.1.2.2 Descrição da fórmula usada para estimar fuga devido à atividade de projeto, onde requerido, para a categoria de projeto aplicável no apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:**

De acordo com o parágrafo de fuga da Metodologia de monitoramento aprovada “Geração de energia renovável para rede”, Tipo I.D. no apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, a seguinte aplicabilidade é descrita:

**“Fuga**

8. Se os equipamentos de geração de energia forem transferidos de outra atividade ou se um equipamento existente for transferido para outra atividade, fuga deve ser considerada.”

Já que nenhuma das condições acima é aplicável para o PGEEAD, não há fuga a ser considerada nessa atividade de projeto.

Assim,  $L_y = 0$

$L_y$  são as emissões de fuga durante o ano  $y$  em toneladas de  $CO_2e$ .

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

$L_y + PE_y = 0$

**E.1.2.4 Descrição da fórmula usada para estimar emissões antropogênicas por fontes de GEEs na linha de base usando a metodologia de linha de base para a categoria de projeto aplicável no apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:**



De acordo com a metodologia de linha de base I.D., a linha de base é kWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicada por um coeficiente de emissão (medido em kg CO<sub>2</sub>equ/kWh ou em ton CO<sub>2</sub>equ/MWh) calculado de uma forma transparente e conservadora como:

(a) A média da “margem de operação aproximada” e da “margem de construção”, onde:

(i) A “margem de operação aproximada” é a média ponderada das emissões (em kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) de todas as fontes de geração servindo o sistema, excluindo geração hidráulica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar;

(ii) A “margem de construção” é a média ponderada das emissões (em kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) de adições recentes de capacidade ao sistema, sendo que as adições de capacidade são definidas como a maior (em MWh) das 20% mais recentes plantas existentes ou as 5 plantas mais recentes.”

OU,

(b) a média ponderada das emissões (em kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) da mistura de geração atual.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão de linha de base da eletricidade é a opção (a) *A média da “margem de operação aproximada” e a “margem de construção”*.

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão para a rede à qual a atividade de projeto é conectada, como os dados principais para determinar o cenário da linha de base. No Brasil, há duas redes principais, Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste, então o subsistema Norte-Nordeste é o relevante para esse projeto.

Para calcular a Margem de Operação, dados de despacho diários do Operador Nacional do Sistema (ONS) precisaram ser coletados. ONS não fornece regularmente tais informações, o que implicou em obtê-las através de comunicação direta com a entidade.

As informações obtidas referem-se aos anos 2002, 2003 e 2004, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio (no final de 2005 ONS forneceu dados de despacho para toda a rede interconectada na forma de relatórios<sup>5</sup> de Jan. 1, 2002 a Dez. 31, 2004, as informações mais recentes disponíveis nesse estágio).

De acordo com a metodologia, o projeto determina o fator de emissão da MO ( $EF_{OM,y}$ ). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

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

<sup>5</sup> *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários de todo o sistema interconectado de 1º de Janeiro de 2002 a 31 de Dezembro de 2004



É assumido aqui que todas as usinas de fontes de baixo custo e despacho obrigatório produzem emissões nulas.

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

Onde:

$F_{i,j(or m),y}$  é a quantidade de combustível  $i$  (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes relevantes de energia  $j$  no ano(s)  $y$ ;

$j,m$  refere-se às fontes de energia fornecedoras de eletricidade à rede, exceto plantas de baixo custo e despacho obrigatório, e excluindo importações da rede;

$COEF_{i,j(or m),y}$  é o coeficiente de emissão de  $CO_2$  do combustível  $i$  ( $tCO_2$  / unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia  $j$  (ou  $m$ ) e o percentual de oxidação do combustível em ano(s)  $y$ ;

$GEN_{j(or m),y}$  é a eletricidade (MWh) despachada à rede pela fonte  $j$  (ou  $m$ );

$BE_{electricity,y}$  são as emissões de linha de base devido à substituição de eletricidade durante o ano  $y$  em toneladas de  $CO_2$ ;

$EG_y$  é a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano  $y$  em MWh e;

$EF_{electricity,y}$  é o fator de emissão de  $CO_2$  de linha de base para a eletricidade.

Os dados do ONS, assim como, a planilha do cálculo dos fatores de emissão foram disponibilizados para o validador (EOD). Na planilha, os dados de despacho são tratados para permitir o cálculo do fator de emissão para os três anos mais recentes com as informações disponíveis, que são de 2002, 2003 e 2004.

A geração de eletricidade para cada ano também precisa ser levada em consideração. Essa informação é fornecida na tabela abaixo:

Ano	Carga de Eletricidade (MWh)
2002	276.731.024
2003	295.666.969
2004	301.422.617

Usando informações apropriadas para  $F_{i,j,y}$  e  $COEF_{i,j}$ , fatores de emissão da MO para cada ano podem ser determinados, como segue.

$$EF_{OM,2002} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM,2002} = 0,9304 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$



$$EF_{OM,2003} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM,2003} = 0,9680 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$
$$EF_{OM,2004} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM,2004} = 0,9431 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, para determinar a linha de base *ex-ante*, a média entre os três anos é calculada, determinando o valor médio de  $EF_{OM}$

$$EF_{OM,2002-2004} = 0,9472 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (MC) também precisa ser determinado.

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

A geração de eletricidade neste caso, corresponde a 20% do total gerado no ano mais recente (2004), como as 5 plantas mais recentes construídas geram menos que os 20%. Calculando tal fator:

$$EF_{BM,2004} = 0,1045 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o MO quanto o MC sendo os pesos de 50% e 50% por definição. Logo, o resultado será:

$$EF_{electricity,2002-2004} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} = \frac{0,9472 + 0,1045}{2} = 0,5258 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

É importante notar que as considerações adequadas dos pesos acima estão atualmente sendo estudadas pelo Painel Metodológico, e existe uma possibilidade de que os pesos utilizados na metodologia aplicada aqui sofram alterações.

As emissões da linha de base poderiam ser proporcionais à eletricidade despachada à rede durante o período de duração do projeto. As emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade são calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ( $EF_{electricity,2002-2004}$ ) pela eletricidade gerada pela atividade do projeto.

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity,2002-2004} \cdot EG_y$$

Onde:

$BE_{electricity,y}$  são as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade durante o ano  $y$  em toneladas de  $\text{CO}_2$ ;



$EF_{electricity,y}$  é o fator de emissão de CO<sub>2</sub> de linha de base pela substituição de eletricidade devido à atividade de projeto durante o ano y em toneladas de CO<sub>2</sub>/MWh,

$EG_y$  é a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano y em MWh.

Então, para o primeiro período de crédito, as emissões de linha de base serão calculadas como se segue:

$$BE_{electricity,y} = 0,5258 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (em tCO}_2\text{e)}$$

**E.1.2.5 Diferença entre os itens E.1.2.4 e E.1.2.3, representando as reduções nas emissões da atividade de projeto durante o período escolhido::**

As reduções de emissões para essa atividade de projeto durante determinado ano são:

$$ER = BE_{electricity,y} - (L_y + PE_y) = 0,5258 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y - 0 \rightarrow ER = 0,5258 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y$$

**E.2 Tabela fornecendo valores obtidos ao se aplicar a fórmula acima:**

Projeto de Geração de Energia Eólica Água Doce											
Reduções de Emissões (Conectado à Rede)	Item	Antes do PGEEAD (dd/mm/aa)								Total CERs	
		2005	30/11/2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		29/11/2013
	Capacidade instalada total (MW)	0	9	9	9	9	9	9	9	9	
	Capacity factor	0	0,309	0,309	0,309	0,309	0,309	0,309	0,309	0,309	
	Estimativa de energia a ser vendida para a rede (MWh)	0	2.172	26.063	26.063	26.063	26.063	26.063	26.063	23.891	
	Fator de emissão (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	
	<b>Reduções de Emissões (tCO<sub>2</sub>e)</b>	<b>0</b>	<b>1.142</b>	<b>13.704</b>	<b>13.704</b>	<b>13.704</b>	<b>13.704</b>	<b>13.704</b>	<b>13.704</b>	<b>12.562</b>	

Dados relacionados com o “fator de capacidade=0,309” fornecidos pela Wobben Wind Power, a subsidiária brasileira do fabricante de turbinas Enercon.

Total de reduções de emissão para o primeiro período de créditos é estimado em 95.928 tCO<sub>2</sub>e.

**SEÇÃO F. Impactos Ambientais**

**F.1. Se requerido pela Parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:**

Os possíveis impactos ambientais foram analisados pela Fundação do Meio Ambiente – FATMA (Fundação Ambiental) do Estado de Santa Catarina. O PGEEAD está de acordo com a legislação ambiental brasileira e já obteve Licença de Instalação.

A Licença de Instalação foi emitida no dia 6 de julho de 2005, apresenta validade de um ano, podendo ser renovada. As condições para a validade desta Licença são descritas a seguir:

- O parque eólico opera com 15 aero geradores de 600 kW, correspondendo a uma potência total instalada de 9 MW;



- Os aero geradores são do tipo E 40/600 kW e apresentam, em média, nível de ruído de 101 dB @ 10 m de altura, com ventos de 10 m/s;
- A preservação e a manutenção dos recursos hídricos existentes estão em acordo com a Lei nº. 4.771/65, modificada pela Lei nº 7.803/89, assegurado pelo artigo 2;
- Medidas preventivas contra a erosão do solo devem ser tomadas. Uma vez descomissionado o projeto, o solo deve voltar ao seu estado inicial;
- As medidas de controle do processo de erosão devem considerar que somente espécies da vegetação local podem ser plantadas;
- O monitoramento da fauna deve ser feito de acordo com os projetos aprovados pela FATMA;
- A implementação de medidas de controle ambiental deve estar de acordo com o “Plano Ambiental Básico”;
- As rotas de acesso para o Parque Eólico devem ser distribuídas de maneira apropriada, com estradas sinalizadas, visando evitar acidentes;
- Um apropriado sistema de disposição de entulho (lixo) deve ser instalado durante a etapa de construção;
- CENAEEL não deve instalar aero geradores nas chamadas “Áreas de Preservação Permanentes”;
- Quaisquer alterações nas especificações acima devem ser previamente aceitas pela FATMA;
- FATMA tem o direito de solicitar modificações nos sistemas de controle e suspender ou cancelar a licença no caso de:
  - Omissão ou fornecimento de dados falsos para obtenção da licença;
  - Ocorrência de inesperados impactos ambientais negativos e/ou ameaça a saúde pública.

Os técnicos da CENAEEL deverão submeter, em 15 dias, após a expiração da data da licença um Relatório de execução Final com adequada análise fotográfica.

Não haverá impactos fora do limite da atividade de projeto do PGEEAD. Todos os impactos relevantes ocorrerão no interior da fronteira brasileira e devem ser mitigados de acordo com os requisitos ambientais para a implementação do projeto. Portanto o PGEEAD não afetará nenhum país ao redor do Brasil.

#### **SEÇÃO G. Comentários do atores:**

##### **G.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:**

Conforme exigência da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima Brasileira a AND brasileira, CENAEEL convidou diversas organizações e instituições a comentarem sobre o projeto de MDL que está em desenvolvimento. Cartas<sup>6</sup> foram enviadas para as seguintes instituições:

- Prefeitura Municipal de Água Doce – SC;

<sup>6</sup> As cópias desses convites estão disponíveis com os participantes do projeto.



- *Câmara dos Vereadores de Água Doce – SC;*
- *Fórum Brasileiro de ONGs ;*
- *Ministério Público de Santa Catarina;*
- *Fundação do Meio Ambiente – FATMA;*
- *Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Água Doce – SC;*
- *Câmara de Dirigentes Lojistas de Água Doce – SC.*

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

Antes da Entidade Operacional Designada submeter o DCP para a Consulta Pública Global, o PGEEAD recebeu comentários do Fórum Brasileiro de ONG's e da Administração Municipal da cidade de Água Doce.

O Fórum Brasileiro de ONG's enviou uma carta a CENAEEL datada do dia 27 de setembro de 2005, na qual agradece a CENAEEL pelo envio da correspondência e reconhece a importância dos seus comentários. A carta do Fórum Brasileiro de ONG's menciona a importância da consulta dos atores globais para aperfeiçoar a sustentabilidade e a qualidade do projeto. O fórum afirma que está aguardando a manifestação do Governo Federal Brasileiro, através da Comissão Interministerial Mudança Global do Clima, sobre a maneira pela qual os comentários e análises são considerados na decisão final dos projetos.

A administração municipal enviou uma carta para a CENAEEL, datada de 24 de outubro de 2005. A carta apresentava comentários positivos e apoio ao projeto e outras iniciativas similares. Entretanto, a Prefeitura agradecerá informações mais detalhadas sobre impactos técnicos sociais e ambientais do PGEEAD.

**G.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:**

A CENAEEL respondeu aos questionamentos da Administração Municipal e do Fórum Brasileiro de ONG's por meio de duas cartas separadas, nas quais declara que o projeto se encontra em fase de validação. Dado que o processo de validação poderá resultar em mudanças significativas no DCP, a CENAEEL submeterá o documento final aprovado à Prefeitura logo que possível. Enquanto isso, CENAEEL permanecerá à disposição para prestar qualquer esclarecimento.

**Anexo 1****DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO****Participante do projeto -1:**

Organização:	CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.
Rua/Cx. Postal:	Rodovia PRT 280 - km 97
Edifício:	
Cidade:	Água Doce
Estado/Região:	Santa Catarina – SC
CEP:	89654-000
País:	Brasil
Telefone:	(11) 6915-9020
FAX:	(11) 6915-9020
E-Mail:	
URL:	www.eolik.com.br
Representada por:	
Título:	
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Fernandes
Nome do meio:	Salvatore
Nome:	Daniel
Departamento:	
Celular:	(11) 8133-3441
FAX direto:	(11) 6915-9020
Tel direto:	(11) 6915-9020
E-Mail:	daniel@eolik.com.br

**Participante do Projeto -2:**

Organização:	Econergy Brasil Ltda.
Rua/Cx. Postal:	Rua Pará, 76 cj 41
Edifício:	Higienópolis Office Center
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	SP
CEP:	01243-020
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (11) 3219-0068
FAX:	+55 (11) 3219-0693
E-Mail:	-
URL:	<a href="http://www.econergy.com.br">http://www.econergy.com.br</a>
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Diniz Junqueira
Nome do meio:	Schunn
Nome:	Marcelo
Departamento:	-
Celular:	+55 (11) 8263-3017
FAX direto:	Mesmo acima
Tel direto:	+ 55 (11) 3219-0068 ext 25 and/or mobile
E-Mail:	<a href="mailto:junqueira@econergy.com.br">junqueira@econergy.com.br</a>

**Anexo 2****INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Não há financiamento público de partes incluídas no Anexo I envolvido na atividade de projeto PGEEAD.