



**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 Horizonte (PGEEH)

Versão 2

Data do documento: 20 de fevereiro de 2006

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

O PGEEH é promovido pela Central Nacional de Energia Eólica (CENAEEL) um desenvolvedor privado brasileiro de energia eólica.

O objetivo do PGEEH 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 (PPA - Power Purchase Agreement). A atividade de projeto reduzirá as emissões de CO₂ porque evitará o despacho de uma fonte de energia elétrica que utilize combustível fóssil na margem do sistema por energia eólica “limpa”.

O PGEEH já está em operação. Ele entrou em operação em 2004. A usina eólica consiste em 8 aerogeradores, com uma capacidade total de 600 kW cada, com uma capacidade total de 4,8 MW. Espera-se que com o projeto sejam produzidos aproximadamente 84,2 GWh durante o primeiro período de créditos, entre 2004 e 2010, energia que será vendida para a CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina, a distribuidora de eletricidade local, através do PPA firmado entre CENAEEL e Celesc.

O projeto auxiliará o Brasil através do incentivo e do crescimento do mercado e da comercialização de tecnologias de energia renovável conectada ao sistema. Assim, o projeto auxiliará a reduzir as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEEs) pelo deslocamento de energia que seria produzida pela queima de uma fonte fóssil. O projeto ainda irá demonstrar a viabilidade de grandes parques eólicos conectados ao sistema, que podem incrementar a oferta de energia, a melhorar a qualidade do ar, desenvolver tecnologias de energia sustentável, o aumentar a qualidade de vida local.

Os objetivos específicos do projeto são:

- Desenvolvimento sustentável através da geração de energia por uma fonte renovável;
- Aumento da participação de fontes renováveis de geração de energia no sistema elétrico nacional e regional;
- Prevenção de eventuais quedas da oferta de energia, especialmente no Estado de Santa Catarina, Brasil;
- Aumento da cobertura elétrica no território nacional
- Redução de emissões de GEEs, se comparado com o cenário da prática comum;
- Redução na emissão de outros poluentes (SO_x, NO_x, material particulado, etc) resultantes da indústria de geração de energia;
- Estímulo ao aumento da capacidade eólica do Brasil;
- Conservação dos recursos naturais, incluindo a terra, florestas, minerais, água e ecossistemas;
- Criação de oportunidades de emprego na área do projeto;



É importante focar que o PGEEH permitiu a geração de 181 oportunidades de emprego, como apresentado a seguir:

Geração de Empregos	Horizonte
Implementação – diretos	50
Implementação – indiretos	100
Operação – diretos	1
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)	<ul style="list-style-type: none">• 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.:

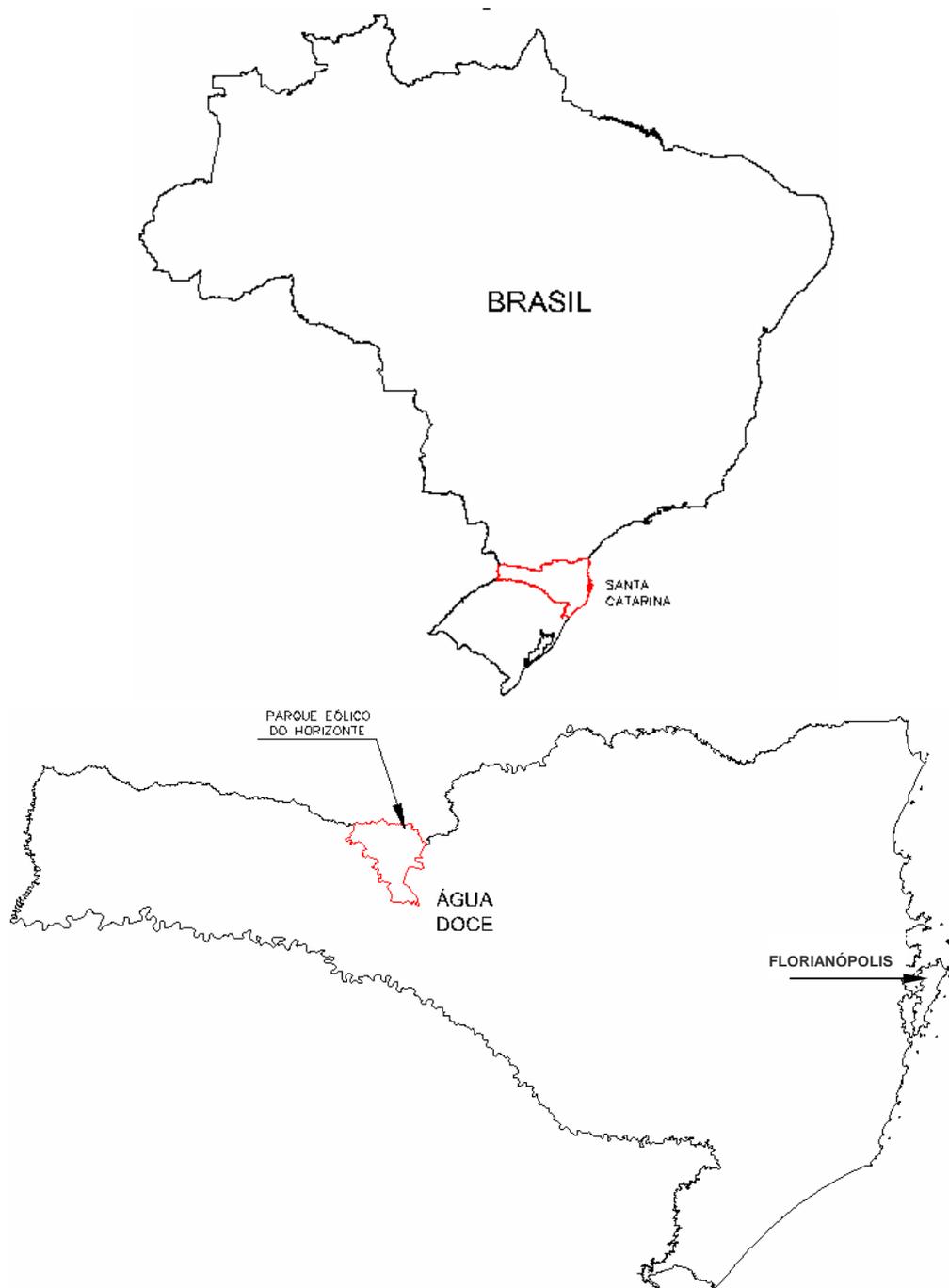
Santa Catarina - SC

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 PGEEH localiza-se na Rodovia PRT 280 – km 94,3 dentro da cidade de Água Doce, na região noroeste do Estado de Santa Catarina, a aproximadamente 500 km da capital Florianópolis, como mostram as Figuras 1 e 2.



Figuras 1 e 2: Posição geográfica 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.

Quando foi considerada a instalação da usina eólica, a característica mais importante é a velocidade do vento. Com uma velocidade de vento dobrada, a energia do vento cresce por um fator 8, então mesmo pequenas mudanças na velocidade do vento podem produzir grandes mudanças no desempenho econômico da usina eólica. Uma vez que o recurso energético dos ventos está estabelecido, o desafio da engenharia é aproveitar a energia e convertê-la em eletricidade.

Os rotores das turbinas eólicas modernas consistem em três pás, e a velocidade e energia são controladas por trava e injeção. O rotor deve estar junto ao seu gerador via uma caixa de engrenagens e trilhos, ou o gerador deve estar acoplado diretamente ao rotor em um arranjo conhecido como direção direta. Turbinas operando em velocidades variáveis estão tornando-se comuns porque essa característica aumenta a compatibilidade com a rede elétrica. As pás do rotor são tipicamente manufaturadas por poliéster ou epóxi, (de vidro) algumas vezes em combinação com madeira ou carbono. As torres tubulares que apóiam o compartimento do motor e rotor são feitas por aço e afuniladas da base ao compartimento do motor no topo.

Ruídos mecânicos foram praticamente eliminados e ruídos aerodinâmicos vastamente reduzidos. Turbinas eólicas são altamente confiáveis, com disponibilidades de operação de cerca de 98%: eles são capazes de funcionar durante 98% das horas em um ano.

O PGEEH opera 8600 KW Wobben (subsidiário brasileiro da fabricação da turbina Enercon) aerogeradores com uma capacidade instalada de 4,8 MW. O E40-600 KW tem as seguintes especificações técnicas:

- Rotor controlado por injeção;
- 3 sistemas de hélice em fibra de vidro;
- 3 hélices de fibra de vidro
- Gerador com trilho;
- 3 sistemas de controle independente com fornecimento de emergência;
- 12,5 m/s velocidade de vento “rated”;
- 28 m/s velocidade de vento “cut-out”;
- 2,5 m/s velocidade de vento “cut-in”;

CENAEEL iniciou a construção da usina eólica em 2003 e a unidade tornou-se operacional em 2004. A primeira venda de energia ocorreu em Fevereiro de 2004.

A seguir, algumas informações específicas do local do PGEEH. O layout das turbinas eólicas foi desenvolvido pela Wobben Windpower.

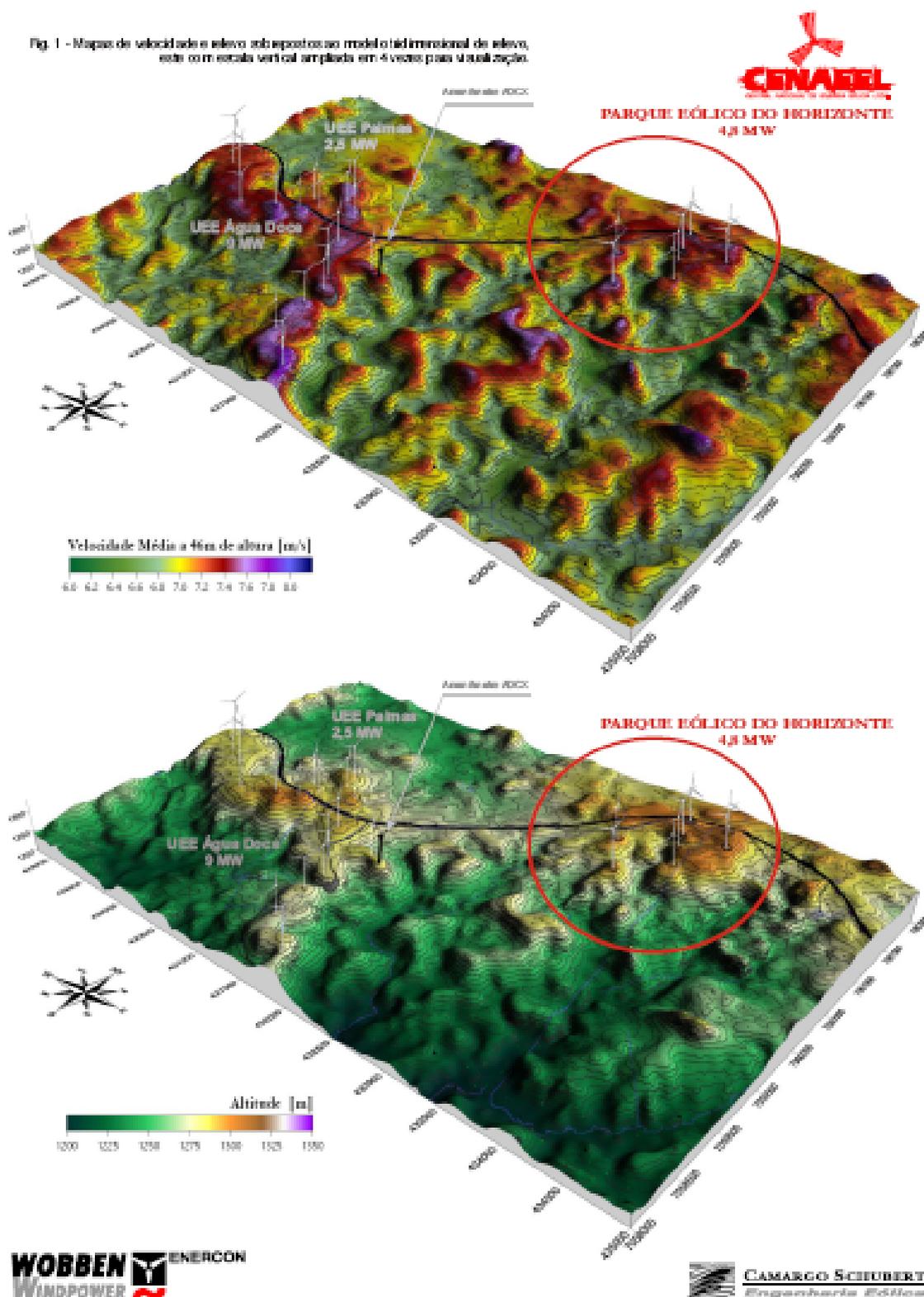


Figura 3: Mapas da velocidade média dos ventos (m/s) e altura do relevo (m).

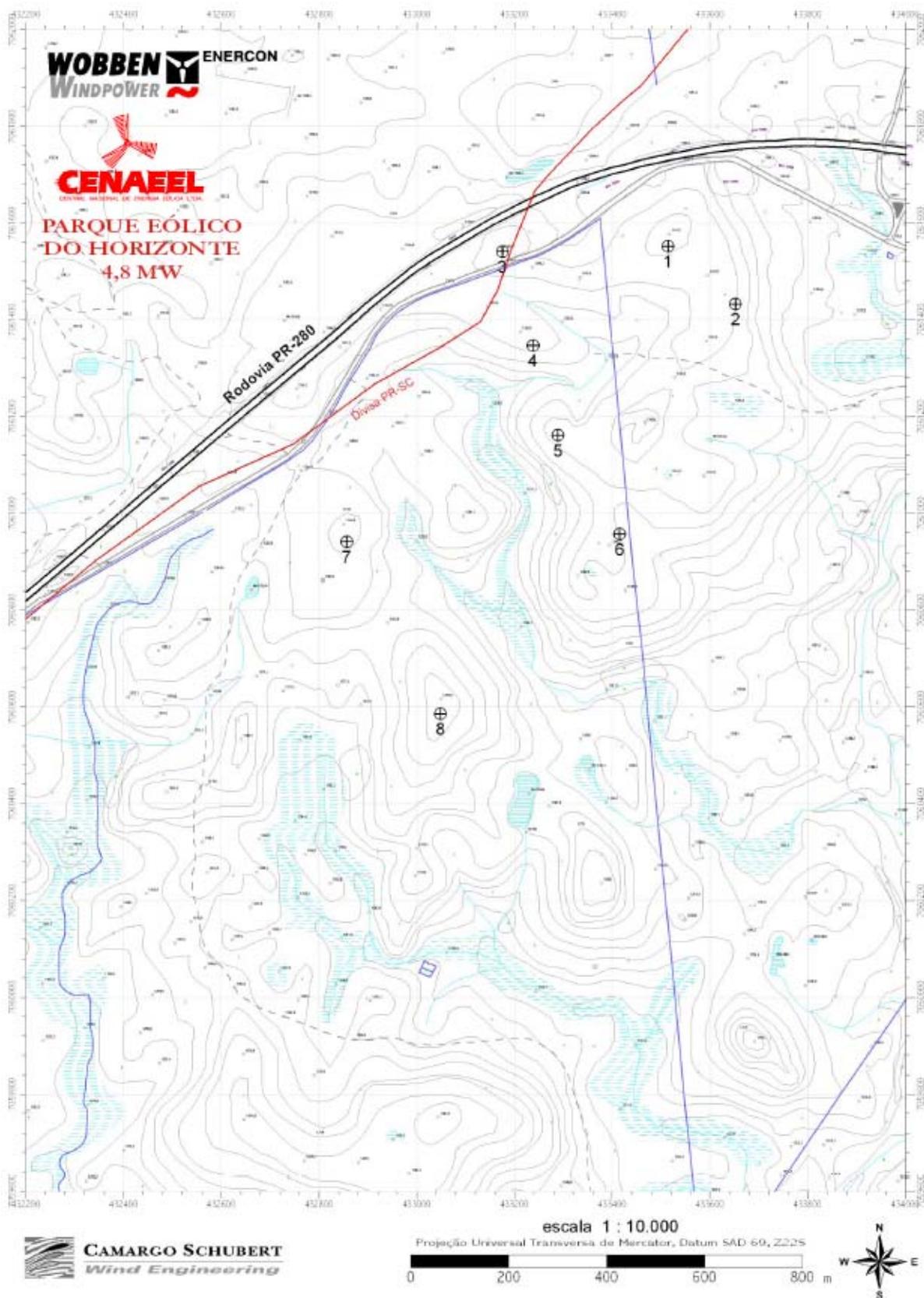


Figura 4: Mapa com o posicionamento dos 8 aero-geradores.

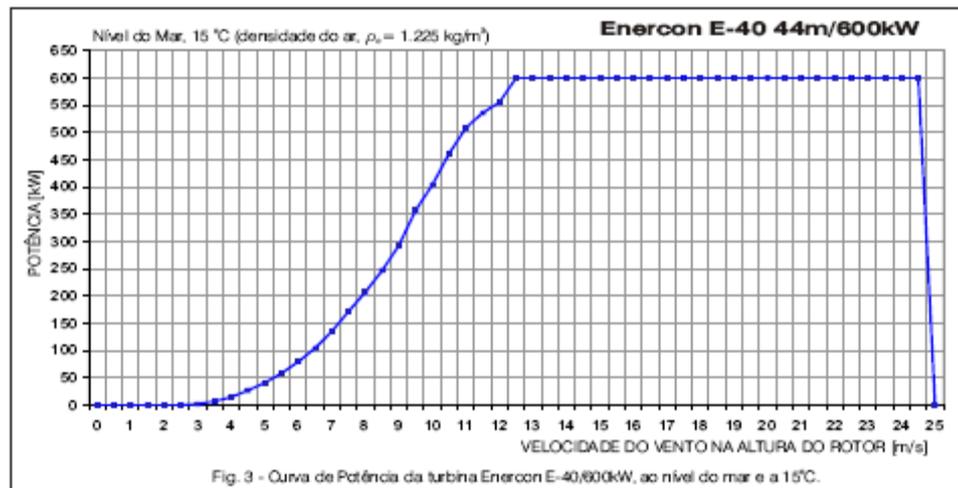


Figura 5: Curva de potência dos aero-geradores instalados no Parque Eólico do Horizonte

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:

Através do despacho de energia renovável para o sistema, eletricidade que seria produzida de outra forma através de combustíveis fósseis é deslocada. Esse deslocamento de eletricidade ocorre na margem do sistema – o projeto MDL deslocará eletricidade que é produzida por fontes marginais (principalmente usinas térmicas de combustíveis fósseis) - que apresentam um maior custo de despacho e somente são acionadas nos horários que as fontes de baixo custo e despacho obrigatório não conseguem atender a demanda (devido às restrições do maior custo de despacho marginal ou armazenamento de combustível – em caso de fontes hídricas).

As primeiras experiências com o aproveitamento de energia eólica datam antes dos anos noventa. Em 1976, um pouco menos do que um século depois do início dos estudos, o primeiro aero-gerador desenvolvido para a produção de energia para a rede elétrica entrou em operação na Dinamarca. Atualmente, existem mais de 30 GW de capacidade eólica instalada no mundo. A maioria dos projetos localiza-se na Alemanha, Dinamarca, Espanha e nos Estados Unidos. No Brasil, o primeiro anemográfico computadorizado e o primeiro sensor de potencial de energia eólica foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha (Pernambuco) no início dos anos 90.

Dados do Atlas do potencial eólico do Brasil indicam que o potencial eólico brasileiro é de 143.000 MW,. Hoje, a instalação de usina eólica no Brasil é de 26,8 MW, com o Estado do Ceará responsável por quase 65% do total. De acordo com a ANEEL¹, as áreas com os maiores potenciais podem ser encontradas nas regiões Nordeste, Sul e Sudeste do Brasil.

O potencial eólico mundial está estimado em 500.000 TWh/ano, o que representa mais de 30 vezes o consumo atual de energia elétrica. De todo esse potencial, pelo menos 10% são tecnicamente aproveitáveis, representando cerca de quatro vezes o consumo mundial de eletricidade (MME²).

¹ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

² MME – Ministério de Minas e Energia.



O setor elétrico brasileiro reconhece o papel dos produtores independentes de energia. O aumento da demanda de eletricidade abre uma oportunidade para usinas de geração de energia renovável no Brasil. Usinas eólicas geram eletricidade durante o ano todo e essa característica torna-a extremamente interessante no contexto brasileiro. A fonte elétrica brasileira mais importante é representada pelo sistema de geração hidrelétrico e o sistema está comprometido durante a estação seca do ano. Dessa forma, energia eólica representa uma fonte energética complementar interessante e uma solução atrativa para muitos comerciantes. Também deve ser esclarecido que os retornos extras e benefícios associados com projeto de energia eólica, desenvolvido de acordo com o MDL também representam um estímulo e incentivo financeiro para desenvolvedores e operadores de projetos de energia eólica.

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 ₂ e
2004	4.513
2005	5.387
2006	6.627
2007	6.627
2008	6.627
2009	6.627
2010	6.627
2011	552
Reduções Totais Estimadas (toneladas de CO₂e)	43.587
Numero total de anos de crédito	7
Média anual do período de créditos das reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	6.227

Reduções de emissão produzidas são somente para o ano de 2005. As reduções de emissão para os seguintes anos são estimativas.

A.4.4. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público do 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:

PGEEH refere-se à construção do parque eólico. Então, a situação existente antes da implantação da atividade nunca foi considerada uma atividade de projeto de MDL. Isso confirma que a 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:

Essa categoria é aplicável ao PGEEH devido ao fato que o projeto produz energia renovável através dos ventos e supre a rede com energia renovável.

O projeto é um projeto de energia renovável que produz eletricidade para um sistema de rede elétrica através do aproveitamento da energia natural dos ventos como uma fonte de combustível. O tipo de projeto é dessa forma Tipo I categoria D que cobre projetos de energia renovável para geração de eletricidade para um sistema.

As reduções de emissão são obtidas pelo suprimento de eletricidade para o sistema elétrico. O fornecimento de energia renovável à rede evita emissões geradas por plantas de combustível fóssil tradicionais. Unidades (turbinas) de geração de energia são cobertas pela metodologia selecionada.

A capacidade instalada total do PGEEH é de 4,8 MW. Então, desde que a entrega de eletricidade à rede não ultrapasse o valor definido de 15 MWe, o projeto se enquadra na categoria de projetos de MDL de pequena escala.

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

As opções são:

“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

Está comprovada a dificuldade em encontrar parceiros e potenciais investidores para desenvolver o projeto devido aos riscos associados com e energia eólica em uma região onde nenhum parque eólico é comercialmente operado.

Energia eólica no Brasil está no começo de seu desenvolvimento e muitos fatores importantes não são facilmente previstos: custo final do desenvolvimento do projeto, construção, infraestrutura, todos eles são bem conhecidos em mercados desenvolvidos de energia eólica, mas atualmente desconhecidos no Brasil devido a falta de experiência e os riscos financeiros e políticos associados ao país.

A possibilidade de obtenção de financiamento para o projeto não foi considerada no início, durante a fase de concepção do projeto. Mais especificamente, a oportunidade de requerer um financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) foi avaliada. Entretanto, os procedimentos para requerer esse financiamento particular e o tempo para obtê-lo seria mais longo que a construção propriamente dita.

Considerando o cenário descrito acima, não foi requerido financiamento e a construção do projeto foi realizada com capital próprio da CENAEEL.

B. Barreiras Tecnológicas

Barreiras tecnológicas representam um importante aspecto. Não existem muitas linhas de transmissão e distribuição na região onde a planta está operando. Então, o desenvolvimento e instalação resultaram em ser mais complicado do que seria em condições normais. Foi necessário construir uma linha de transmissão de 65 km, que levou a um aumento dos custos do projeto.

Além disso, considerando que a tecnologia de fabricação é razoavelmente nova no Brasil, é difícil encontrar pessoas qualificadas na construção, operação e manutenção do parque eólico. Isso representa uma barreira mais do que óbvia para a operação e manutenção do projeto.

C. Barreiras devido a prática comum

Sendo apenas 0,03% da capacidade instalada de geração de eletricidade no país em 2005, energia eólica está longe de ser adequadamente explorada. Uma das razões para tal situação é que os custos de energia eólica são significativamente maiores do que a energia hidrelétrica predominante, especialmente em um país com superfície tão ampla e grande número de rios e cachoeiras. Além disso, barreiras relacionadas com as tecnologias de projeto, implementação e operação de tais unidades são claramente presentes, já que não há conhecimento local suficiente no assunto.

D. Outras Barreiras

A energia eólica envolve riscos relativamente maiores comparados com a energia térmica ou hidrelétrica, pois vento é uma fonte intermitente de energia e é quase impossível calcular a geração de energia com detalhe. CENAEEL é a primeira empresa brasileira a investir em energia eólica no Brasil, sem ter qualquer experiência anterior no setor de energia. CENAEEL recebeu suporte técnico da Wobben Wind Power 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 do limite de projeto referente à metodologia de linha de base é aplicada à atividade de projeto da seguinte maneira:

Linha de base da rede de energia elétrica: para o PGEEH, o subsistema sul-sudeste da rede brasileira é considerado como fronteira. O parque eólico está conectado ao subsistema sul-sudeste e supre toda a energia eólica desse subsistema.

PGEEH: O PGEEH é a planta de geração elétrica considerado como fronteira e compreende todo o local onde a unidade de geração está localizada.

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 multiplicada por um fator de emissão (expresso em kg CO₂ equ/kWh ou em tCO₂ 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 CO₂ 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 CO₂equivalente/ 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 CO₂equ/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)³:

“... 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 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.

³ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia; Paris, 2000.



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), 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

Tabela Resumo

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO ₂ /TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /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-2003	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	Funil (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%	0,609
15	S-SE-CO	H	Rosário	Jun-2002	55,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
16	S-SE-CO	G	Ibirité	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	99,0%	0,837
22	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Jan-2001	60,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
23	S-SE-CO	G	Eletrobrás	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	Cuiabá (Mario Covas)	Aug-2001	529,2	0,30	15,3	99,5%	0,670
26	S-SE-CO	G	W. Afonso	Jan-2001	180,0	0,25	15,3	99,5%	0,844
27	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639,9	0,45	15,3	99,0%	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	Cuiabá (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 EMAE	Jan-1998	26,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
36	S-SE-CO	H	PCH CEÉE	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 ESCALSA	Jan-1998	52,0	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. Maria	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-1994	910,0	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	Taquaruçu	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	1.25,0	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	Emborcação	Jan-1982	1.192,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
64	S-SE-CO	H	Novo Avanhandava	Jan-1982	347,4	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	Itaipu	Jan-1980	26,0	0,30	20,7	99,0%	0,609
69	S-SE-CO	H	Itaipu	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	Gapvira	Jan-1977	640,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
73	S-SE-CO	H	S. Oreste	Jan-1975	1.076,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
74	S-SE-CO	H	Mairimbonde	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 Colombia	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 Sotinha	Jan-1973	3.400,0	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	Itaipu	Jan-1969	131,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
89	S-SE-CO	H	Juiz de Fora	Jan-1969	1.551,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
90	S-SE-CO	O	Alegrete	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%	0,648
92	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766,0	0,31	15,3	99,5%	0,837
93	S-SE-CO	H	Paranápolis	Jan-1968	26,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
94	S-SE-CO	H	Linsópolis (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	Funil (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	O	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	Carabala	Jan-1954	36,2	0,30	20,7	99,0%	0,902
119	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472,0	0,30	20,7	99,0%	0,902
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	Francisco Mota	Jan-1953	130,3	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	44,8	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.aneel.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.



Pequena escala fatores de emissão para o sistema interligado brasileiro Sul-Sudeste-Centro-Oeste		
Linha de base para PPE (sem importação)	MO (tCO₂e/MWh)	Total geração (MWh)
2002	0,9304	276.731.024
2003	0,9680	295.666.969
2004	0,9431	301.422.617
	Média MO (2002-2004, tCO₂e/MWh)	Total = 873.820.610
	0,9472	MC 2004 (tCO₂e/MWh)
		0,1045
	MO*0.5+MC*0.5 (tCO₂e/MWh)	
	0,5258	

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

Variável	Tipo de Dado	Valor	Unidade	Fonte de Dados
EG _y	Eletricidade fornecida á rede pelo projeto	Obtida durante toda vida útil do projeto	MWh	CENAEEL
EF _y	CO ₂ fator de emissão da rede	0,5258	tCO ₂ e/MWh	Calculado
EF _{OM,y}	CO ₂ fator de emissão da margem de operação da rede.	0,9472	tCO ₂ e/MWh	Esse valor foi calculado usando dados da ONS
EF _{BM,y}	CO ₂ fator de emissão da margem de construção da rede.	0,1045	tCO ₂ 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:

01/02/2004.

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:**

01/02/2004.

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:**

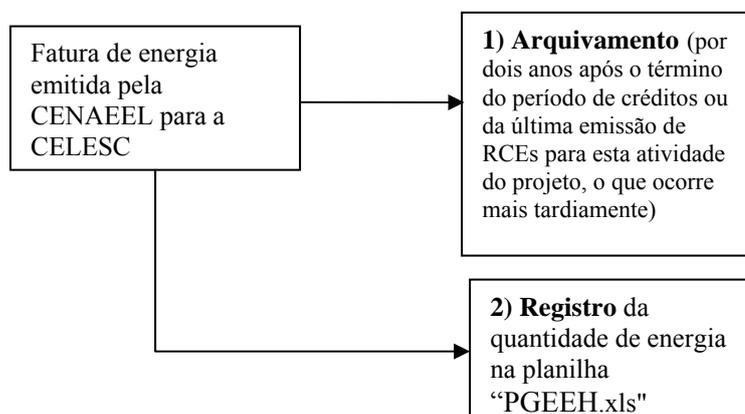
Deixado em branco intencionalmente.

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 6: Procedimentos de monitoramento para Horizonte**

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela CENAEEL para a CELESC, distribuidor de energia local. O arquivamento ocorrerá 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 PGEEH.xls, que deverá ser o instrumento das próximas verificações.



A calibração dos instrumentos de medição de energia é feita pela CELE SC – Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A., que é a concessionária local. Os procedimentos de calibração devem ser feitos anualmente.

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.

Esse é exatamente o caso do PGEEH: o projeto utiliza uma fonte natural e renovável (energia eólica) para produzir e comercializar eletricidade renovável conectada a uma rede regional brasileira.

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

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%	Electrônico 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 ₂ da rede.	EFy	tCO ₂ 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 de créditos.	Os valores serão recalculados no momento de cada renovação da linha de base
3.	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da	EF _{OM,y}	tCO ₂ 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	Os valores serão recalculados no momento de cada renovação da linha de base



	rede.							período de obtenção de créditos.	
4.	Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede.	EF _{BM,y}	tCO ₂ e/MWh	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, desde o ano de 2004 até o final do último período de créditos. Dado que nenhuma fuga ou mudanças no fator de emissões 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 nacional, 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 é fornecida pela CELESC e depois é comparada com a medição de energia elétrica fornecida pela CENAEEL, a fim de alcançar um acordo final e mútuo da quantidade de eletricidade produzida. A quantidade verificada é usada para a emissão da nota fiscal.

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 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 PGEEH, 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 CO₂equ/kWh ou em ton CO₂equ/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 CO₂equ/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 CO₂equ/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 CO₂equ/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 relatórios⁴ 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:

⁴ *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



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

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

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

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 CO_2 ;

$EF_{electricity,y}$ é o fator de emissão de CO_2 de linha de base pela substituição de eletricidade devido à atividade de projeto durante o ano y em toneladas de CO_2/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:

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

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:

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

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

Projeto de Geração de Energia Eólica Horizonte											
Reduções de Emissões (Conectado à Rede)	Item	Antes do PGEEH (dd/mm/aa)							Antes do PGEEH (dd/mm/aa)	Total RCEs	
		2003	1/2/2004	2005	2006	2007	2008	2009	31/1/2011		
	Capacidade instalada total (MW)	0	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
	Fator de capacidade	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	8.583	10.245	12.603	12.603	12.603	12.603	12.603	1.050	
	Fator de emissão (tCO ₂ /MWh)	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	0,5258	
	Reduções de Emissões (tCO₂e)	0	4.513	5.387	6.627	6.627	6.627	6.627	6.627	552	43.587

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 43.587 tCO₂e.

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 de Santa Catarina–FATMA. PGEEH está de acordo com a legislação ambiental brasileira e a Licença de Operação foi concedida para seu sistema de geração eólico.

A Licença de operação foi emitida em 1º de dezembro de 2004. Ela tem três anos de validade e pode ser renovada.



As condições para a validade da licença são as seguintes:

- Parque Eólico do Horizonte opera com 8 600kW aero-geradores, com capacidade total instalada 4,8 MW;
- Os aero-geradores são E 40/600 kW;
- A interconexão é através de uma linha de distribuição de três fases de 34,5 kW até a casa de força da CELESC em Água Doce;
- Preservação e manutenção dos recursos hídricos existentes estão de acordo com a Lei nº 4.771/65, modificada pela Lei nº 7.803/89 artigo 2;
- Continuação do monitoramento da fauna, considerando pássaros, mamíferos e insetos, listados no Projeto Básico Ambiental, pelo período de dois anos, depois do início da operação;
- Apresentação do relatório anual, contendo os resultados do monitoramento e outros programas ambientais.
- Quaisquer modificações nas especificações dos elementos apresentados devem ser feitos com o consentimento da FATMA;
- FATMA tem o direito de solicitar modificações para o sistema de controle, e suspender ou cancelar a licença no caso de:
 - Violação dos requerimentos ou normas legais;
 - Omissão ou informação falsa utilizada para obtenção da presente licença
 - Ocorrência de impactos ambientais negativos e/ou ameaça à saúde pública
- A renovação da licença de operação deve ser requerida com, no mínimo, 120 dias de antecedência, antes do término de sua validade.

Não haverá impactos fora do limite de projeto resultante do PGEEH. Todos os impactos relevantes ocorrem nas fronteiras brasileiras e foram mitigados de acordo com os requerimentos ambientais para a implementação do projeto. Portanto PGEEH não afetará nenhum outro país com fronteira com o Brasil.

SEÇÃO G. Comentários dos atores:

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

Como solicitação da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, a AND brasileira, CENAEEL convidou diversas organizações e instituições para comentar o projeto de MDL a ser desenvolvido. Cartas⁵ foram enviadas para os seguintes destinatários:

- Prefeitura Municipal de Água Doce – SC;
- Câmara dos Vereadores de Água Doce – SC;

⁵ Cópias dos convites estão disponíveis com os Participantes do Projeto.



- *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 PGEEH 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 PGEEH.

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 94,3
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:	http://www.econergy.com.br
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:	junqueira@econergy.com.br

Anexo 2**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Não há financiamento público do Anexo I envolvido na atividade de projeto PGEEH.