



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-PDD)
Versão 3 - em vigor desde: 28 de julho de 2006**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade do projeto.
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto

A.1. Título da atividade do projeto:

Empreendimentos em usinas eólicas: Albatroz, Atlântica, Camurim, Caravela, Coelhos I, Coelhos II, Coelhos III, Coelhos IV, Mataraca, Millennium e Presidente, denominado agrupamento (“*bundling*”).

A.2. Descrição da atividade do projeto:

As usinas eólicas que constituem este agrupamento estão localizadas no estado da Paraíba.

As Sociedades de Propósito Específico – SPEs que detêm o controle de cada uma das usinas que compõem este Agrupamento, são apresentadas na Tabela 1:

Tabela 1 – Controle dos Empreendimentos

Empreendimento (usina eólica)	SPE
Albatroz	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.
Atlântica	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.
Camurim	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.
Caravela	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.
Coelhos I	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.
Coelhos II	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.
Coelhos III	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.
Coelhos IV	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.
Mataraca	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.
Millennium	Millennium Central Geradora Eólica S.A.
Presidente	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.

Todas as usinas possuem contratos de compra e venda de energia (CCVE) firmados com a Eletrobras no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA.

• Contribuições do Projeto ao Desenvolvimento Sustentável

Dentre as fontes energéticas utilizáveis, as fontes renováveis são as que contribuem diretamente para o desenvolvimento sustentável, na medida em que fornecem energia limpa (isto é, que não polui o meio que a cerca), inesgotável (desde que utilizadas dentro dos limites de suas taxas naturais de renovação) e com baixas emissões de gases de efeito estufa.

O vento é uma forma de energia gratuita e os aerogeradores são um ótimo recurso para a geração de eletricidade em locais remotos, como as zonas rurais. Os proprietários rurais podem obter recursos alugando campos para exploração de energia eólica, gerando empregos e receitas para as comunidades locais.

Os projetos de usinas eólicas também contribuem com o sistema elétrico como descrito abaixo:

- Reduzem a dependência dos combustíveis convencionais, sujeitos a volatilidade dos preços e disponibilidade;



- Baixo custo de manutenção;
- Contribuem para a segurança do sistema elétrico uma vez que possuem caráter complementar ao regime das chuvas, fundamentais para a matriz brasileira, que é predominantemente hidráulica.

O comprometimento ambiental está diretamente associado aos projetos, valendo ressaltar que os respectivos relatórios de impacto ambiental - RIMA contemplam todos os possíveis impactos que podem ser causados por estes empreendimentos e medidas de mitigação.

Uma vez que tais fontes não necessitam utilizar combustíveis fósseis como insumos, todas contribuem para a geração de créditos de carbono, de acordo com os respectivos índices associados, ou seja, o balanço entre as emissões produzidas pela geração de energia das tecnologias que compõem a linha de base, as emissões da matriz renovável utilizada e consequentemente a quantidade de CO₂ que é deixada de ser produzida.

A instalação desses projetos proporciona desenvolvimento local, aumento da oferta de postos de trabalho diretos e indiretos e melhoria da infra-estrutura econômica.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da parte envolvida (*) (anfitrião indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participantes do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A.	Não
	Eletrobras- Proinfa (**)	Sim
	Millennium Central Geradora Eólica S.A..	Não
	Eletrobras- Proinfa (**)	Sim

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

(**) A Eletrobras, como agente executor do Programa, é a administradora da Conta Proinfa, conforme Artigo 16 do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. Os eventuais benefícios financeiros provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL ou outros mercados de carbono serão creditados na Conta Proinfa, conforme estabelecido no Decreto.

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Local da atividade do projeto:

O projeto consiste no agrupamento de 11 usinas eólicas (UEE) com capacidade de geração total selecionada pelo PROINFA de 55,20 MW: UEE Albatroz 4,50 MW, UEE Atlântica 4,50 MW, UEE Camurim 4,50 MW, UEE Caravela 4,50 MW, UEE Coelho I 4,50 MW, Coelho II 4,50 MW, Coelho III 4,50 MW, UEE Coelho IV 4,50 MW, UEE Mataraca 4,50 MW, UEE Millennium 10,20 MW, UEE Presidente 4,50 MW.



A UEE Albatroz é composta por seis unidades geradoras destinadas exclusivamente ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA, com as seguintes características unitárias:

Tabela 2 - Descrição dos Equipamentos da UEE Albatroz

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal

A UEE Albatroz tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Atlântica é composta por 6 unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características unitárias:

Tabela 3 – Descrição dos Equipamentos da UEE Atlântica

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal

A UEE Atlântica tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Camurim é composta por seis unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 4 – Descrição dos Equipamentos da UEE Camurim

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4



	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal

A UEE Camurim tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Caravela é composta por seis unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 5 – Descrição dos Equipamentos da UEE Caravela

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal

A UEE Caravela tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Coelhos I é composta por seis unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 6 – Descrição dos Equipamentos da UEE Coelhos I

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal



A UEE Coelhos I tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Coelhos II é composta por seis unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 7 – Descrição dos Equipamentos da UEE Coelhos II

Equipamento	Especificação	Dados
Aeroeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal

A UEE Coelhos II tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Coelhos III é composta por seis unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 8 – Descrição dos Equipamentos da UEE Coelhos III

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal

A UEE Coelhos III tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Coelhos IV é composta por seis unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:



Tabela 9 – Descrição dos Equipamentos da UEE Coelhos IV

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal

A UEE Coelhos IV tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL L, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Mataraca é composta por seis unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 10 – Descrição dos Equipamentos da UEE Mataraca

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal

A UEE Mataraca tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Millennium é composta por treze unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 11 – Descrição dos Equipamentos da UEE Millennium

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5, 6,7,9,10,11, 12 e 13	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M



	Tipo de eixo	horizontal
--	--------------	------------

A UEE Millennium tem potência nominal de 10,20 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada à Subestação da Mineradora Millennium, de propriedade da Energisa, através de uma linha de transmissão – LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, com cerca de 100 metros, onde se localiza o sistema de medição e faturamento.

A UEE Presidente é composta por seis unidades geradoras destinada exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 12 – Descrição dos Equipamentos da UEE Presidente

Equipamento	Especificação	Dados
Aerogeradores 1, 2,3,4,5 e 6	Potência Nominal (MW)	0,8
	Tensão (kV)	0,4
	Fator de potência	1
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	33 máx
	Fabricante	Wobben-Enercon
	modelo	E-48
	Nº de pás/comprimento	3/24M
	Tipo de eixo	horizontal

A UEE Presidente tem potência nominal de 4,80 MW, conforme Despacho da ANEEL, e está conectada a subestação Mataraca, de propriedade da Energisa, através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 69 kV, de cerca de 13,4 km, onde se localiza o sistema de medição e faturamento..

A Tabela 13 apresenta os montantes de energias anuais contratadas e de referência, conforme estabelecido nos Contratos de Compra e Venda de Energia entre cada UEE constituinte do projeto e a Eletrobras no âmbito do PROINFA.

Tabela 13 – Energia Contratada e de Referência Anuais

UEE	EC – Energia Contratada (MWh/ano)	Energia de Referência (MWh/ano)
Albatroz	9.888,00	9.888,00
Atlântica	10.379,00	10.670,00
Camurim	11.048,00	11.356,00
Caravela	10.017,00	10.017,00
Coelhos I	11.835,00	12.163,00
Coelhos II	11.267,00	11.581,00
Coelhos III	6.736,00	6.736,00
Coelhos IV	11.232,00	11.545,00
Mataraca	7.450,00	7.450,00
Millennium	23.661,00	23.661,00
Presidente	7.107,00	7.107,00

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil



A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.:

UEE	Estado
Albatroz	Paraíba
Atlântica	Paraíba
Camurim	Paraíba
Caravela	Paraíba
Coelhos I	Paraíba
Coelhos II	Paraíba
Coelhos III	Paraíba
Coelhos IV	Paraíba
Mataraca	Paraíba
Millennium	Paraíba
Presidente	Paraíba

A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.:

UEE	Município
Albatroz	Mataraca
Atlântica	Mataraca
Camurim	Mataraca
Caravela	Mataraca
Coelhos I	Mataraca
Coelhos II	Mataraca
Coelhos III	Mataraca
Coelhos IV	Mataraca
Mataraca	Mataraca
Millennium	Mataraca
Presidente	Mataraca

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade de projeto (máximo de uma página):

A UEE Albatroz se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115 km de João Pessoa, capital do estado, nas seguintes coordenadas geográficas: (06°32'05" S) e (35°00'88" O) - Figura 1.

A UEE Atlântica se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115 km de João Pessoa, capital do estado, nas seguintes coordenadas geográficas: (06°31'39" S), (34°59'56" O) - Figura 1.

A UEE Camurim se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba a cerca de 115 km de João Pessoa, capital do estado, nas seguintes coordenadas geográficas: (06°33'46" S), (34°58'55" O) - Figura 1.



A UEE Caravela se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115 km de João Pessoa, capital do estado, nas seguintes coordenadas (06°33'14" S), (34°58'54" O) - Figura 1.

A UEE Coelhos I se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115 km de João Pessoa, capital do estado, às coordenadas (06° 33'39,9" S) e (34° 59'04,1" O) - Figura 1.

A UEE Coelhos II se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115 km de João Pessoa, capital do estado, às coordenadas (06° 32' 49" S) e (34° 59' 44" O) - Figuras 1.

A UEE Coelhos III se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115 km de João Pessoa, capital do estado, às coordenadas (06° 32' 18" S) e (34° 59' 38" O) - Figura 1.

A UEE Coelhos IV se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115 km de João Pessoa, capital do estado, às coordenadas (06°31'54" S) e (34°59'25" O) - Figura 1.

A UEE Mataraca se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115km de João Pessoa, capital do estado, às coordenadas (06° 33' 04" S) e (34° 00' 20" O) – Figura 1.

A UEE Presidente se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115km de João Pessoa, capital do estado, às coordenadas (06° 32' 34" S) e (35° 00' 13" O) – Figura 1.

A UEE Millennium se localiza, no município de Mataraca, no Estado da Paraíba, a cerca de 115 km de João Pessoa, capital do estado, às coordenadas (06° 49' 49" S) e (34° 58' 11" O) – Figura 2.



Figura 1 – Localização das UEEs Albatroz, Atlântica, Camurim, Caravela, Coelhos I, Coelhos II, Coelhos III, Coelhos IV, Mataraca e Presidente

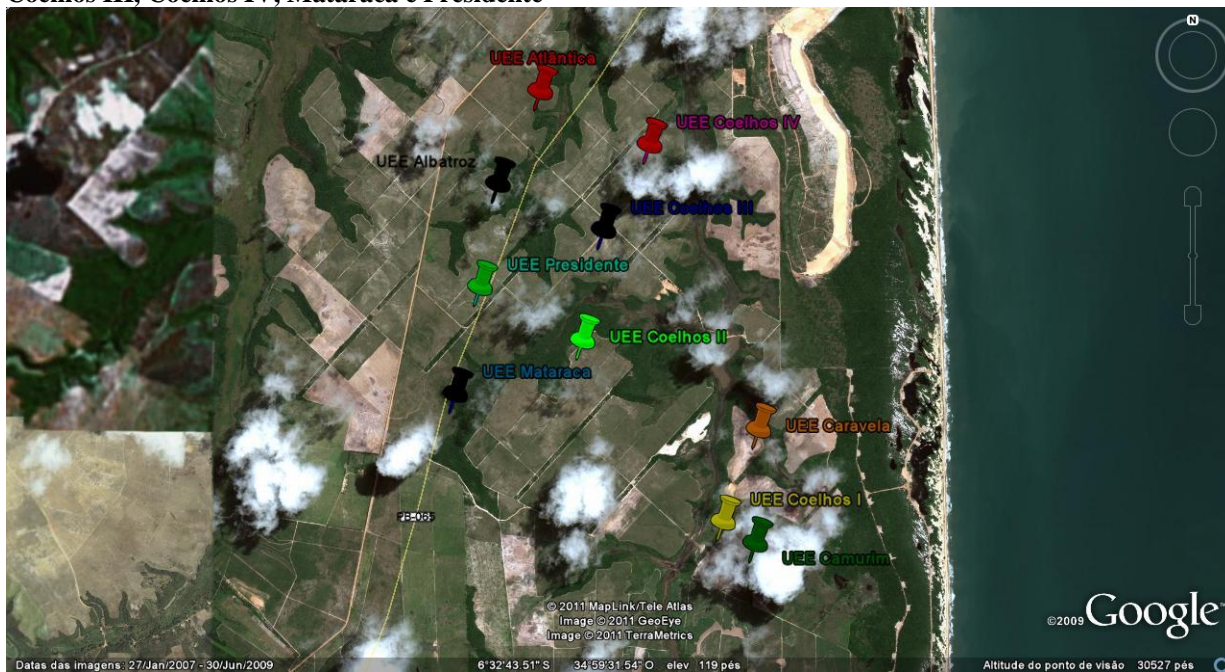
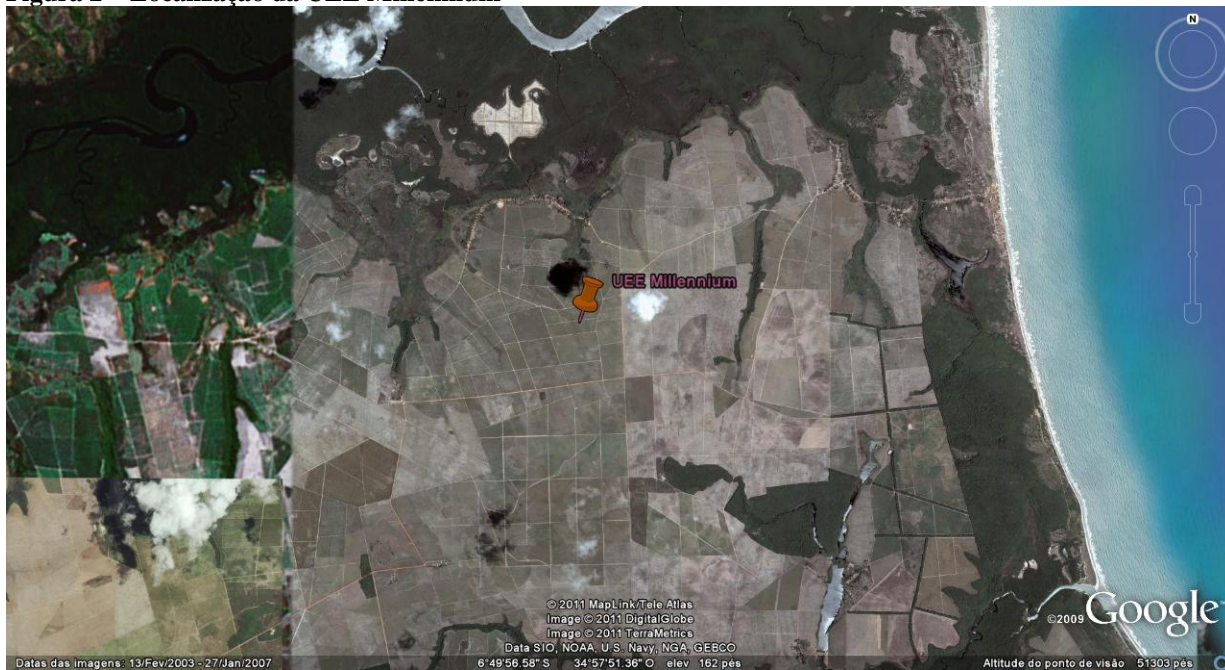


Figura 2 – Localização da UEE Millennium



A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:



Tipo : I – Projetos de Energia Renovável (Usinas Eólicas).

Categoria : D – Geração de Eletricidade Renovável para a Rede.

Os projetos descritos estão em conformidade com o tipo e a categoria do projeto proposto, já que se trata de uma atividade de projeto que inclui a geração de energia renovável por onze *usinas eólicas* com fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN, substituindo unidades geradoras de combustíveis fósseis.

A geração de energia elétrica por usinas eólicas está entre as tecnologias mais limpas de geração de energia; é amplamente utilizada ao redor do mundo e possui histórico comprovado. Tais projetos utilizam tecnologias ambientalmente seguras para as áreas em que se situam, além de gerar postos de trabalho locais durante a construção, operação e manutenção das usinas.

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto:

Conforme apresentado nas Tabelas 2 a 5, os aerogeradores que compõem a UEE Bons Ventos, Canoa Quebrada, Enacel e Taíba-Albatroz são do tipo horizontal, com três pás. Aerogeradores deste tipo são mais comuns, pois constituem um bom compromisso entre coeficiente de potência, custo, velocidade de rotação e com uma melhor estética.

Estes aerogeradores usam princípios aerodinâmicos sofisticados para capturar a energia do vento com mais eficiência. Eles possuem controladores eletrônicos que agem no sentido de alinhar constantemente as pás com o vento, ajustando os rotores para retirar o máximo de energia eólica disponível. Para velocidade do vento acima do limite suportável pelas pás, os controladores eletrônicos comandam o desalinhamento das pás com o vento, diminuindo a rotação das pás, e, deste modo, protegem o conjunto rotor do excesso de vento.

No Brasil diversas iniciativas estão sendo tomadas em universidades e centro de pesquisas de forma a obter um desenvolvimento tecnológico visando a competitividade, com redução de custos e implantação da fabricação dos equipamentos no Brasil.

A.4.4. Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

Este projeto, constituído por UEE's, unidades de geração de energia elétrica que não produzem gases de efeito estufa - GEE e que são operadas na base do sistema elétrico, resultando, portanto, na redução dos gases de efeito estufa, pelo deslocamento da geração de usinas térmicas a combustível fóssil.

O ponto fundamental do desafio para o estabelecimento da linha de base para projetos de geração de energia elétrica reside claramente na determinação da 'geração evitada', ou o que teria acontecido sem o projeto MDL ou de outro mecanismo para mitigação de GEE. A questão fundamental é se a geração evitada está na "margem de construção" (ou seja, substituindo uma instalação que teria sido construída) e/ou "margem operacional" (ou seja, afetando o funcionamento de usinas existentes e/ou futuras).

O fator de emissão do sistema elétrico interligado para fins de MDL é uma combinação do fator de emissão da margem de operação, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ da energia despachada na margem, com o fator de emissão da margem de construção, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ das últimas usinas construídas.



A metodologia para determinação da linha de base consolidada e aprovada ACM0002 - "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", se aplica às adições de capacidade elétrica de UEE's, que é a atividade do projeto proposto. O cenário de referência considera a energia que de outra forma teria sido gerado pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração.

Ano	Albatroz	Atlântica	Camurim	Caravela	Coelhos I	Coelhos II
2011	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2012	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2013	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2014	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2015	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2016	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2017	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2018	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2019	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2020	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
Total (tCO₂e)	16.166,90	16.969,70	18.063,50	16.377,80	19.350,20	18.421,50

Ano	Coelhos III	Coelhos IV	Matacara	Millennium	Presidente
2011	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2012	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2013	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2014	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2015	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2016	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2017	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2018	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2019	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2020	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
Total (tCO₂e)	11.013,40	18.364,30	12.180,80	38.685,70	11.619,90

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Não se Aplica



SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento

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

A metodologia aprovada, ACM0002 versão 12.1.0, de linha de base e monitoramento utilizada na atividade de projeto é denominada “*Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*”.

A metodologia citada faz referência, entre outras, às seguintes ferramentas de interesse deste documento:

- Ferramenta para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico (versão 02);
- Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 02.2).

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:

As usinas integrantes da atividade do projeto, com algumas características mostradas na Tabela 14, são usinas eólicas – UEE’s e, portanto, constituem geração de fonte renovável. As UEE’s fornecem energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) que possui em sua matriz energética uma composição de grandes usinas hidrelétricas e usinas termelétricas alimentadas a combustível fóssil.

Estas usinas eólicas consistem em novas centrais elétricas em local onde não havia nenhuma central elétrica renovável, caracterizando, assim, a aplicação da metodologia citada.

Tabela 14 - Usinas integrantes da atividade do projeto.

UEE	Capacidade PROINFA (MW)	Velocidade média anual do vento (M/S)	Altura da torre (M)	Comprimento das pás do rotor (M)
Albatroz	4,50	7,2	75	24
Atlântica	4,50	7,2	75	24
Camurim	4,50	7,2	75	24
Caravela	4,50	7,2	75	24
Coelhos I	4,50	7,2	75	24
Coelhos II	4,50	7,2	75	24
Coelhos III	4,50	7,2	75	24
Coelhos IV	4,50	7,2	75	24
Mataraca	4,50	7,2	75	24
Millennium	10,20	7,2	75	24
Presidente	4,50	7,2	75	24



B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto:

A extensão espacial do limite de projeto inclui a usina elétrica e todas as usinas elétricas conectadas fisicamente ao sistema elétrico definido para o projeto MDL, segundo a definição dada pelo ACM0002 versão 12.1.0.

No Brasil, a Autoridade Nacional Designada através da Resolução nº 8 de 26 de maio de 2008, estabeleceu o Sistema Interligado Nacional (SIN) como definição do “Sistema Elétrico do Projeto” para fins de aplicação daquele documento (ACM0002 versão 12.1.0).

As fontes de gases de efeito estufa incluídas ou excluídas do limite de projeto são mostradas na Tabela 15

Tabela 15 - Gases e fontes de emissão relacionadas à atividade do projeto

Fonte		Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ da geração de eletricidade em centrais elétricas a combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	Não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.

B.4. Descrição de como o cenário da linha de base é identificado e descrição do cenário da linha de base identificado:

De acordo com a ACM0002 (versão 12.1.0), se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina conectada à rede, a linha de base consiste na:

Eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto que teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes, como refletido na descrição do cálculo da margem combinada (CM) na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

Na ausência da atividade do projeto, grandes quantidades de dióxido de carbono (CO₂) seriam emitidas para a atmosfera. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis e emissões de CO₂, se o projeto não existisse. Portanto, o cenário da linha de base é identificado como a continuidade da situação atual com a energia elétrica sendo fornecida por grandes usinas hidrelétricas e termelétricas que utilizam diferentes combustíveis fósseis.

A operação do Sistema Interligado Nacional - SIN é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que despacha as usinas de forma centralizada e pelo critério do menor custo. Isto significa que, na ausência da geração hidrelétrica, o operador chamará para despachos as usinas termelétricas alimentadas a combustível fóssil e integrantes do sistema. As usinas eólicas são despachadas prioritariamente, fazendo com que usinas termelétricas sejam preteridas.



Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser consultados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html>.

Resumidamente, destacam-se os seguintes cenários:

Cenário 1: A atividade do projeto proposto: construção das usinas eólicas descritas acima, conectadas à rede de transmissão local e ao Sistema Interligado Nacional. Esta alternativa enfrenta diversas barreiras e aumentam a sua viabilidade por conta de dois mecanismos inter-relacionados: o PROINFA (redução das barreiras e ampliação da viabilidade econômica) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (redução das barreiras e ampliação da viabilidade econômica).

Cenário 2: Continuação da atual situação: A eletricidade continuaria a ser gerada pelo mix de geração existente associado às redes de transmissão. Esta alternativa não enfrenta quaisquer barreiras tecnológicas ou de outra espécie e contribuem para o aumento de participação das centrais elétricas movidas a combustível fóssil. Vale ressaltar que a maior parte das fontes hídricas de médio e grande porte nas regiões Sul e Sudeste do País foram exploradas e o maior potencial hídrico restante se localiza na Bacia Amazônica.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

De acordo com a Orientação sobre a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL (Anexo 46, EB 41), “as atividades do projeto com data de início anterior a 2 de agosto de 2008, para as quais a data de início é anterior à data da publicação do DCP para consulta pública internacional, precisam demonstrar que o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto”.

O PROINFA foi instituído pela Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002 e regulamentado pelo Decreto n.º 5.025, de 30 de março de 2004. A Portaria MME 045/2004 estabeleceu Chamada Pública para seleção de projetos para o PROINFA e a assinatura dos contratos foi celebrada pela ELETROBRAS a partir do final do mês de junho de 2004.

O Proinfa enquadra-se na definição de políticas nacionais e setoriais tipo E-, conforme determinado pelo Conselho Executivo em seu 16º encontro (Meeting), a saber “*políticas e regulamentações nacionais e/ou setoriais que proporcionam vantagens positivas para tecnologias menos emissoras comparativamente às tecnologias mais atrativas*”.

Vale frisar que as políticas nacionais e setoriais tipo E “poderão não ser levadas em conta no estabelecimento do cenário de linha de base “quando tais políticas nacionais e setoriais forem implementadas após a adoção do M&P MDL na decisão 17/CP17 (Novembro, 2001). Dessa forma, o Proinfa, instituído em Abril de 2002 não é levado em conta na constituição do cenário de linha de base e, portanto, revela-se adicional como iniciativa nacional de redução de emissões.

As usinas participantes da atividade de projeto são integrantes do PROINFA e possuem contratos de compra e venda de energia elétrica assinados com as Centrais Elétricas Brasileiras



S.A. - Eletrobras. Na Tabela 16, é demonstrada a data da assinatura dos contratos e a data de entrada em operação comercial das usinas.

Tabela 16 - Usinas integrantes da atividade do projeto

PCH	Data da Assinatura do Contrato PROINFA	Data de Entrada em Operação
Albatroz	21/07/2004	19/06/2009
Atlântica	21/07/2004	19/06/2009
Camurim	21/07/2004	19/06/2009
Caravela	21/07/2004	19/06/2009
Coelhos I	21/07/2004	19/06/2009
Coelhos II	21/07/2004	19/06/2009
Coelhos III	21/07/2004	19/06/2009
Coelhos IV	21/07/2004	19/06/2009
Mataraca	21/07/2004	19/06/2009
Millennium	21/07/2004	28/11/2007
Presidente	21/07/2004	19/06/2009

As atividades dos projetos do PROINFA datam de antes do dia 2 de agosto de 2008. O programa, desde sua regulamentação através do Decreto n.º 5.025, de 30 de março de 2004, considerou de modo decisivo o MDL como pode ser verificado no § 1º do Art. 5º:

Art. 5º § 1º O PROINFA também visa reduzir a emissão de gases de efeito estufa, nos termos da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, contribuindo para o desenvolvimento sustentável.

A alínea c) do inciso I do Art. 16 do Decreto n.º 5.025/2004, modificada pelo Decreto n.º 5882/2006, prevê o uso dos recursos do MDL como um dos componentes para a formação da Conta PROINFA, utilizada para pagamento da compra de energia dos empreendimentos contratados pelo referido Programa. O Art. 16 é transcrito abaixo:

Art. 16. Fica criada a Conta PROINFA, a ser administrada pela ELETROBRÁS, composta dos seguintes itens:

I - receitas decorrentes de:

(...)

c) benefícios financeiros provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL ou outros mercados de carbono (redação dada pelo Decreto n.º 5882/2006);

É importante ressaltar que o Planejamento Energético Nacional é uma atribuição do Ministério de Minas e Energia - MME, embora as diretrizes fundamentais da Política Energética sejam definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que reúne diversos Ministérios subordinados à Presidência da República.

A questão ambiental apresenta um aspecto multilateral, na medida em que condiciona a interação entre diversas políticas públicas, tais como Plano Nacional de Energia, a Política Nacional de Recursos Hídricos e a afinidade com acordos e convenções internacionais.



A incorporação da temática do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL na agenda de planejamento setorial é um importante norteador para as estratégias de suprimento de energia elétrica de curto e longo prazos, formulação de alternativas para o desenvolvimento regional e investimentos para mitigação dos gases do efeito estufa.

Dentre os condicionantes socioambientais para a expansão do setor energético, devem-se destacar dois quesitos: os condicionantes internacionais globais (I) e os desígnios da legislação brasileira (II).

Em relação ao primeiro quesito, é digno de nota que a elaboração do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro leva em conta os preceitos dos acordos dos quais o Brasil é signatário, tais como a Convenção sobre a Diversidade Biológica – CDB (compatibilização entre a proteção dos recursos biológicos e o desenvolvimento sócio-econômico), Convenção do Clima (Protocolo de Quioto) e Agenda 21¹.

Desta forma, o PROINFA é um exemplo bem apropriado para enfatizar a sinergia entre a estratégia de ação do Estado brasileiro no que tange ao incentivo às fontes de energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas com os direcionamentos expostos nos acordos internacionais assinados pelo País.

Neste íterim, é pertinente detalhar as especificidades do PROINFA. O Programa levou em conta a orquestração de diversos mecanismos para a operacionalização do objetivo estratégico de ampliação do uso de fontes renováveis na Matriz Energética Brasileira, valendo citar: a compra de energia assegurada por 20 anos (a partir da data de entrada em operação) pela Eletrobras, estipulação de um valor econômico para a energia gerada correspondente à tecnologia específica de cada fonte (definida pelo Poder Executivo e atrativa para os empreendedores), permissão para participação dos fabricantes de equipamentos na constituição das Sociedades de Propósito Específico - SPE (desde que respeitado determinado índice de nacionalização) e a estruturação de linhas de crédito especiais para o Programa (articuladas com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social- BNDES). Estes pontos serão objetos de um maior detalhamento mais adiante.

Por fim, o PROINFA está respaldado pelas macro-orientações do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE em relação às fontes alternativas, conforme exposto pela Lei nº9478/97 e pelo Decreto nº 3520/2000.

¹ A Agenda 21 reflete um compromisso mundial pautado pela adoção de uma lógica de desenvolvimento associado ao equilíbrio ambiental. O êxito deste esforço cooperativo recai sobre a performance dos governos na elaboração de suas estratégias e políticas nacionais.

Aos países em desenvolvimento, a Agenda 21 estabelece:

- (i) formular programas nacionais de ação para promover e sustentar o reflorestamento e a regeneração das florestas nacionais, com vista a obter um abastecimento sustentado de energia e biomassa necessário para atender os grupos de baixa renda das áreas urbanas e dos pobres das áreas rurais, em especial mulheres e crianças;
- (ii) formular programas nacionais de ação para promover o desenvolvimento integrado de tecnologias de economia de energia e de utilização de fontes renováveis, em especial fontes de energia solar, hidráulica, eólica e biomassa;
- (iii) promover uma ampla disseminação e comercialização das tecnologias de fontes renováveis de energia, por meio de medidas adequadas como, entre outras, mecanismos tributários e de transferência de tecnologia;
- (iv) Implementar programas de informação e treinamento destinado a fabricantes e usuários, com o objetivo de promover técnicas que economizem energia e artigos que utilizem energia de forma eficaz. (EPE, 2006, pág.41-42).



Art. 1º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, criado pela Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, é órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os seguintes princípios:

- a) preservação do interesse nacional;*
- b) promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos;*
- c) proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;*
- d) proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia; [...]*
- g) identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;*
- h) utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; [...]*
- j) atração de investimentos na produção de energia;*
- l) ampliação da competitividade do País no mercado internacional;*

(Decreto nº 3520/2000).

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002 versão 12.1.0) e com a ferramenta metodológica, os participantes do projeto devem aplicar os seguintes passos ao cálculo da linha de base:

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

Subpasso 1.a. Definir alternativas à atividade do projeto

Nos anos de 2000 e 2001, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) passava por uma grave crise de abastecimento. Devido a diversos fatores conjunturais e estruturais, o governo brasileiro se viu obrigado a promover ações emergenciais de modo a minimizar o impacto da escassez energética. Naquela época, a afluência dos rios ficou bastante reduzida devido à escassez das chuvas (fatores conjunturais), que, dada a característica do SEB de participação majoritária de grandes hidrelétricas, prejudicou a oferta de energia. Por outro lado, diversas obras de usinas hidrelétricas estavam atrasadas enfrentando entraves ambientais ou financeiros (fatores estruturais).

Deste modo, os empreendedores no setor de energia elétrica possuíam algumas alternativas para ação:

- Construção de usinas termelétricas no âmbito do Programa Prioritário de Termelétricas - PPT;
- Continuação das tendências de expansão do sistema interligado brasileiro através de grandes usinas hidrelétricas (segmento altamente intensivo em capital);
- Construção de usinas de energia renovável sem contar com os incentivos do PROINFA e/ou com os recursos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo;



- Investir no mercado de títulos, mercado de ações ou em outros ramos de atividade;

A construção de usinas termelétricas foi proposta na época pelo Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), instituído pelo Decreto nº 3.371 de 24 de fevereiro de 2000. O PPT previa, em seu lançamento, a construção de 49 usinas termelétricas a gás natural. O programa previa a contratação por 20 anos da energia produzida pelas termelétricas e financiamento subsidiado, o que ampliou a atratividade dos investimentos em termelétricas.

Outras alternativas seriam a continuidade da expansão da geração centrada nas grandes usinas hidrelétricas já inventariadas e na etapa de construção.

Uma opção também existente residia na realização de investimentos em empreendimentos de energia renovável que não estivessem inclusos no PROINFA e que poderiam vislumbrar (ou não) as receitas com os créditos de carbono. Vale frisar que os eventuais benefícios financeiros advindos da comercialização de créditos carbono dos empreendimentos do Programa são destinados à Conta PROINFA.

O fato é que os empreendedores das usinas eólicas em questão optaram pela adesão ao PROINFA, que conta com regras específicas, inclusive com a destinação dos eventuais benefícios financeiros no âmbito do MDL em favor da Conta PROINFA.

Por fim, todo o investimento físico concorre com aplicações no mercado de títulos, mercado de ações ou alocação em outros ramos de atividade, uma vez que diversas empresas possuem uma ampla diversificação do *core business*.

A conjuntura econômica brasileira contemporânea ao estabelecimento do marco legal do PROINFA e assinatura dos contratos, foi marcada pelo baixo crescimento econômico, elevados níveis de inflação, oscilações no mercado de capitais, altas taxas de juros (impactos na TJLP), e apreciação cambial (ver Quadro XX)

Quadro XX: Indicadores Econômicos Seleccionados -2001/2005

	PIB		TAXA DE JUROS		
	(Var. Real)	IPCA	IBOVESPA (Dez -Ptos Base)*	OVER SELIC (a.a)*	TAXA DE CÂMBIO (R\$/US\$)**
	%a.a	(%a.a)			
2001	1,31	7,67	13.577	19,1	2,32
2002	2,66	12,53	11.268	24,9	3,53
2003	1,15	9,3	22.236	16,3	2,89
2004	5,71	7,6	26.196	17,8	2,65
2005	3,16	5,69	33.455	18,1	2,34

(*) último dia útil do ano

(**) Taxa de Câmbio - Compra (Fim do Período - Dezembro)

Fonte: BACEN



O Valor Econômico das Tecnologias Específicas por Fonte (estabelecidas pela Portaria do Ministério de Minas e Energia 045/2004) estabeleceu o montante entre 180,18 e 204,35 R\$/MWh para eólicas (referência Março 2004), conforme exposto no Quadro 2.

Quadro XX: Valores Econômicos e Pisos Correspondentes às Tecnologias Específicas da Fonte
(Valor de Referência: Março 2004)

Central Geradora		Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (em R\$/MWh)		Piso (em R\$/MWh)
PCH		VETEF_P	117,02	117,02
UEE	$FCR \leq FCR \text{ min}$	VETEF_E max	204,35	150,45
	$FCR \text{ min} < FCR < FCR \text{ max}$	VETEF_E	Equação(*)	150,45
	$FCR \geq FCR \text{ max}$	VETEF_E min	180,18	150,45
UTE Biomassa	Bagaço de Cana	VETEF_Bc	93,77	83,58
	Casca de Arroz	VETEF_Ba	103,2	83,58
	Madeira	VETEF_Bm	101,35	83,58
	Biogás de Aterro	VETEF_Bb	169,08	83,58

(Retificado no D.O. de 02.04.2004, seção 1, p. 65, v. 141, n. 64)

(*) Equação definida na Portaria MME 045/2004.

Sendo:

I. No caso de Pequena Central Hidrelétrica – PCH:

VETEF_P Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte PCH.

II. No caso de Usina Eólicoelétrica – UEE:

VETEF_Emax Valor Econômico Máximo da Tecnologia Específica da Fonte Eólica;

VETEF_Emin Valor Econômico Mínimo da Tecnologia Específica da Fonte Eólica;

VETEF_E Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte Eólica, calculado pela seguinte equação:

$$VETEF_E = VETEF_E \text{ max} - \left[\left(\frac{VETEF_E \text{ max} - VETEF_E \text{ min}}{FCR \text{ max} - FCR \text{ min}} \right) \times (FCR - FCR \text{ min}) \right]$$

FCR Fator de Capacidade de Referência da Central Geradora de Energia Elétrica – CGEE, calculado pela seguinte equação:

$$FCR = \frac{\left[ER \times \left(1 - \frac{P}{100} \right) \right] - CP}{P \times 8.760}$$

Onde:

ER Energia de Referência da CGEE estabelecida por resolução específica da ANEEL

p Perdas elétricas até o ponto de conexão (medição);



CP Parcela da energia elétrica gerada pela CGEE e consumida na própria central, não considerando as perdas elétricas até o ponto de conexão;

P Potência Instalada da CGEE;

FCRmax Fator de Capacidade de Referência Máximo da CGEE, ou seja, 0,419347;

FCRmin Fator de Capacidade de Referência Mínimo da CGEE, ou seja, 0,324041.

No caso de Usina Termelétrica a Biomassa – UTE a Biomassa:

VETEF_Bc Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte Biomassa (bagaço de cana);

VETEF_Ba Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte Biomassa (casca de arroz);

VETEF_Bm Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte Biomassa (madeira);

VETEF_Bb Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte Biomassa (biogás de aterro).

Estes valores convertidos pela taxa de câmbio de R\$2,89 por dólar (fevereiro de 2004) e os resultados perfazem uma faixa entre 62,35 a 70,71 US\$/MWh para as tarifas de energia eólica, correspondendo a patamares bastante atrativos para os investidores. É importante ressaltar que a tarifa define o preço de venda e não o custo de produção de energia elétrica (Custódio, 2009).

É digno de nota que os Valores Econômicos foram objeto de Consulta Pública realizada pelo MME em Julho de 2003, com o intuito de receber contribuições da sociedade e dos empreendedores do PROINFA sobre a metodologia e parâmetros utilizados no cálculo. Este procedimento demonstra a transparência e a publicidade do Ministério em relação às premissas do programa.

Subpasso 1.b. Consistência com leis e normas obrigatórias:

Todas as alternativas apresentadas se encontram em conformidade com a legislação brasileira e normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, Ministério de Minas e Energia - MME, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Ministério de Meio Ambiente, Instituto Brasileiro de Meio Ambiente – IBAMA, agências ambientais estaduais e Conselho Executivo do MDL.

Passo 2: Análise de Investimento.

Não se aplica.

Passo 3: Análise de barreiras

A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de energia elétrica via fontes que utilizam combustíveis fósseis e consequentemente de emissão de CO₂.

A entrada de novos projetos de energia renovável na matriz elétrica brasileira ao longo do século XXI está intimamente associada à possibilidade de obtenção de créditos de carbono e à superação das significativas barreiras à entrada no setor elétrico brasileiro.

Neste contexto, chamam atenção as seguintes condições que viabilizaram a inserção de tecnologias de baixo carbono no País: o Proinfa (I) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo decorrente do Protocolo de Quioto (II).



Os mecanismos se retro-alimentam, uma vez que o Proinfa, na sua concepção, vislumbra os benefícios financeiros advindos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, assim como as condicionantes estruturais do Proinfa (acesso a fontes de financiamento, condições de compra e venda de energia, supressão das barreiras tecnológicas, dentre outras) contribuem com os objetivos centrais do Protocolo de Quioto, tais como o desenvolvimento de uma matriz elétrica de baixo carbono.

A análise feita neste tópico tem o intuito de comprovar a hipótese de que tanto a política pública do Proinfa quanto a obtenção de recursos provenientes do MDL foram condições que influenciaram na tomada de decisão dos investidores no sentido de desenvolver os projetos de energia eólica no Brasil em detrimento da expansão termelétrica (prática comum). Desta forma, seguem as principais barreiras à entrada que foram dirimidas pelas condicionantes do Proinfa e pela possibilidade de obtenção de recursos financeiros no mercado de carbono - MDL:

- Marco Regulatório para Energias Renováveis antes do Proinfa e do MDL

O Proinfa e o MDL foram marcos decisivos no desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil. Ambos ampliaram a viabilidade econômica financeira dos projetos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e de biomassa.

Em relação ao marco regulatório brasileiro relativo às fontes renováveis que minimizaram as barreiras de entrada, cabe destacar:

- Lei 10.438/2002 – criação do Proinfa e da sub-rogação de empreendimentos de energia renovável nos Sistemas Isolados;
- Decreto 5.163/2004 – permite a contratação de geração distribuída por parte de permissionárias e concessionárias;
- Lei 10.762/2003 – permite a contratação direta com consumidor ou conjunto de consumidores, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, em qualquer nível de tensão, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados, mas limitado a 49% da energia média que produzirem. Ademais define desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para a compra de energia de fontes renováveis.

- Tipicidade e Condicionantes dos Contratos de Compra e Venda de Energia

A segunda barreira encontrada foram os contratos. Nos fins da década de 90, a livre negociação entre os agentes prevalecia no mercado de energia elétrica. Os grandes consumidores e as distribuidoras de energia elétrica negociavam os contratos de compra e venda de energia diretamente com os geradores.

Em relação à expansão da oferta de energia elétrica, os empreendedores inicialmente disputavam a concessão para construção das usinas para, posteriormente, negociar os contratos de venda de energia, ampliando os riscos do negócio.

As condicionantes do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT (lançado no período em que o Brasil enfrentava uma grave crise de energia) expandiu a atratividade das usinas térmicas a



gás natural no país, na medida em que as distribuidoras de energia elétrica foram obrigadas a contratar montantes destas fontes por 20 anos, com preços reajustados periodicamente e com *hedge* cambial decorrentes do custo de aquisição do combustível (matéria prima precificada em dólar, sobretudo em função dos contratos *take-or-pay* do Gasoduto Brasil-Bolívia).

Assim, o Proinfa, através de preço atrativo e contando com a receita do MDL propiciou uma “isonomia” competitiva das fontes renováveis com a geração termelétrica a gás natural, na medida em que garantiu contratos de longo prazo para empreendimentos de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, energia eólica e fontes de biomassa.

- Fontes de Financiamento

A terceira barreira era a disponibilidade de fontes de financiamento. Nos anos de 2000/2004, o Brasil ainda enfrentava os resquícios das sucessivas crises econômicas internacionais ocorridas a partir da segunda metade da década de 90 (México, 95; Tigres Asiáticos, 97; Rússia, 98; Argentina, 2001) e de uma conjuntura macroeconômica doméstica com graves entraves ao crescimento econômico (maxidesvalorização cambial em 1999, empréstimos emergenciais do FMI e um grave racionamento de energia elétrica entre 2001/2002).

Neste contexto, as condições de crédito e financiamento dificultavam a participação do capital privado no setor, haja vista os grandes riscos existentes (sistemáticos e não-sistemáticos), a variação cambial (influi nos custos de importação de máquinas e equipamentos eólicos), as elevadas taxas de juros e a escassez dos recursos.

O racionamento e a necessidade imperativa de expansão da oferta de energia elétrica durante este período influenciaram na estruturação de diversos mecanismos de incentivo à geração termelétrica a gás natural, descritos no PPT. O Decreto nº. 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 permitiu o acesso dos empreendedores de usinas térmicas às linhas de financiamento específicas do BNDES.

As condicionantes do Proinfa e do MDL ampliaram a competitividade das fontes renováveis em relação às térmicas.

Em relação à sistemática de financiamento, o Proinfa aproximou os condicionantes competitivos entre as térmicas e as fontes renováveis (que também contou com o apoio do BNDES). Este apoio abrangeu a possibilidade de captação de até R\$ 5,5 bilhões, participação do banco em 70% dos itens financiáveis, taxa de juros, carência e amortização bastante atrativas e aceite dos recebíveis dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica – CCVEEs assinados com a Eletrobras como garantia (cláusula de pagamento da Eletrobras de até 70% do faturamento mensal referente ao contrato).

Adicionalmente, a comercialização dos créditos de carbono advindos dos empreendimentos configura-se em elemento primordial e decisivo na engenharia financeira montada em torno destas usinas.

Esta condição foi decisiva para romper as barreiras financeiras para expansão das fontes de energia limpa. A estrutura de *Project Finance* foi uma opção extremamente engenhosa, haja vista que esta modalidade permitiu os autofinanciamentos com as próprias receitas, ativos e colaterais (caso dos CCVEEs assinados por um longo prazo com preço e correções definidas *ex-ante* dos empreendimentos).



No setor elétrico, as operações de Project Finance relacionadas ao setor elétrico apresentam contratos característicos, tais como o Engineering, Procurement & Construction – EPC (que regula, entre outras coisas, a forma de construção da usina, seus prazos de entrega, as condições técnicas e outras condições relevantes); e o Power Purchase Agreement – PPA (que regula as condições de compra e venda de energia produzida por determinada usina).

A engenharia financeira do programa permitiu a redução das barreiras econômicas e ampliação da atratividade dos empreendedores privados, sejam eles de capital nacional ou estrangeiro. É digno de nota que o Proinfa e o MDL atraíram diversos grupos estrangeiros para atuarem no Brasil.

Como exemplo, podemos citar a abertura das fábricas de turbinas eólicas da Wobben WindPower para atendimento ao mercado interno e externo (fábricas localizadas em Sorocaba/SP e Pecém/Ceará).

Vale destacar que o Proinfa também levou em conta as receitas advindas do mercado de carbono como condição decisiva para a operacionalização do negócio, ou seja, o Proinfa, por si só, não se configurou como um elemento exclusivo para incentivar uma matriz de baixo carbono, pois, caso não houvesse sido criado o MDL no âmbito do Protocolo de Quioto, diversos empreendimentos não teriam existido.

O próprio Proinfa, no estabelecimento das receitas e despesas do programa (estipulados pelos Decretos nº. 5025/2004 e nº. 5882/2006), leva em conta os benefícios financeiros advindos dos créditos de carbono como uma importante fonte de recursos. Estes recursos são destinados ao custeio do programa, reduzindo o montante alocado nas tarifas de compra de energia dos consumidores finais.

- Condições de Preço e Prazo de Venda de Energia

Outra barreira considerada foi o preço da energia. Estimava-se que o preço da energia das termelétricas do PPT estaria em torno de 35,00 US\$ /MWh.

É importante enfatizar que o valor normativo de compra da energia gerada pelos empreendimentos Proinfa (R\$/MWh) permitiram que os empreendimentos saíssem do “papel”, propiciando uma rentabilidade, um *payback* e uma Taxa Interna de Retorno (TIR) capazes de satisfazer os empreendedores.

A estruturação dos valores normativos e dos condicionantes da Chamada Pública do Proinfa foi amplamente debatida entre o formulador do programa (Ministério de Minas e Energia), a executora do programa (Eletrobras), associações de classe do setor elétrico, ANEEL e empreendedores.

Os custos do programa são repassados para os consumidores brasileiros. Vale atentar que os créditos de carbono oriundos destes empreendimentos pertencem à Conta Proinfa e permitirão uma redução deste encargo pago pelos consumidores finais.

É pertinente destacar que a Conta Proinfa desenvolveu uma espécie de “adiantamento” para os empreendedores em relação à receita necessária para a viabilidade do empreendimento, “em



troca” dos eventuais benefícios financeiros da comercialização dos créditos de carbono, conforme definido no marco legal. Ou seja, o empreendedor recebe uma tarifa do Proinfa que viabiliza o negócio, enquanto os riscos e benefícios associados à obtenção e comercialização dos créditos de carbono são assumidos pela Eletrobras.

O programa propiciou uma blindagem dos empreendimentos em relação à volatilidade dos preços dos créditos de carbono e riscos relativos ao seu processo de registro, facilitando a inserção destas fontes de baixo carbono na matriz elétrica brasileira.

Desta forma, todo o ciclo de desenvolvimento do negócio é finalizado: a criação dos mecanismos nacionais e internacionais de incentivo às fontes renováveis - o Proinfa e o MDL foram determinantes para a formatação do negócio (fase 1), estruturação e operacionalização do negócio (fase 2), preparação do acervo documental para análise da ONU sobre os montantes de crédito (fase 3), comercialização dos créditos de carbono de propriedade da Conta Proinfa e efeitos pró-modicidade tarifária para o consumidor final (fase 4).

- Custos de Transação e Condições de Despacho do ONS

A sistemática do Proinfa foi condição necessária para minimizar os custos de transação associados aos empreendimentos de energia eólica, biomassa e PCHs.

As garantias de compra da energia pela Eletrobras com valores, índices de correção e prazos definidos minimizaram incertezas e riscos que afligiam os empreendedores e, por conseguinte, impediam maior atratividade aos projetos de energia limpa.

Os custos de transação refletem todos os custos que os agentes enfrentam toda vez que recorrem ao mercado, considerando desde a fase de negociação até a assinatura dos contratos.

Em setores intensivos em capital, as concessões ou instrumentos de garantia de compra da energia gerada (caso do Proinfa e dos leilões de energia nova definidos no Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro) são exemplos de programas que minimizam os custos de transação.

Podemos considerar que os custos de transação também configuravam barreiras à entrada de novos empreendimentos de energia limpa no Brasil, o que foi alterado pelo Programa.

Em última instância, quem financia o programa, reduz as barreiras de entrada, minimiza os custos de transação e “limpa” a matriz energética nacional, são os cidadãos brasileiros consumidores de energia elétrica (exceto os consumidores na modalidade de baixa renda), ou seja, a obtenção dos créditos de carbono dos empreendimentos do Proinfa é uma forma de minimizar os custos do programa para a coletividade.

As condições do Programa pautaram-se pela clareza, publicidade, consulta as partes interessadas e transparência. A aprovação de legislação específica sobre o programa permitiu uma redução do risco legal e regulatório, reduzindo os custos de transação.

A análise de adicionalidade também perfaz uma reflexão sobre os custos de transação. Vale frisar que as regras de despacho das usinas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS levam em conta os custos de geração dos empreendimentos.



Vale lembrar que a operação do SIN é realizada pelo ONS que despacha as usinas de forma centralizada e pelo critério do menor custo. Isto significa que, na ausência da geração hidrelétrica, o operador chamará para despachos as usinas termelétricas alimentadas à combustível fóssil e integrantes do sistema.

As usinas eólicas do projeto são despachadas prioritariamente (operam na base), fazendo com que usinas termelétricas sejam preteridas. Toda esta sistemática de despacho e comercialização de energia do Proinfa foi decisivo para viabilizar a construção destes empreendimentos e respectivas implicações na matriz elétrica.

- Vantagens absolutas de custos a favor das tecnologias de maior envergadura na matriz elétrica nacional.

A construção das usinas eólicas está intimamente associada à superação das seguintes barreiras:

- Existência de vantagens absolutas de custos a favor das empresas e das tecnologias já estabelecidas;
- Existência de estrutura de custos com significativas economias de escala;
- Existência de elevados requisitos de capital inicial;
- Existência de barreiras tecnológicas.

As fontes de geração termelétrica possuíam amplas vantagens absolutas de custos em relação às tecnologias de energia eólica, sobretudo em função das condições advindas do Programa Prioritário de Termelétricas durante o racionamento, melhores condições de acesso a fatores de produção (principalmente tecnologia, recursos humanos), acumulação de economias dinâmicas de aprendizado, melhor acesso ao mercado de capitais, expertise no dimensionamento do risco e ativos que permitem ofertar garantias reais aos financiadores dos projetos.

Além disso, uma grande parcela das novas usinas termelétricas contava com a participação acionária e a envergadura financeira da Petrobras, uma das maiores empresas de energia do mundo.

O menor custo de capital associado ao menor custo de produção de energia elétrica (energia como *commodity*) - em um ambiente de forte competição na geração – fez com que os empreendimentos térmicos tenham tido nítidas vantagens de custos sobre as fontes alternativas nos primeiros anos da década passada.

Neste contexto, os créditos de carbono são decisivos para ampliar a atratividade e factibilidade das fontes de energia limpa.

Em condições normais, a matriz energética brasileira não contemplaria um amplo leque de fontes alternativas, dada a grande desvantagem das tecnologias entrantes em relação às tecnologias de geração termelétrica e de grandes usinas hidrelétricas.

As tecnologias estabelecidas já auferiram grandes economias de escala (desenvolvimento da indústria de energia elétrica), tendo custos bem inferiores a tecnologias entrantes, como a eólica.



A carteira do Proinfa e os mecanismos do MDL permitiram a entrada de um montante de empreendimentos capazes de atrair fornecedores de máquinas e equipamentos e desenvolver a infra-estrutura doméstica de suporte às fontes de energia renováveis.

As barreiras de capital (*capital barriers*) também são perceptíveis em setores intensivos neste fator de produção, haja vista a dificuldade de acesso a fontes de financiamento de longo prazo, custos e riscos envolvidos nestas operações. Vale frisar que a economia brasileira vivenciou uma conjuntura conturbada nos primeiros anos do século XXI.

As barreiras tecnológicas estão associadas à indisponibilidade ou restrições da tecnologia na região, falta de pessoal especializado para operação e manutenção, falta de infra-estrutura necessária para o pleno desenvolvimento da tecnologia e restrições relacionadas à rede de fornecedores de máquinas e equipamentos no mercado doméstico para as tecnologias elegíveis ao MDL.

O surgimento do Proinfa foi fundamental para impulsionar a fabricação e o barateamento dos equipamentos relacionados a geração eólica no Brasil, a expansão dos serviços de engenharia nesta área, maior atratividade para investimentos estrangeiros diretos em território nacional (grande transferência de tecnologia e expansão de atuação de multinacionais no país) e um “mercado” substancialmente robusto para mobilizar o interesse do empresariado nacional em relação às tecnologias de geração limpa.

Outro fator importante reside na ampliação dos recursos para Pesquisa e Desenvolvimento de fontes eólicas no Brasil (capacitação nas empresas e faculdades), confecção de novos atlas de potencial eólico, capacitação contínua de mão de obra em um segmento de elevado grau de especialização (formação de técnicos capazes de trabalhar no design, implementação, operação e desenvolvimento de projetos de energia eólica no Brasil) e ampliação do número de pesquisadores nesta área (crescimento do número de teses de mestrado e doutorado sobre energia eólica, com destaques para o Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e o Programa de Pós Graduação de Energia da USP).

Esta discussão de custos é extremamente pertinente e oportuna, visto que a redução dos custos incidentes sobre estas tecnologias e das receitas associadas a elas (tais como a venda da energia e os créditos de carbono) interferiram significativamente na decisão de entrada destes empreendimentos.

- Redução dos Riscos através do MDL e do Proinfa

O MDL e o Proinfa foram fundamentais para minimizar os elevados riscos que impediam a entrada de um grande número de empreendimentos de energia limpa no Brasil.

Em um primeiro momento, é importante esclarecer que os riscos se dividem em risco sistemático (eventos não antecipados que impactam um grande número de ativos e têm efeito amplo no mercado) e não-sistemático (eventos não antecipados que afetam um conjunto específico de ativos).

Em relação às usinas do Proinfa, os contratos estabelecidos entre a Eletrobras e os empreendedores permitem a redução de ambos os riscos, na medida em que existem cláusulas contratuais que contemplam a ocorrência de fenômenos de diversas naturezas, sejam riscos de mercado ou específicos do setor elétrico.



Dentre as situações cobertas pelo Contrato, convém destacar:

Risco de Venda da Energia – este risco é minimizado, haja vista que a Eletrobras é responsável pela contratação de toda energia oriunda do Proinfa para um prazo de vinte anos (garantia de recebíveis facilitando o acesso às fontes de financiamento de longo prazo);

Risco do Preço e Correção da Energia Contratada – este risco é minimizado, na medida em que o contrato estabelece um preço unitário da energia contratada (R\$/MWh) corrigido pela inflação medida pelo IGP-M;

Risco de Eventos de Força Maior – o contrato permite a revisão do cronograma de entrada em função da ocorrência de casos fortuito, força maior, álea econômica extraordinária e extracontratual, dentre outros (esta cláusula diminui drasticamente o risco do empreendimento e os custos dos seguros);

Risco Regulatório – o Proinfa conta com regras claras e está sujeito a fiscalização da ANEEL. Dentre os procedimentos deliberados pela ANEEL, destaque para as autorizações de potências instaladas das usinas, definição da energia que pode ser objeto de contratação, aprovação dos procedimentos de rede, liberação para início da operação em teste, liberação para início da operação comercial, índices de qualidade e demais atos autorizativos.

Paralelamente, os procedimentos para obtenção dos créditos de carbono também contam com regras claras, transparentes e sujeitos a auditoria das validadoras credenciadas, o que reduz as incertezas sobre a legitimidade e operacionalidade deste mecanismo.

Risco Tecnológico – o Proinfa minimizou os riscos tecnológicos, na medida em que criou incentivos para o desenvolvimento da indústria nacional de fornecimento de máquinas e equipamentos para estes setores. O Proinfa possibilitou o aperfeiçoamento da gestão integrada de riscos dos empreendedores, haja vista a diluição dos riscos do negócio, riscos de evento e riscos financeiros.

Paralelamente, o sucesso do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo também propiciou a ampliação das fontes alternativas em escala global e ampliação dos investimentos em tecnologias de geração limpa.

Risco de Obtenção e Comercialização dos Créditos de Carbono – O Proinfa repassa para o empreendedor o preço de compra de energia decisiva para entrada em operação da usina e assume o risco de obtenção destes créditos. Assim, todos os eventuais benefícios financeiros da comercialização de créditos de carbono, tanto por força contratual quanto normativa, são de propriedade da Conta Proinfa. Esta espécie de adiantamento ao empreendedor de uma receita capaz de viabilizar as usinas, concomitantemente à assunção dos riscos/benefícios pela Conta Proinfa, reduziram as barreiras relativas às fontes de energia limpa em questão.

Risco de Déficit de Energia - A ampliação da potência instalada de empreendimentos eólicos também amplia a segurança energética, haja vista a complementaridade entre as fontes eólica e hídrica para uma maior harmonização sazonal da oferta de energia, conforme observado entre os empreendimentos do Ceará e o regime hídrico de Sobradinho (Bittencourt et alli 1999, citado por Dutra 2007).



- Redução das barreiras tecnológicas e ampliação da atratividade do mercado brasileiro para os fabricantes nacionais e internacionais de máquinas e equipamentos associados a geração eólica.

Outra barreira a ser superada residia nas barreiras tecnológicas e na necessidade de desenvolvimento da indústria elétrica associada ao suprimento de máquinas, equipamentos e serviços relativos às fontes de energia renovável.

A prerrogativa da Política Industrial levando-se em conta maior propensão à inovação tecnológica também é pertinente para avaliação do Proinfa e do MDL, na medida em que houve um nítido progresso técnico das empresas brasileiras, transferência de tecnologia entre países e firmas, desenvolvimento de uma vasta produção acadêmica, projetos de pesquisa nas universidades brasileiras, capacitação de mão-de-obra em um segmento altamente especializado e estímulo aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento das empresas brasileiras nas áreas de geração de pequenas centrais hidrelétricas, eólica e biomassa.

A parceria na montagem de Sociedades de Propósitos Específicos entre fornecedores de máquinas e equipamentos de tecnologias de geração limpa (nacionais e internacionais), empresas de energia elétrica e fontes de financiamento também foi uma efeito positivo do Programa.

A interação dos múltiplos atores em torno dos empreendimentos Proinfa serviu de experiência para fortalecimento, em um segundo momento, da lógica competitiva entre os agentes privados. A expertise na estruturação de consórcios constituiu-se num elemento decisivo para a redução de custos de geração nos leilões subsequentes realizados pelo Poder Concedente, com resultados significativos em prol da modicidade tarifária.

O Proinfa também exigiu um índice de nacionalização dos equipamentos e serviços de, no mínimo, sessenta por cento em valor (primeira etapa) e noventa por cento em valor (segunda etapa), redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003.

O índice de nacionalização permite a atração de investimentos estrangeiros diretos para o Brasil (através da construção de filiais) e um sinal econômico favorável ao desenvolvimento da indústria nacional nascente.

Além da premissa do índice de nacionalização, o Proinfa contou com a suspensão dos impostos de importação de aerogeradores (cuja alíquota era de 14%), facilitando a aquisição destes bens pelos empreendedores, uma vez que o excesso de encomendas aos fornecedores nacionais impactaria os cronogramas já apertados para a entrada em operação das usinas.

Neste sentido, o Proinfa permitiu tanto a transferência de tecnologia das multinacionais (novos fornecedores se instalaram no Brasil), estimulou a indústria nacional e retirou alíquotas de importação sobre produtos com dificuldade de obtenção de similar nacional no prazo exigido.

O regime do ex-tarifário da CAMEX consiste no mecanismo para redução de custo na aquisição de bens de capital (BK) e de informática e telecomunicação (BIT). Ele consiste na redução temporária do imposto de importação desses bens (assinalados como BK e BIT, na Tarifa Externa Comum do Mercosul), quando não houver a produção nacional.



Desta forma, o Programa viabilizou a diversificação da matriz energética, propiciou a valorização das características e potencialidades regionais e locais (costa litorânea com elevado potencial para geração eólica, maior uso dos recursos hídricos e aproveitamento do bagaço de cana para geração de energia elétrica) e contribuiu para a redução dos gases do efeito estufa. O programa, seguramente, cumpre os requisitos técnicos para elegibilidade aos créditos de carbono, o que permitirá reduzir os custos da diversificação da matriz energética incidentes na tarifa de energia elétrica dos consumidores brasileiros.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, o Proinfa é uma iniciativa, de caráter estrutural, vai alavancar os ganhos de escala, a aprendizagem tecnológica, a competitividade industrial nos mercados interno e externo e, sobretudo, a identificação e a apropriação dos benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos na definição da competitividade econômico-energética de projetos de geração que utilizem fontes limpas e sustentáveis (fonte: MME)

Dentre a gama de benefícios do Proinfa, convém ressaltar:

Social. *Geração de 150 mil postos de trabalho diretos e indiretos durante a construção e a operação, sem considerar os de efeito-renda;*

Tecnológico. *Investimentos de R\$ 4 bilhões na indústria nacional de equipamentos e materiais;*

Estratégico. *Complementaridade energética sazonal entre os regimes hidrológico/eólico (NE) e hidrológico/biomassa (SE e S). A cada 100 MW médios produzidos por parques eólicos, economizam-se 40m³/s de água na cascata do rio São Francisco;*

Meio Ambiente. *A emissão evitada de 2,5 milhões de tCO₂/ano criará um ambiente potencial de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Quioto;*

Econômico: *Investimento privado da ordem de R\$ 8,6 bilhões.*

(<http://www.mme.gov.br/programas/Proinfa/menu/beneficios.html>)

Outra externalidade positiva do Proinfa consiste nos efeitos sinérgicos da cooperação interindustrial. A consolidação de estruturas em rede conectando diferentes empresas muitas vezes surge a partir da formação de alianças estratégicas pontuais entre elas. Essas alianças envolvem acordos formais e informais entre empresas que permitem um intercâmbio de informações e uma aglutinação de competências, associando-se à estruturação de arranjos cooperativos – em geral de caráter pré-competitivo – que permitem aos agentes explorar oportunidades tecnológicas e mercadológicas promissoras.

A cooperação entre firmas possibilitou a redução de barreiras da entrada, na medida em que propiciou a diversificação dos riscos e maior suporte financeiro em um setor altamente intensivo no capital.

Os créditos de carbono também ampliam a atratividade do negócio e têm impactos perceptíveis nos estudos de viabilidade dos empreendimentos e do próprio programa

Passo 3: Análise de investimento

A análise de investimento não se aplica no caso das usinas integrantes da atividade do projeto.



Passo 4: Análise de práticas comuns

A discussão sobre a evolução da matriz energética no período de tomada de decisão para a estruturação dos empreendimentos constitui um elemento relevante para o debate. Esta discussão está intimamente associada à definição da linha de base, adicionalidade e à análise de prática comum.

Em um primeiro momento, é importante tecer algumas considerações sobre a forte correlação entre política energética e política industrial, seja pela construção da infra-estrutura energética ou pelo lado da construção do parque produtivo.

A análise da Política Industrial pela lógica desenvolvimentista é extremamente pertinente para analisar a política energética brasileira, em especial o estudo de caso do Proinfa. Os condicionantes desta abordagem são justamente: o contexto específico (I); o tempo histórico - relação entre estágio de desenvolvimento e adoção de políticas estatais ativas (II); e o contexto internacional (III).

A compreensão da legitimidade do Programa perpassa justamente a análise das singularidades do sistema elétrico e da matriz energética brasileira (I), a necessidade de proteção à indústria de energia eólica nascente (II) e a pertinência do Protocolo de Quioto na construção de uma agenda centrada no desenvolvimento limpo (III).

A proteção transitória à indústria nascente é o cerne para dirimir as barreiras de entrada. A proteção à indústria nascente possui duas premissas básicas. Primeiramente, os custos de produção, apesar de relativamente altos inicialmente, tendem a se reduzir de modo significativo, à medida que os fabricantes se aproveitam de economias de aprendizagem. Os custos unitários de produção caíam em função da experiência industrial acumulada ao longo do tempo. Segundo, tendo em vista a diminuição da desvantagem inicial, a proteção deveria ser temporária.

A existência do Proinfa como mecanismo fundamental para a expansão da energia eólica no Brasil reflete justamente esta filosofia de incentivos temporários, haja vista a lógica extremamente competitiva entre os agentes nos leilões de energia eólica e pequenas centrais hidrelétricas mais recentemente organizados no Brasil (tendência de redução dos preços relativos no longo prazo em função das economias de escala).

Alguns instrumentos de política econômica foram utilizados no programa, tais como: exigência de um determinado índice de nacionalização para atrair investimentos estrangeiros diretos para o Brasil e estimular a indústria local, redução dos impostos de importação de aerogeradores (aumentando a atratividade do mercado brasileiro para fabricantes internacionais e evitando atrasos no cronograma de construção) e estabelecimento de procedimentos para dar maior agilidade aos trâmites burocráticos para aprovação dos projetos de geração e transmissão.

Neste sentido, é pertinente contextualizar a trajetória das usinas eólicas no Brasil.

O Proinfa foi imprescindível para a ampliação do potencial eólico no Brasil. O Brasil, até abril de 2002, apresentava uma potência instalada de energia eólica de 22,8 MW distribuído em 7 usinas, conforme pode ser visto na Tabela 17.



Tabela 17 - Principais Parques Eólicos no Brasil – 1994/2002

Local	Inauguração	Potência Instalada (MW)	Notas
Camelinho - MG	ago/94	1,0	4 turbinas Tacke de 250 kW. Estação experimental
Taíba - CE	dez/98	5,0	10 turbinas ENERCON E-40 de 40m de diâmetro do rotor e torres de 45m. Primeira usina eólica construída sobre dunas. Modelo de negociação: PEI constituído com contrato de venda para COELCE
Prainha - CE	jan/99	10,0	20 turbinas ENERCON E-40
Palmas - PR	fev/99	2,5	5 turbinas E-40. Modelo de negociação: SPE Centrais Eólicas do paraná detém 70% do capital social e opera comercialmente através de contrato de venda estabelecido com a COPEL.
Fernando de Noronha - PE	mar/00	0,3	1 turbina Vestas de 250 kW.
Mucuripe - CE	nov/01	2,4	Substituídas as quatro turbinas Tacke por quatro turbinas ENERCON E-40. Capacidade da usina de 1200 kW para 2400 kW.
Bom Jardim da Serra - SC	abr/02	0,6	1 turbina ENERCON E-40. Constituição da Empresa Parque Eólico de Santa Catarina Ltda, resultante da associação da Wobben Windpower com a Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A -CELESC. Usina opera comercialmente com contrato de venda de energia a CELESC.

Fonte: Nascimento em Tolmasquim (2003, pág. 215).

Antes da formulação do Proinfa, as iniciativas relacionadas à utilização da energia eólica no Brasil configuravam-se em ações pioneiras e isoladas de universidades, concessionárias e centros de pesquisa (final da década de 70 e ao longo da década de 80).

Nesse período foram criados diversos grupos e projetos com destaque para a CTA, UFPB, UNICAMP, UFMG, UFRGS e Cepel. Ao mesmo tempo concessionárias de energia iniciaram inventários de potencial eólico, caso da ELETROBRAS, CHESF e CEMIG. Na década de 90, outras concessionárias, notadamente a COELCE, COELBA, COPEL, CELPA e CELESC, iniciaram medições prospectivas (WOBLEN ENERCON, 2002).

Dentre estas iniciativas, chamam a atenção às parcerias de instituições nacionais e internacionais em relação à geração eólica, como exposto a seguir:



- **(1976-82)** acordo de cooperação entre o Instituto Aeronáutica e Espaço (IAE) e o Instituto de Pesquisa e Desenvolvimento Aeroespacial Alemão (DVL) para o desenvolvimento de turbinas de 2 kW e 5 kW instaladas e testadas em Natal;
- **(1985-92)** Cemig instalou e operou três geradores de 2,2 kW, sendo 2 turbinas da marca North Wind (EUA) e uma fabricada pela empresa Composite;
- **(1990)** Celpe instalou um aerogerador de 75 kW na ilha de Fernando de Noronha em parceria com a Folkcenter (Dinamarca);
- **(1991)** Convênio entre a firma italiana Riva-Galzoni e a UFRGS para a instalação de 10 torres com anemômetros a 10 metros de altura;
- **(Década de 1990)** Instalação de cinco turbinas eólicas pela UFRGS, sendo três turbinas Riva-Calzoni, uma fabricada pela Arenhart (Lajeado) e uma Darriers desenvolvida pela UFRGS;
- **(1993)** parceria entre a Cemig, a Tacke e a UFPE para instalação de uma usina eólica no Morro do Camelinho (MG);
- **(1996)** Foi instalada em Sorocaba (SP) a primeira fábrica de aerogeradores: a Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda (subsidiária da empresa alemã ENERCON GmbH), uma das maiores fabricantes mundiais de turbinas eólicas;
- **(1996)** Instalação do parque eólico de Mucuri com 4 turbinas Tacke envolvendo a parceria entre a Coelce, Chesf, GTZ (Alemanha), o Grupo L. Macedo e a UFPE;
- **(2002)** Inaugurada a subsidiária da fábrica Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda, no Ceará. A capacidade de produção das duas unidades prevista para 2003 era de 600 MW;

Desta forma, o Proinfra foi necessário para desenvolver uma indústria nacional de fornecedores de máquinas e equipamentos para as usinas eólicas no Brasil (configurando ganhos de escala), atrair investimentos estrangeiros diretos, propiciar a difusão e os recursos em pesquisa e desenvolvimento e alavancar a formação de uma mão-de-obra especializada, haja vista a incipiência e timidez das iniciativas que perfizeram o horizonte das décadas de 80 até o ano de 2002.

O programa também foi decisivo para a redução dos custos de longo prazo da geração eólica no Brasil, propiciando as condições adequadas para um amplo desenvolvimento de projetos eólicos ao longo do território nacional, sobretudo no Nordeste.

No final de 2001, o Brasil contava com 303 PCHs que totalizavam 855 MW e respondiam por apenas 1,1% da capacidade instalada de geração no Brasil (fonte: Banco de Informações da Geração/ANEEL). No mesmo período, o Brasil contava com 600 usinas termelétricas, perfazendo 10.481 MW e 14,0% da matriz elétrica; e 133 usinas hidrelétricas, respondendo por 61.554 MW e 82,2% da matriz. O Brasil, em 2001, apresentava uma potência instalada de termelétricas que superava em 12 vezes a potência das PCHs.



Vale enfatizar que as sete usinas eólicas representavam apenas cerca de 21 MW de uma capacidade instalada de Geração de Energia Elétrica no Brasil de 74.877 MW (final 2001), o que representa menos de 0,03% do total (ver Tabela 18). Ou seja, a energia eólica jamais configurou-se como prática comum de oferta de energia elétrica do Brasil.

Tabela 18: Capacidade Instalada de Geração no Brasil 2001 – 2004 (Potência - MW)

Tipo	2001	% total	2002	%	2003	%	2004	%
UHE	61.554	82,21	63.502	79,07	66.460	77,41	67.778	74,74
UTE	10.481	14,00	13.813	17,20	16.130	18,79	19.556	21,57
PCH	855	1,14	895	1,11	1.151	1,34	1.220	1,35
CGH	0	0,00	77	0,10	87	0,10	90	0,10
UTN	1.966	2,63	2.007	2,50	2.007	2,34	2.007	2,21
EOL	21	0,03	22	0,03	22	0,03	29	0,03
SOL	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Subtotal	74.877	100,00	80.316	100,00	85.857	100,00	90.680	100,00

O ambiente de negócios no setor elétrico nos fins da década de 90 foi marcado pelo surgimento de novas instituições (ONS, ANEEL, MAE), reformas setoriais, fortalecimento dos produtores independentes de energia e consumidores livres. É digno de nota o grave racionamento de energia elétrica nos anos de 2001-2002 e suas respectivas reverberações no planejamento da expansão do sistema.

A Tabela 19 permite observar o crescimento acelerado das termelétricas na potência instalada brasileira no período 2001-2004, enquanto que as usinas eólicas cresciam num ritmo bem inferior, mantendo um quantitativo insignificante.

A expansão das termelétricas está intimamente associada às diretrizes estratégicas do Governo de diminuir a dependência do país em relação às fontes hídricas, à estruturação e operacionalização do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT e as medidas emergenciais para contenção dos efeitos do racionamento na economia brasileira (através da ampliação da geração de usinas movidas a óleo combustível e a gás natural).

Esta dinâmica só começou a ser atenuada a partir da entrada de operação dos empreendimentos do Proinfa nos anos subsequentes.

**Tabela 19: Capacidade Instalada de Geração no Brasil
2001 - 2004 (2001=100)**

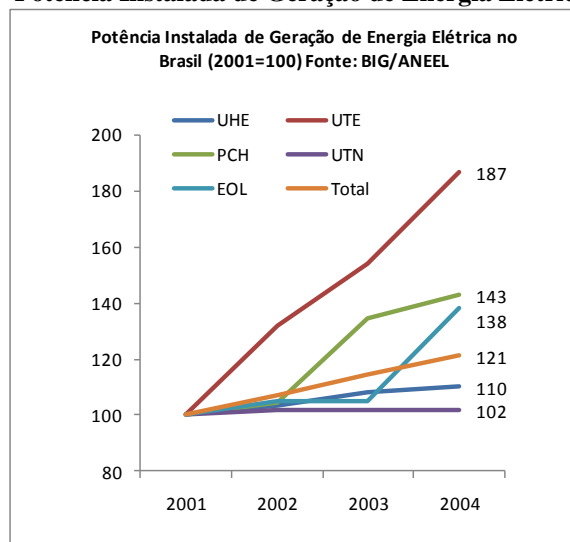
Tipo	2001	2002	2003	2004
UHE	100	103	108	110
UTE	100	132	154	187
PCH	100	105	135	143
UTN	100	102	102	102
EOL	100	105	105	138
Subtotal	100	107	115	121

Fonte:BIG/ANEEL

A Figura 4 permite visualizar esta dinâmica.



Figura 4 – Potência Instalada de Geração de Energia Elétrica no Brasil



Nas Figuras 5 e 6, podemos observar a baixa representatividade das pequenas centrais hidrelétricas –PCHs e das usinas eólicas em relação à potência instalada de termelétricas e à capacidade instalada total de geração de energia elétrica no Brasil.

Figura 5 – Participação Relativa da Potência Instalada de PCH e Eólica em relação à Potência Térmica (2001 – 2006) – Fonte Aneel

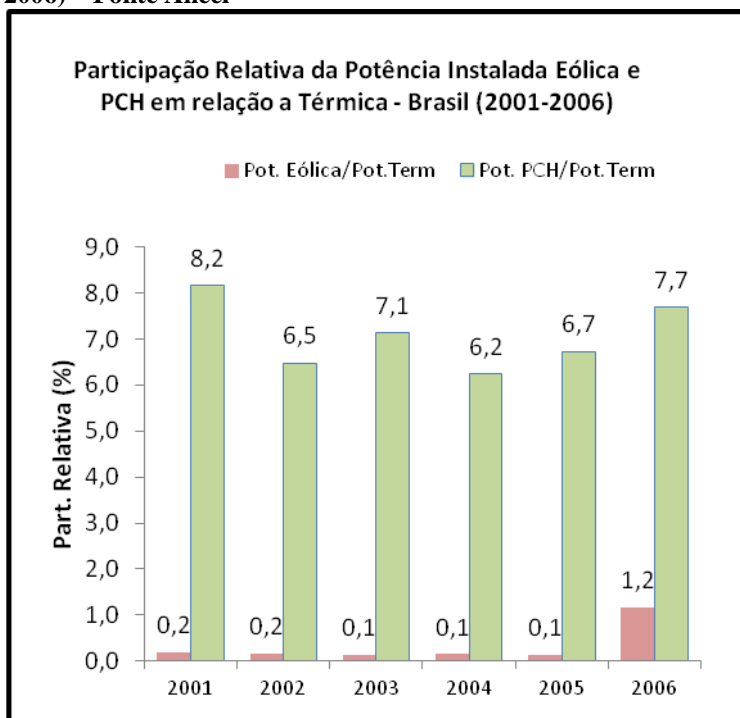
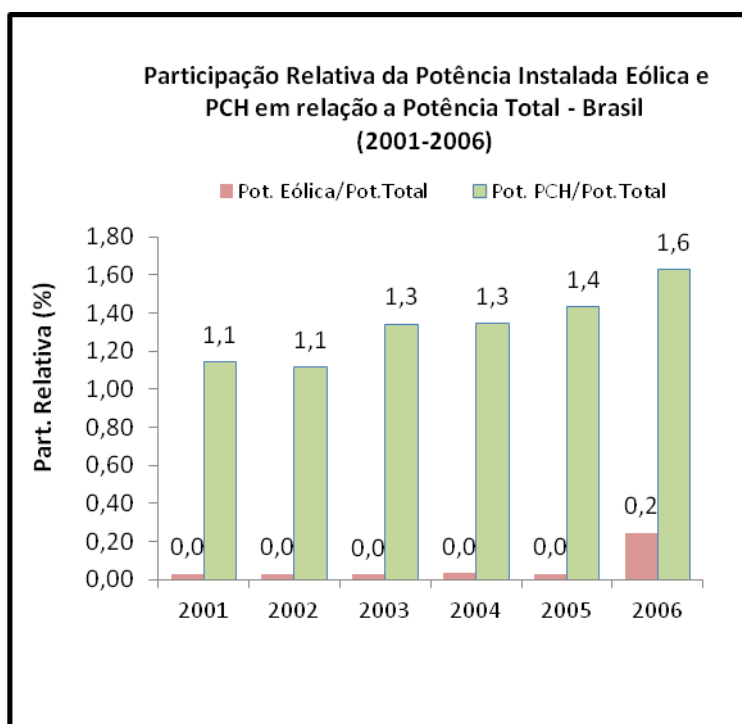


Figura 6 - Participação Relativa da Potência Instalada PCH, Eólica e Térmica em relação à Potência Total (2001 – 2006) – Fonte Aneel



Em relação ao número de empreendimentos, cabe enfatizar que a geração eólica no Brasil configura-se em prática extremamente residual (ver Tabela 20), exigindo a estruturação de diversos instrumentos para viabilizar a sua inserção em território nacional.

Tabela 20: Número de Empreendimentos de Geração Elétrica no Brasil – 2001-2005
(Fonte: ANEEL)

Nº de Empreendimentos de Geração Elétrica no Brasil - 2001-2005					
Tipo	2001	2002	2003	2004	2005
UHE	133	137	140	144	149
UTE	600	695	766	820	870
PCH	303	209	241	250	260
CGH	0	139	159	171	188
UTN	2	2	2	2	2
EOL	7	9	9	11	10
SOL	0	0	1	1	1
Subtotal	1.045	1.191	1.318	1.399	1.480

Neste sentido, o Proinfa e o MDL (a possibilidade de obtenção dos créditos de carbono oriundos destes empreendimentos configura-se como grande norteadora para esta mudança de paradigmas) viabilizaram os empreendimentos de energia limpa alterando a dinâmica da matriz elétrica brasileira, que caminhava gradativamente para uma participação mais incisiva das usinas movidas por combustíveis fósseis.

Era nítido a retro-alimentação entre o Proinfa e o MDL, na medida em que os valores do preço da energia dos empreendimentos do Proinfa em relação à energia contratada junto aos



empreendedores, exigia a contrapartida para a Conta Proinfa (efeito pró-modicidade) de todos os eventuais benefícios de comercialização das RCEs dos empreendimentos da carteira.

A diversificação da matriz energética nos países desenvolvidos também contou com uma participação incisiva dos Estados Nacionais na definição dos instrumentos necessários para estímulo às fontes de energia renováveis.

Dentre as políticas convém ressaltar a definição de preços de recompra (subsídio por tempo determinado), procedimentos de licitações competitivas (obrigatoriedade de as distribuidoras contratarem um montante determinado de energia renovável), subsídios de capital (créditos para compra de equipamentos ou venda de energia), incentivos fiscais (isenção de impostos), direcionamento dos marcos regulatórios (regras diferenciadas de acesso a rede) e estabelecimento de metas governamentais para diversificação da matriz energética (concatenação dos programas com os pressupostos do planejamento energético de longo prazo).

Na Tabela 21, estão descritas algumas destas políticas.

Tabela 21: Principais Políticas de Incentivo a Energia Eólica por país

Austrália	Algumas concessionárias oferecem um prêmio de 10% em garantia mínima de compra de energia para produção de projetos baseados em energia renovável.
Áustria	Preço de re-compra prêmio em localidades específicas de determinadas áreas governamentais acordados em 1993 de US\$ 105,4/MWh (câmbio 2000)
Bélgica	15% de capital subsidiado e redução de taxas são disponíveis na região de Flanders.
Canadá	As províncias de Alberta, Québec e Ontário têm garantia de um mercado para uma determinada quantidade de eletricidade gerada através de fontes renováveis de energia, incluindo eólica.
Dinamarca	15% do capital subsidiado são disponíveis para a substituição de turbinas eólicas obsoletas. Um subsídio de US\$ 30,1/MWh é pago para toda eletricidade proveniente da energia eólica.
Finlândia	Capitais subsidiados são disponíveis para geração de eletricidade por sistemas eólicos.
França	Taxas de crédito limitadas são disponíveis para investimentos em energia eólica no exterior. O mercado para energia eólica está garantido.
Alemanha	Preço de re-compra de 90% da média dos preços ao consumidor final era disponível para instalações abaixo de 500 kW. As taxas para as instalações maiores são de 65%.
Grécia	Capital subsidiado de 45 a 55% (dependendo da localização da planta). Preços de re-compra garantidos para energias renováveis fixados em 70% do preço ao consumidor final para auto- produtor e 90% dos preços relativos ao consumidor para PIEs:
Itália	Preços de re-compra são disponíveis para os oito primeiros anos de operação. PIEs: US\$ 68,3/ MWh auto-produção: US\$ 102,2/ MWh (ponta) - US\$ 17,4/ MWh (fora ponta).
Japão	Preços de re-compra garantidos para energia eólica nos níveis do consumidor final.
Países Baixos	Capital subsidiado em até 35% foi interrompido em 1995 devido às limitações de orçamentos.
Portugal	PIEs com capacidade limite de 10 MW beneficiados a partir de um mercado garantido para eletricidade e um capital subsidiado no valor milite de 40%.
Espanha	Empréimos estipulados em até 30% dos custos de capital da IDEA ou um subsídio. Preço de re-



	compra prêmio de US\$ 61,4/ MWh.
Suécia	Capital subsidiado em 35% para turbinas maiores do que 60 MW, um crédito de redução de US\$ 9/ MWh e garantia em tarifas de eletricidade.
Suíça	Um esquema piloto de <i>green pricing</i> para energia eólica estava programado por uma concessionária de energia em 1995.
Reino Unido	Ordenar ações sobre o <i>Non Fossil Fuel Obligation</i> para pagamento de preços de re-compra por um período garantido (preços variam para cada projeto na faixa estipulada de US\$ 57,1 - 75,9/ MWh).
EUA	Crédito de US\$ 15/ MWh para plantas <i>on-grid</i> até Julho/1999 ou um pagamento no mesmo valor para as instalações não sujeitas ao imposto de renda fiscal.

Fonte: Tolmasquim et al (2004)

A intervenção do Estado foi extremamente relevante para transformar a Alemanha numa grande potência em energia eólica (Dutra, 2004). Em termos comerciais, a Alemanha transformou sua indústria que, em alguns momentos, foi considerada obsoleta, no mais importante parque mundial de fornecedores de turbinas eólicas. Essa indústria, em um primeiro momento subsidiada pelo governo, aprimorou-se na busca de novos mercados investindo em tecnologias de novos modelos. Com um mercado crescente e promissor, a indústria eólica passou a investir na viabilidade técnica e comercial de novos modelos de turbinas operando com potência na faixa de MW. Sem dúvida, a intervenção do Estado com leis de subsídios foi fundamental para o crescimento do mercado.

Nos Estados Unidos, outro grande player global, também se observou a concessão de incentivos fiscais para investimentos nas tecnologias de geração eólica, através da lei que regulamenta a geração de eletricidade pela iniciativa privada, denominada PURPA (Public Utility Regulatory Purchase Act).

A atuação do Estado Nacional é fundamental para criar mecanismos que viabilizem a inserção de tecnologias renováveis frente à envergadura da indústria mundial de eletricidade alicerçada, demasiadamente, nas tecnologias convencionais de carvão, petróleo, gás natural e energia nuclear.

De maneira análoga, o Proinfa é o grande programa brasileiro de incentivo às fontes renováveis, e os respectivos créditos de carbono dos empreendimentos constituem elementos fundamentais para redução dos custos para a sociedade brasileira e estímulo financeiro para a construção de uma matriz energética mais limpa.

Adicionalmente, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo também configurou-se em elemento decisivo para estimular a expansão das fontes renováveis em escala global.

Subpasso 4a: Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta

De acordo com a ferramenta de adicionalidade (versão 5.2), “os projetos são considerados similares se estiverem no mesmo país/região e/ou dependerem amplamente de tecnologia semelhante, forem em escala semelhante e ocorrerem em um ambiente comparável com relação à estrutura regulatória, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso ao financiamento, etc”.



No caso das UEEs no Brasil, até 2004 podia ser observada uma pequena incidência de usinas eólicas, grande parte em fase de testes ou como projetos-piloto. A fraca presença deste tipo de tecnologia na geração de energia na matriz energética brasileira pode ser vista nos seus números. Até o fim do ano de 2004, havia apenas 11 empreendimentos eólicos em operação, apresentando uma capacidade instalada total de 29 MW de potência, o que representava aproximadamente 0,03% da capacidade instalada no Brasil na época.

Pelos números, podemos perceber que, pela participação deste tipo de empreendimento na matriz energética brasileira na época, ele não se caracterizava como prática comum.

Subpasso 4b: Discutir quaisquer opções similares em andamento

Como pode ser observado, a maioria dos projetos já existentes de usinas eólicas no Brasil em 2004 se tratavam de projetos experimentais, em processo de desenvolvimento. Nota-se que, a partir do surgimento do PROINFA começaram a surgir, de forma mais robusta, os projetos maiores da referida tecnologia.

Adicionalmente, uma análise comparativa da inserção das usinas eólicas na matriz elétrica brasileira nos anos de 2003-2005 permite verificar que a grande maioria só entrou em operação em decorrência dos mecanismos do MDL ou do PROINFA (que também leva em conta as eventuais receitas do MDL na sua estruturação), e que a partir da implementação do PROINFA no Brasil, houve um crescimento significante das UEEs no país.

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Emissões do Projeto

A atividade de projeto consiste de usinas de energia eólica. Estas usinas são usinas de fonte renovável e segundo a metodologia ACM0002 (versão 12.1.0) não possuem emissões de projeto.

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base (BE_y , em tCO₂e) são obtidas pelo produto do fator de emissões da linha de base (EF_y em tCO₂e/MWh) pela eletricidade fornecida à rede elétrica pela atividade do projeto ($EG_{PJ,y}$, em MWh) como segue:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (1)$$

Onde:

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂/ano).

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade injetada na rede como resultado da implementação do projeto de MDL no ano y (MWh/ano).



$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y e calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂e/MWh).

O fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) é calculado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT, que utiliza a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

O fator de emissão da rede elétrica é calculado como a média ponderada entre o fator de emissão na margem de operação e o fator de emissão na margem de construção e é expresso em tCO₂/MWh.

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} \cdot EF_{grid,OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{grid,BM,y} \quad (2)$$

Onde:

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão do CO₂ na margem de operação no ano y (tCO₂e/MWh).

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão do CO₂ na margem de construção no ano y (tCO₂e/MWh).

w_{OM} = Peso para o fator de emissão na margem de operação (%).

w_{BM} = Peso para o fator de emissão na margem de construção (%).

Neste caso, para a ponderação destes dois fatores, será considerado o valor padrão de 50% tanto para o fator de emissão na margem de operação, como para o da margem de construção (isto é, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$).

Os procedimentos para calcular o fator de emissão de CO₂ para a rede brasileira foram desenvolvidos pela Autoridade Nacional Designada - AND com base nas diretrizes fornecidas pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Os detalhes do cálculo do fator de emissão da margem de operação, margem de construção, cálculo do fator de emissão da linha de base, definição de subsistema, descrição detalhada da metodologia e os parâmetros e dados usados nos cálculos do fator de emissão podem ser encontrados em www.mct.gov.br.

Reduções de Emissões

As reduções de emissões são calculadas da seguinte maneira:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (3)$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO₂e/ano).

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂e/ano).

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano).

Fugas

De acordo com a metodologia, “nenhuma emissão de fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas”.



B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado/Parâmetro:	Energia Contratada (EC)
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de energia no ano contratada pela Eletrobras com base no montante de Energia de Referência.
Fonte do dado usada:	Contrato do PROINFA.
Valor aplicado:	Erro! Fonte de referência não encontrada. Tabela 6
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Este dado é utilizado para a previsão das emissões decorrentes da operação da rede de energia. O dado é obtido na CCEE, que mantém sistema de medição para contabilização da energia produzida pela usina para fins de comercialização da energia.
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ e para a eletricidade substituída na rede elétrica devido à atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Valor calculado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT, com dados oficiais.
Valor aplicado:	0,2476
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O cálculo do Fator de Emissão da Linha de Base consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM); o cálculo foi realizado a partir dos dados oficiais, de acordo com os procedimentos prescritos na ferramenta de cálculo aprovada do fator de emissão para um sistema de eletricidade.
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ e para a eletricidade substituída na rede elétrica devido à atividade do projeto
Fonte do dado usada:	Valor calculado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT, com dados oficiais.
Valor aplicado:	0,0794
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O cálculo do Fator de Emissão da Linha de Base consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM); o cálculo foi realizado a partir dos dados oficiais, de acordo com os procedimentos prescritos na ferramenta de cálculo aprovada do fator de emissão para um sistema de eletricidade.
Comentário:	



B.6.3. Cálculo ex-ante das reduções de emissões:

Emissões do Projeto

Não há emissões de projeto para usinas de energia eólica.

Emissões da linha de base

A partir da equação (2) calcula-se o $EF_{grid,CM,y}$:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5 \cdot 0,2476 + 0,5 \cdot 0,0794 = 0,1635 \frac{tCO_2}{MWh}$$

Como descrito anteriormente, os valores de $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$ são dados fornecidos pelo MCT.

De posse de $EF_{grid,CM,y}$ e da Energia Contratada, calculam-se, conforme a equação (1), as emissões de linha de base, que são resumidas na Tabela 22.

Tabela 22 - Cálculo das emissões da linha de base

	EC (MWh/ano)	$EF_{grid,CM,y}$ (tCO ₂ /MWh)	BE_y (tCO ₂ e/ano)
Albatroz	9.888,00	0,1635	1.616,69
Atlântica	10.379,00	0,1635	1.696,97
Camurim	11.048,00	0,1635	1.806,35
Caravela	10.017,00	0,1635	1.637,78
Coelhos I	11.835,00	0,1635	1.935,02
Coelhos II	11.267,00	0,1635	1.842,15
Coelhos III	6.736,00	0,1635	1.101,34
Coelhos IV	11.232,00	0,1635	1.836,43
Mataraca	7.450,00	0,1635	1.218,08
Millennium	23.661,00	0,1635	3.868,57
Presidente	7.107,00	0,1635	1.161,99

Reduções de Emissões



As reduções de emissões são calculadas a partir da equação (3) e resumidas na Tabela 23.

Tabela 23 - Cálculo das reduções de emissões

	BE _y (tCO ₂ e/ano)	PE _y tCO ₂ e/ano	ER _y (tCO ₂ e/ano)
Albatroz	1.616,69	0,00	1.616,69
Atlântica	1.696,97	0,00	1.696,97
Camurim	1.806,35	0,00	1.806,35
Caravela	1.637,78	0,00	1.637,78
Coelhos I	1.935,02	0,00	1.935,02
Coelhos II	1.842,15	0,00	1.842,15
Coelhos III	1.101,34	0,00	1.101,34
Coelhos IV	1.836,43	0,00	1.836,43
Mataraca	1.218,08	0,00	1.218,08
Millennium	3.868,57	0,00	3.868,57
Presidente	1.161,99	0,00	1.161,99

Obs.: PE_y é igual a zero pois as UEE não possuem emissões de projeto.

Fugas

De acordo com a metodologia, “nenhuma emissão de fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas, no contexto de projetos do setor elétrico, são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas”.

B.6.4. Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões:

Na Tabela 24 e na Tabela 25, podemos observar as reduções de emissões *ex-ante*, durante o período de obtenção de crédito de 10 anos. A atividade do projeto tem potencial de reduzir 197.213,70 toneladas de emissões de CO₂ equivalente (soma dos resultados da Tabela 24 e da Tabela 25), durante o período de crédito de 10 anos.

Tabela 24 - Cálculo das reduções de emissões

Ano	Albatroz	Atlântica	Camurim	Caravela	Coelhos I	Coelhos II
2011	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2012	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2013	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2014	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2015	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2016	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2017	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2018	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2019	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
2020	1.616,69	1.696,97	1.806,35	1.637,78	1.935,02	1.842,15
Total (tCO₂e)	16.166,90	16.969,70	18.063,50	16.377,80	19.350,20	18.421,50
	105.349,60					



Tabela 25 - Cálculo das reduções de emissões

Ano	Coelhos III	Coelhos IV	Matacara	Millennium	Presidente
2011	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2012	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2013	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2014	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2015	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2016	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2017	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2018	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2019	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
2020	1.101,34	1.836,43	1.218,08	3.868,57	1.161,99
Total (tCO₂e)	11.013,40	18.364,30	12.180,80	38.685,70	11.619,90
	91.864,10				

B.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1. Dados e parâmetros monitorados:

Dado/Parâmetro:	EF _{OM}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de operação calculado pelo MCT
Fonte do dado a ser usada:	MCT
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,2476
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão <i>ex-post</i> será calculado pelo MCT com os dados do ONS. O EF _{OM} será calculado e monitorado pelo MCT e pelo ONS.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	EF _{BM}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de construção calculado pelo MCT
Fonte do dado a ser usada:	MCT
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões	0,0794



esperadas na seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão <i>ex-post</i> será calculado pelo MCT com os dados do ONS. O EF_{BM} será calculado e monitorado pelo MCT e pelo ONS.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	EG_v
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Medição da energia interligada à rede e relatório anual de geração de energia
Fonte do dado a ser usada:	Medidor de energia e recibo de compra de eletricidade
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Albatroz 12.222 Atlântica 10.379 Camurim 11.048 Caravela 12.567 Coelhos I 11.835 Coelhos II 11.267 Coelhos III 6.736 Coelhos IV 11.232 Matacara 7.450 Millennium 23.661 Presidente 7.107
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A eletricidade fornecida à rede será monitorada pelo projeto (vendedor) e pelo comprador de eletricidade por meio do medidor de eletricidade interligado à rede e através da nota fiscal (verificação cruzada). Esses dados serão registrados a cada hora para cálculo das reduções de emissões (medição de hora em hora e registro mensal).
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os equipamentos usados terão um nível de incerteza extremamente baixo por exigências legais.
Comentário:	

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:



De acordo com a versão 08 da metodologia aprovada ACM0002, o plano de monitoramento consistirá no monitoramento da geração de eletricidade pela atividade do projeto proposto e dos parâmetros de fator de emissão de construção e operação.

A energia gerada nas usinas Albatroz, Atlântica, Camurim, Caravela, Coelhos I, Coelhos II, Coelhos III, Coelhos IV, Matacara, Millennium, Presidente é aferida e monitorada por um sistema de medição e faturamento definido de acordo com um procedimento padrão utilizado em todos os sistemas de geração de energia. Este procedimento é realizado pelo proprietário conforme os procedimentos técnicos estabelecidos no sub-módulo 12 do manual do ONS. Os medidores serão previamente calibrados.

O sistema de monitoramento e medição, denominado Sistema de Medição para Faturamento (SMF) consiste em um painel medidor e um *link* de satélite para comunicar e enviar os dados para a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). O painel medidor é composto de um medidor principal e um medidor reserva, conectados simultaneamente ao painel. Em caso de problema no medidor principal, o medidor reserva automaticamente continua a medição da energia, sem qualquer descontinuidade.

Após a instalação e o comissionamento, ambos os medidores (principal e reserva) serão lacrados, assim como os painéis dos equipamentos de medição (TC e TP) no terreno da subestação, assegurando a inviolabilidade do sistema. Antes de sua operação efetiva, o SMF será calibrado em laboratórios acreditados, de acordo com os procedimentos e em concordância com os padrões para equipamentos domésticos e importados.

Os certificados de calibração serão guardados pelo proprietário e disponibilizadas ao verificador sempre que por este solicitado. O equipamento é calibrado a cada dois anos, e as certificações de calibração, anexadas aos relatórios de acompanhamento. Se ocorrerem discrepâncias significativas nas leituras, ambos os medidores são novamente calibrados.

Toda a energia gerada pelas usinas é monitorada *online* pela CCEE, que é responsável pelas leituras mensais e por guardar os registros da energia gerada. Caso haja algum problema no nível do medidor local, a leitura correspondente à quantidade de energia gerada durante o problema não será perdida, graças à leitura *online* realizada pela CCEE.

A energia registrada pelo medidor principal fornece evidências suficientes para os propósitos de faturamento, desde que a margem de erro esteja dentro dos limites autorizados. Todos os medidores serão calibrados para certificar a sua precisão, a qual não poderá ser menor que +/- 0,2%.

Caso sejam encontrados erros maiores que os permitidos pela regulamentação, os medidores serão retirados do painel e submetidos aos reparos e calibrações necessários. Se, em algum dos meses anteriores, a leitura do medidor principal não estiver correta (erro maior que o esperado), ou se o medidor não funcionar corretamente, o total de energia gerada será determinado primeiramente pela leitura do medidor reserva, a menos que alguma das partes prove que esta leitura não está correta.

Os dados da energia gerada por cada um dos projetos são disponibilizados no *site* da CCEE de modo acessível a terceiros. Vale frisar que os montantes de energia gerada são insumos para o cálculo das emissões evitadas e respectivos créditos de carbono.



Os dados colhidos serão arquivados em meio eletrônico em um sistema operacional a ser instalado e permanecerão arquivados por até dois anos, após o término do período de obtenção de créditos, conforme os procedimentos da Eletrobras.

B.8. Data da conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(eis):

Data de Conclusão da Aplicação do Estudo da Linha de Base e da Metodologia de Monitoramento: 06/05/2011

Nome da Pessoa e Entidade Responsável

Empresa: Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Endereço: Rua do Ouvidor, 107, 3º andar
CEP: 20040-030, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
País: Brazil
Contato: Fernando Antônio Chagas
Cargo: Chefe do Depto de Comercialização
Telefone: +55 (21) 2514-6287
Fax: +55 (11) 2514 5811
E-mail: fernandochagas@eletrobras.com

Eletrobras é a executora do PROINFA.

SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto/período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto:

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

A data de início da atividade do projeto refere-se à assinatura do contrato de compra e venda de energia estabelecido entre o empreendedor e a Eletrobras no âmbito do Proinfa, conforme Tabela 26 a seguir:

Tabela 26 - Usinas integrantes da atividade do projeto

PCH	Data da Assinatura do Contrato PROINFA
Albatroz	21/07/2004
Atlântica	21/07/2004
Camurim	21/07/2004
Caravela	21/07/2004
Coelhos I	21/07/2004
Coelhos II	21/07/2004
Coelhos III	21/07/2004
Coelhos IV	21/07/2004
Mataraca	21/07/2004
Millennium	21/07/2004



Presidente	21/07/2004
------------	------------

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade do projeto:

25 anos, 0 meses

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

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

Não se aplica

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

Não se aplica

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

01/01/2012

C.2.2.2. Duração:

10 anos, 0 meses.



SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:

O PROINFA é um programa do governo federal brasileiro que concede incentivos a fontes alternativas de energia. Dentre seus objetivos está o aumento da participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), a fim de contribuir para a sustentabilidade ambiental à medida que proporciona a redução da emissão atmosférica de gases de efeito estufa.

Para atender às exigências do governo brasileiro em relação à regulamentação de aspectos do licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional de Meio Ambiente, é necessário que empreendimentos potencialmente causadores de impactos obtenham as devidas licenças de acordo com o estabelecido pela Resolução CONAMA 237/97.

Segundo o guia de habilitação do PROINFA, para fins de habilitação junto ao programa foi requerido dos interessados que apresentassem a Licença Ambiental de Instalação – LI relativa ao projeto candidato, em plena vigência, emitida pelo órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA ou, em caráter supletivo, pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, oficialmente publicada, e todos os seus anexos. Em caso de renovação, que fossem apresentadas também as Licenças precedentes à que estivesse em vigência.

Os empreendimentos grupados neste DCP obtiveram dos órgãos ambientais competentes as licenças ambientais exigidas para a instalação e construção. O histórico das licenças de operação está detalhado abaixo para cada empreendimento:

UEE	Órgão Ambiental	Nº da Licença de Operação/ Protocolo de Renovação	Data de emissão da LO/ Protocolo de Renovação	Data de validade da LO*
Albatroz	SUDEMA- Superintendência de Administração do Meio Ambiente	2010- 003396/TEC/LO- 1147	16/07/2010	-
Atlântica	SUDEMA- Superintendência de	2010- 003394/TEC/LO- 1145	16/07/2010	-



	Administração do Meio Ambiente			
Camurim	SUDEMA- Superintendência de Administração do Meio Ambiente	2010- 003393/TEC/LO- 1144	16/07/2010	-
Caravela	SUDEMA- Superintendência de Administração do Meio Ambiente	2010- 003392/TEC/LO- 1143	16/07/2010	-
Coelhos I	SUDEMA- Superintendência de Administração do Meio Ambiente	2010- 005163/TEC/LO- 1835	17/09/2010	-
Coelhos II	SUDEMA- Superintendência de Administração do Meio Ambiente	2010- 005161/TEC/LO- 1833	17/09/2010	-
Coelhos III	SUDEMA- Superintendência de Administração do Meio Ambiente	2010- 005162/TEC/LO- 1834	17/09/2010	-
Coelhos IV	SUDEMA- Superintendência de Administração do Meio Ambiente	1931/2010	03/09/2010	02/09/2012
Mataraca	SUDEMA- Superintendência de Administração do Meio Ambiente	1934/2010	03/09/2010	02/09/2012
Millennium	SUDEMA- Superintendência de Administração do	1876/2009	14/10/2009	-



	Meio Ambiente			
Presidente	SUDEMA- Superintendência de Administração do Meio Ambiente	1933/2010	03/09/2010	02/09/2012

- Data de validade da LO não indicada no caso dos empreendimentos que protocolaram pedidos de renovação e aguardam resposta do órgão ambiental

Além do histórico do licenciamento, que comprova o cumprimento da legislação ambiental brasileira, os empreendimentos acima listados não causam impactos fora do limite da atividade de projeto. Ademais, todos os impactos relevantes ocorrerão dentro da fronteira brasileira e devem ser mitigados de acordo com os requisitos ambientais para a implementação do projeto.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, presente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã.

As Usinas de Energia Eólica são uma alternativa para a produção de energia elétrica de forma sustentável, pois implicam em menores impactos ambientais no território na medida em que contribuem para a redução da emissão de poluentes atmosféricos, diminuem a necessidade da construção de grandes reservatórios e reduzem o risco gerado pela sazonalidade hidrológica.

Alguns dos principais impactos associados à construção e operação de Usinas de Energia Eólica estão descritos a seguir:

Meio físico

- Alteração da paisagem (dunas, lagoas, praias);
- Desestabilização/erosão dos solos;
- Interferência eletromagnética.

Meio biótico

- Deslocamento da fauna;
- Supressão de vegetação;
- Colisão de aves e morcegos;
- Interferência com rotas migratórias de aves;



- Redução de habitat das espécies;
- Interferência nos hábitos de vida da fauna.

Meio Sócio-econômico e cultural

- Interferência com população local;
- Alteração da paisagem e perda de beleza cênica;
- Poluição sonora;
- Alteração do uso do solo;
- Interferência com atividade turística;
- Surgimento/incremento de tensões sociais e individuais;
- Privatização de espaços de uso público;
- Desvalorização imobiliária;
- Produção de sombras e/ou reflexos móveis;
- Possibilidade de interferência em comunidades indígenas e/ ou outros grupos étnicos;
- Possibilidade de interferência no Patrimônio histórico, cultural e arqueológico.

Os impactos listados acima foram analisados nas fases do licenciamento ambiental dos referidos empreendimentos, sendo considerados na elaboração dos estudos ambientais para a obtenção das licenças. A fim de mitigar ou compensar os impactos acima, entre outros não descritos, foram implementados os seguintes planos de gestão e monitoramento ambiental para os empreendimentos considerados neste DCP:

- Plano de Recuperação de Áreas Degradadas
- Plano de Gerenciamento de Resíduos
- Programa de Gestão Ambiental
- Programa de Redução e Prevenção a Poluição
- Programa de Melhoria Contínua
- Programa de Educação Ambiental
- Política de Saúde, Segurança e Sustentabilidade
- Procedimento de Comunicação Interna e Externa
- Procedimentos Ambientais e Instruções de Controle Ambiental
- Procedimento de Tratamento de Não-Conformidade, Ação Corretiva e Ação Preventiva
- Procedimento Operacional de Emergência



- Procedimento de Identificação e Acesso a Requisitos Legais e outros
- Procedimento Treinamento de Funcionários

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

>>

E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários das partes interessadas locais:

>>

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

>>

E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

>>



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Eletrobras - PROGRAMA DE INCENTIVOS A FONTES ALTERNATIVAS - PROINFA
Rua/Caixa Postal:	Rua do Ouvidor, 107 – 3º andar
Edifício:	Leonel Miranda
Cidade:	Rio de Janeiro
Estado/Região:	Rio de Janeiro/ Centro
CEP:	20040-030
País:	Brasil
Telefone:	(021) 2514-6287
FAX:	(021) 2514 5811
E-Mail:	fernandochagas@eletrobras.com
URL:	
Representado por:	Fernando Antônio Chagas
Cargo:	Chefe do Depto de Comercialização
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Chagas
Nome:	Fernando
Departamento:	Departamento de Comercialização - ECC
Celular:	
FAX direto:	(021) 2514 5811
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	



BIBLIOGRAFIA

BONOMI, Claudio A. et all. *Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudos de Casos*. São Paulo: Atlas, 2004.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. *A questão socioambiental no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica*. Rio de Janeiro, EPE, 2006.

FRONDIZI, Isaura Maria de Rezende Lopes. *O mecanismo de desenvolvimento limpo: guia de orientação 2009*. Rio de Janeiro: Imperial Novo Milênio, FIDES, 2009.

JORION, Phillippe. *Value at risk: a nova fonte de referência para a gestão do risco financeiro*. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 2003.

KUPFER, David. *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002 – 6º impressão.

PINTO Jr, Helder Queiroz et all. *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

ROSS, Stephen A. *Princípios da administração financeira*. São Paulo: Atlas, 2000.

TOLMASQUIM, Maurício Tiommo et all. *Fontes Renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003.

TOLMASQUIM, Maurício Tiommo et all. *Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil*. Rio de Janeiro: Relume Dumará: COPPE: CENERGIA, 2004.

Sites:

WWW.ANEEL.GOV.BR

WWW.MME.GOV.BR

WWW.MCT.GOV.BR

WWW.UNFCCC.COM
