



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

**CONTEÚDO**

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

**Anexos**

Anexo 1: Informação sobre os participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informação relativa a financiamento público

Anexo 3: Bibliografia

**Histórico da revisão deste documento**

Número de versão	Data	Descrição e razão de revisão
01	21 de Janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 de Julho de 2005	<ul style="list-style-type: none"><li>• O Conselho concordou em revisar o MDL PPE-DCP para refletir sobre a orientação e os esclarecimentos providos pelo Conselho desde a versão 01 deste documento.</li><li>• Como consequência, as diretrizes para completar o MDL-PPE-DCP foram revisadas de acordo com a versão 02. A ultima versão pode ser encontrada em: &lt; <a href="http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents">http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents</a> &gt;.</li></ul>

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

PCH (Pequena Central Hidrelétrica) Braço Norte IV  
MDL Projeto de Pequena Escala  
DCP Versão 03  
Data: 20 de julho de 2006

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

A usina hidroelétrica Braço Norte IV é um projeto de PCH (Pequenas Centrais Hidroelétricas) a fio d'água (14,00 MW) de pequeno porte, com um reservatório que não gera quase impacto ambiental. Fica situado em uma região remota na parte norte do Estado do Mato Grosso.

A Novo Mundo Energética S.A. é a dona exclusiva de Braço Norte IV e tem uma vasta experiência em gerar eletricidade usando fontes de energia alternativas como hidroelétrica e biomassa. Braço Norte IV tem todas as autorizações para começar a construção e está planejado para entrar em operação em 01 de abril de 2007.

O projeto fica situado a cerca de 700 km de Cuiabá, capital do Estado do Mato Grosso, no município de Novo Mundo. As principais atividades econômicas da região são agricultura (soja e arroz), indústria de madeira e criação de gado. Esta é uma das regiões de crescimento mais rápidas no país, principalmente por causa das atividades de exportação calcadas pela agroindústria, o que impacta o mercado de eletricidade, no qual é previsto um crescimento de 5% ao ano.

O aspecto mais importante deste projeto é a redução das perdas de transmissão e a estabilidade do sistema. A região foi integrada na Rede Elétrica Nacional desde 2003 e as perdas ocorrem devido às distâncias muito longas entre o centro de gravidade do sistema e as cidades da região. Acrescentando as fontes locais à rede elétrica, as perdas de transmissão ficarão reduzidas.

O projeto Braço Norte IV melhora o suprimento de eletricidade com energia renovável limpa, fonte hidroelétrica renovável, enquanto contribui para o desenvolvimento econômico local. PCHs a fio d'água provêm geração local de energia elétrica, em contraste com as grandes usinas hidroelétricas e das térmicas a gás construídas nos últimos 5 anos.

Isto, especialmente no caso deste projeto, ocorre nesta região que está se desenvolvendo a uma taxa muito alta quando comparada com a média nacional e onde a demanda elétrica também está crescendo de forma mais rápida. Sustentar este ritmo requer novas fontes de suprimento de energia, mesmo depois de integrar a região a rede elétrica nacional.

Esta fonte local e mais limpa de eletricidade possui uma contribuição importante a sustentabilidade ambiental, reduzindo emissões de gás carbônico que ocorreriam na ausência do projeto. As atividades do projeto reduzem as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando geração de eletricidade através de fontes de combustível fóssil (e emissões de CO<sub>2</sub>) que seriam emitidos na ausência do projeto.

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

Nome da parte envolvida (*) (o anfitrião indica a parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se for o caso)	Por gentileza, indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Entidade Privada - Novo Mundo Energética S.A.	NÃO
	Entidade Privada – C-Trade Comercializadora de Carbono Ltda.– desenvolvedor do projeto	

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

Braço Norte IV usará a água do rio Braço Norte para gerar eletricidade de 14,00 MW de capacidade instalada. Fica situado perto de outras usinas hidroelétricas Braço Norte e Braço Norte II e III, para aproveitar todo o fluxo do rio. Este projeto a fio d'água tem um reservatório pequeno de 3 km<sup>2</sup>, e obedece aos regulamentos brasileiros para projetos de PCHs.

Braço Norte IV terá dois conjuntos de turbina - gerador. As turbinas são Kaplan S, turbinas do tipo cotovelo, considerada a tecnologia mais adequada atualmente.

Turbinas	
	Klapan S Tipo Cotovelo Contra Corrente
<b>Quantidade</b>	2
<b>Capacidade(kW)</b>	7.500
<b>Rotações(rpm)</b>	300
Gerador	
<b>ATI</b>	Tipo ATI
<b>Quantidade</b>	2
<b>Frequencia (Hz)</b>	60
<b>Voltagem nominal(V)</b>	6900
<b>Capacidade (kVA)</b>	8850

Tabela 1-Turbina e Especificação de Gerador

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

Brasil

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

Estado do Mato Grosso

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

Município Novo Mundo.

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

O projeto situado no Centro-Oeste do Brasil, Estado do Mato Grosso, próximo à cidade de Novo Mundo (latitude 09° 41' Sul e longitude 54° 48' Oeste).

O Braço Norte é parte da bacia de Teles Pires que é secundário do rio Tapajós, tributário do Rio Amazonas.

Atualmente, a Rede Integrada brasileira possui um dos seus terminais em Matupá. A PCH Braço Norte IV será conectada à subestação localizada em Matupá.

Os mapas abaixo mostram a localização dos projetos no Brasil, Mato Grosso e na parte ocidental do Estado:



Figura 2-Mapas da localização dos projetos

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

Atividade de projeto de pequena escala.

Tipo 1: projetos de energia renovável.

Identificação da categoria: geração de energia renovável para a rede elétrica.

Braço Norte IV usará o potencial hidroelétrico renovável do Rio Braço Norte para suprir eletricidade às redes elétricas regionais ao redor de Novo Mundo.

O projeto tem uma capacidade instalada de 14,00 MW (abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala). O equipamento usado no projeto foi desenvolvido e fabricado no Brasil.

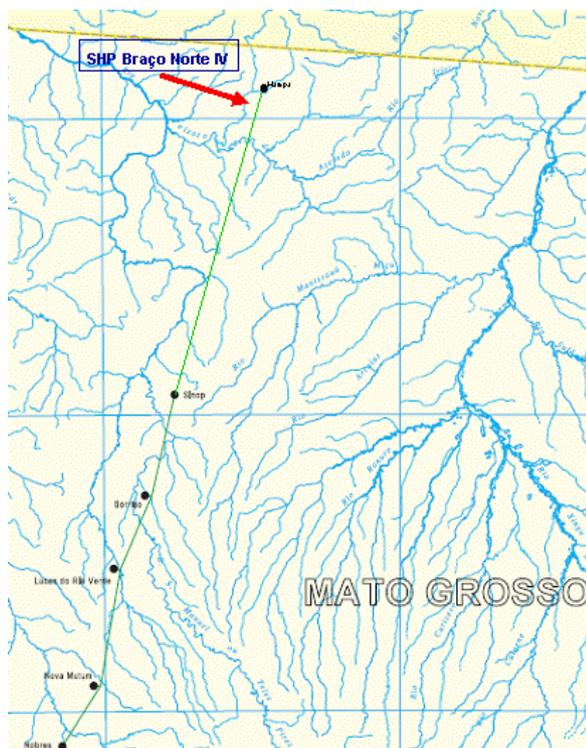
**A.4.3. Breve explicação de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEEs) antropogênicos por fontes devem reduzidas pela atividade de projeto de pequena escala proposta,**

**inclusive por que as reduções de emissão não ocorreriam na ausência da atividade de projeto de pequena escala proposta, levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais:**

Braço Norte IV gerará eletricidade usando energia hidroelétrica sem emitir gases de efeito estufa, o que resultará em reduções das emissões dos GEEs, como resultado do deslocamento de geração de usina térmica a combustível fóssil que, caso contrário supriria a região.

Kartha et al. (2002) declarou que, “o ponto crucial do desafio da linha de base para projetos de eletricidade claramente reside em determinar a ‘geração evitada’, ou o que teria acontecido sem o MDL ou outro projeto de mitigação de GEEs. A pergunta fundamental é se a geração evitada está na ‘margem de construção’ (exemplo: substituindo uma instalação que teria sido construída, caso contrário) e/ou ‘margem operacional’ (exemplo: afetando a operação das existentes e/ou futuras usinas de energia).”

Como a usina será interligada à Rede Elétrica Nacional em Marupá, a linha de base deverá considerar toda a Rede Elétrica Brasileira Sul-Sudeste-Centro Oeste. O mapa abaixo mostra a terminação da Rede Elétrica Nacional existente em Marupá e a localização aproximada do projeto.



**Figura 3-Terminações da Rede Elétrica Nacional em Marupá, próxima a localização do projeto**

Com a finalidade de determinar os fatores de emissão da margem de construção e da margem operacional, o projeto do sistema de eletricidade é definido pela disposição espacial das usinas geradoras que podem ser despachadas, sem restrições significativas de transmissão. Da mesma forma, um sistema de eletricidade interligado é definido como aquele que está conectado através de linhas de transmissão do projeto e que pode ser despachado sem restrições significativas de transmissão.

**A.4.3.1 Quantidade estimada de reduções de emissão no período de crédito escolhido:**

Ano	Estimativa anual de reduções de emissão em toneladas de CO <sub>2</sub> e
2007 (abril)	30.387
2008	45.594
2009	45.594
2010	45.594
2011	45.594
2012	45.594
2013	45.594
2014 (março)	15.198
<b>Total (tCO<sub>2</sub>e)</b>	<b>319.149</b>
<b>Número total de anos de crédito</b>	<b>21 anos (3 x 7 anos)</b>
<b>Média anual das reduções de emissão estimadas no período de crédito (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	<b>45.593</b>

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

Nenhum financiamento público foi solicitado, pelas partes envolvidas do anexo I, para as atividades do projeto.

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

Braço Norte IV não faz parte das atividades de um projeto de maior escala.

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

Projetos de energia renovável AMS tipo I. Categoria I.D – geração de eletricidade renovável conectada à rede, versão 08, 3 de março de 2006

Braço Norte IV emprega tecnologia de energia renovável para suprir eletricidade à uma rede elétrica local.

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

Identificação da Categoria - ‘Geração de energia elétrica renovável conectada à rede elétrica’  
Braço Norte IV emprega tecnologia de energia renovável para suprir eletricidade a uma rede elétrica local.

**“Tecnologia/medição:**

1. *Esta categoria inclui unidades de geração de energia renovável, como fotovoltaicas, hidroelétricas, marés/ondas, eólicas, geotérmico, e biomassa renovável que suprem eletricidade e/ou desloquem eletricidade de um sistema de distribuição de eletricidade que é ou teria sido suprido por pelo menos um gerador de combustível-fóssil ou uma unidade de queima de biomassa não-renovável .”*

Braço Norte IV deslocará geração de energia das Plantas Térmicas do Sistema Integrado Nacional.

Os cálculos da linha de base são determinados de acordo com Apêndice B, das modalidades e dos procedimentos simplificados para atividades de projetos MDL de pequena escala (Tipo I– Projeto de Energia Renovável I.D ‘Geração de eletricidade renovável conectada à rede elétrica ’):

Sendo conectada à Rede Elétrica Nacional, a linha de base deve ser calculada para refletir as margens operacionais e de construção para o subsistema de Sul-Sudeste-Centro Oeste.

*“A linha de base é o kWh produzido pela unidade geradora renovável multiplicada por um coeficiente de emissão (medido em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) calculado de uma maneira transparente e conservadora”*

(a) *A média da “margem operacional aproximada” e a “margem da construção”, onde:*

(i) *A “margem operacional aproximada” é a média ponderada de emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) de todas as fontes geradoras que servem ao sistema, excluindo hidroelétrica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, geração nuclear e solar”.*

(ii) *A “margem de construção” é a média ponderada de emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) de recentes adições de capacidade para o sistema, na qual as adições de capacidade estão definidas como as maiores (em MWh) das 20% mais recentes usinas existentes ou as 5 maiores mais recentes usinas;*

ou

(b) *A média ponderada de emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) do mix de geração atual:*

Este projeto usa a opção (a) da expansão do sistema elétrico brasileiro com incremento na participação constante das usinas térmicas a combustíveis fósseis.

Atualmente, o coeficiente de emissão é 0,5364 kgCO<sub>2</sub>e / kWh.

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

A região onde se localiza Novo Mundo e municípios da vizinhança é suprida pela Rede Elétrica Integrada Nacional. Toda a eletricidade produzida pela PCH de Braço Norte IV teria sido gerada, caso contrário, por usinas térmicas conectadas à rede elétrica, aumentando as emissões antropogênicas. A PCH, com uma capacidade instalada de 14,00 MW, cumprirá todos os requisitos de um projeto de MDL de pequena escala.



Para aprovação das adicionalidades do projeto, MDL / EB ' *“Ferramenta para a demonstração e avaliação das adicionalidades”* o relatório-anexo I - EB 16 será usado.

#### **Passo 0. Triagem preliminar com base na data inicial das atividades de projeto**

Não aplicável.

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

##### **Subpasso 1a. Definir as alternativas à atividade de projeto:**

PCH Braço Norte IV é uma usina construída próxima a outras usinas no mesmo rio Braço Norte: Braço Norte, Braço Norte II e Braço Norte III. O grupo é proprietário de todas as PCHs menos Braço Norte.

A melhor alternativa seria não haver construído Norte IV, desde que a região pudesse ter sido suprida pela geração de eletricidade do resto do país.

##### **Subpasso 1b. cumprimento das leis e normas aplicáveis:**

Ambos, a atividade do projeto e o cenário alternativo, estão de acordo com todas as leis aplicáveis e regulamentos.

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

A atividade proposta do projeto é economicamente ou financeiramente menos atraente que outra alternativa, sem a receita da venda de reduções certificadas de emissões (RCEs).

##### **Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado**

Análise padrão (Opção III) será usada.

##### **Subpasso 2b-Opção III. Análise referencial aplicada**

Identifique o indicador financeiro:

- Será usada a TIR.

A referência serve para representar retornos padrões no mercado:

- Será usada a taxa de juros brasileira, conhecida como SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia).

##### **Subpasso 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros**

A “ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade” de MDL foi aprovada depois que o projeto começou sua construção, então, a fim de seguir a ferramenta, a análise financeira mostrada abaixo



foi executada usando as premissas originais para investimento, receita de vendas de eletricidade e custos operacionais para o cenário sem as receitas relacionadas ao MDL .

Para o cenário que inclui as receitas de vendas de RCEs, o coeficiente de emissão usado neste DCP foi utilizado, assim como um preço médio de mercado para as RCEs de US\$10,00 / tCO<sub>2</sub>.

A tabela abaixo mostra as premissas:

Projeto Braço Norte 4 – Premissas			
Descrição	valor	unidade	comentários
Investimento	22,46 2	1000 USD	1/3 em 2002 e 2/3 em 2003
Custo anual operacional	225	1000 USD	1% do investimento
Geração média	79,7	GWh	
Preço da Eletricidade	54,5	USD/MWh	120 R\$/MWh
Taxa de câmbio média	2,2	R\$/USD	
Período	20	anos	
Coeficiente de emissão	0,536 4	tCO <sub>2</sub> /MWh	
preço da RCE	10	USD/tCO <sub>2</sub>	

Tabela 2- Análise financeira: suposições

O valor do investimento foi obtido de ofertas de EPC para a hidroelétrica.

Os custos operacionais seguem práticas regionais.

O período de análise de 20 anos corresponde ao prazo médio de avaliação no setor elétrico.

O preço de eletricidade foi projetado a partir de estimativas oficiais. Deve ser recordado que durante 2001, o Brasil passou por um severo racionamento de eletricidade. Uma longa seca e a falta de investimentos no setor devido às instabilidades na economia fizeram o governo forçar uma redução de 15% na demanda. Durante este período, os preços de eletricidade projetados alcançaram uma média de 45 USD/MWh comparada com uma média de menos da metade no período anterior. Desde então, os preços se elevaram acima da taxa de inflação. O mercado, atualmente, está projetando uma nova elevação das tarifas devido à escassez de projetos de larga escala para 2009-10. Novamente, projeções mostram uma possível falta de suprimento e assim, preços mais altos. Os contratos atuais estão usando o preço de referência da Eletrobrás ao redor de R \$120/MWh. Além disso, durante os últimos meses, a taxa de câmbio do Real caiu de 3,15 R\$/US\$ em junho de 2004 a 2,15 R\$/US\$ em novembro de 2005, também afetando a análise.

Os valores usados aqui deveriam ser vistos como uma projeção conservadora de tarifas e preços.

O limite superior de 79,7 GWh / ano é a produção máxima da usina que possui fator de capacidade de 65%. Durante o ano de 2007, a geração prevista de Braço Norte IV será de 56,6 GWh, porque a PCH iniciará sua operação em 01 de abril de 2007.

Estas premissas resultam em valores de TIR de 19% sem receitas de RCE e 20,2% considerando as receitas.

A taxa de referência empregada se chama SELIC, a Taxa básica de juros brasileira que é o valor dos juros no mercado de capitais de curto prazo. O governo manteve um valor muito alto para esta taxa de



referência como uma ferramenta monetária para estabilizar a economia. A Taxa SELIC anual durante 2005 foi de 19,20%.

Isto mostra que sem as receitas de RCE, o projeto alcançaria taxas menores de retorno do que as taxas referenciais. Incluindo estas receitas, o retorno do projeto seria ligeiramente melhor que a taxa de referência.

A documentação completa e as planilhas eletrônicas estão disponíveis para a equipe de validação e para os participantes do projeto, mas não para o público.

### Subpasso 2d. Análise de sensibilidade

As três variáveis principais que poderiam afetar as finanças do projeto são:

- Receitas de eletricidade
- Receitas de RCE
- Custos operacionais

O investimento não foi analisado porque o valor adotado foi o investimento efetivamente realizado. O crescimento de geração de eletricidade tem como limite superior o valor da capacidade da hidroelétrica. O mercado atual cresceu com a taxa que foi prevista, assim os primeiros anos não afetam a análise.

A tabela abaixo resume os resultados de sensibilidade:

Sensibilidade	base	(-10%) do preço da eletricidade	(+10%) do preço da eletricidade	(-10%) do preço do carbono	(+10%) do preço do carbono	(-10%) do custo operacional	(+10%) do custo operacional
preço da eletricidade	54,55	49,09	60,00	54,55	54,55	54,55	54,55
preço do carbono	10,00	10,00	10,00	9,00	11,00	10,00	10,00
custos operacionais	225,00	225,00	225,00	225	225	202	247
TIR sem carbono	0,190	0,167	0,212	0,190	0,190	0,191	0,189
TIR com carbono	0,202	0,180	0,223	0,201	0,203	0,203	0,201
diferença	0,012	0,013	0,011	0,011	0,014	0,012	0,013

Em todos os cenários com exceção de um, as receitas de RCE fazem com que a TIR do projeto fiquem acima da taxa referencial.

Como previsto, o projeto é mais afetado pelo preço da eletricidade, reduzindo a TIR de 19,0% a 16,7% quando há uma queda de 10% no preço. Mesmo assim, as receitas de RCE aumentam a TIR em aproximadamente 1,3%. Embora o valor de TIR seja de 18,0% com as receitas de RCE abaixo da taxa de referência (SELIC 19,20%), o projeto é mais atraente do que sem essa receita. Os preços da RCE poderão subir nos próximos anos e compensar um cenário pouco provável de perda de receitas das vendas de eletricidade.

A análise de sensibilidade demonstra a importância de receitas de RCE na viabilidade do projeto.

### Passo 3. Análise de barreiras

(não utilizado)



#### **Passo 4. Análise da prática comuns**

A expansão do setor elétrico brasileiro durante as décadas de 60 e 70, foi baseada fundamentalmente em grandes usinas hidroelétricas estatais. Só nos anos 90, com a privatização do setor, que o planejamento central começou a perder força. O planejamento central, executado no Brasil, sempre buscou as grandes usinas como meios de manter o controle do sistema de alocação de recursos escassos (monetário e mão-de-obra) em melhores projetos. Atualmente, menos que 1,5% da capacidade instalada no país é constituída de pequenas usinas (menor que 30MW). Um dos efeitos colaterais era a ausência de forças de mercado que incentivasse os players a buscar fontes alternativas. Nota-se que os players tradicionais (Hidroelétricas privatizadas) ainda estão buscando usinas maiores e que novos players e os órgãos fiscalizadores ainda estão no processo de aprendizagem para atuar em um sistema mais descentralizado. Ao final de 2004, somente nove projetos de PCH foram autorizados pela Agência Reguladora.

Para estimular outras alternativas, o governo brasileiro lançou o programa chamado Proinfa (Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica) que buscou aumentar a parcela de PCHs, cogeração de biomassa e eólicas. Esse programa basicamente oferece preços de compra acima dos valores de mercado, contratos a longo prazo para eletricidade e taxas mais baixas de juros de empréstimos do banco de desenvolvimento federal (BNDES). Até mesmo com estas condições, o programa atraiu menos projetos do que tinha sido planejado. Atualmente, alguns dos projetos que foram incluídos no programa estão sendo reavaliados, basicamente devido ao processo demorado de obter financiamento do BNDES. Como outros projetos semelhantes, apesar de sua atratividade, o projeto Braço Norte IV não solicitou participação no Proinfa.

Também deve ser dito que vários dos projetos foram desenvolvidos com as receitas de RCE inclusas nos estudos de viabilidade. Até agora, há mais de 15 usinas com projetos de MDL em fases diferentes de desenvolvimento que mostram as receitas de RCE são um aspecto importante destes projetos.

Neste sentido, é possível afirmar que não há muitos projetos como o de Braço Norte IV sendo implantados.

#### **Passo 5. Impacto do registro de MDL**

Está claro, na Análise de Investimento mostrada no Passo 2, que as receitas de RCE são um dos pontos cruciais na viabilidade do projeto.

<b><u>B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto está relacionada à metodologia de linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto de pequena escala:</u></b>
--

O limite imediato onde impactos ambientais podem acontecer está definido pelo local da hidroelétrica, no Rio Braço Norte.

O limite deve ser estendido para incluir o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro Oeste. A rede elétrica nacional é dividida em dois subsistemas principais, como mostrado na figura abaixo. Restrições de transmissão na ligação entre estes dois sistemas limitam o transporte de energia entre eles de forma que devem ser vistos como sistemas separados de acordo com a metodologia consolidada ACM0002 de larga escala de MDL aprovado.

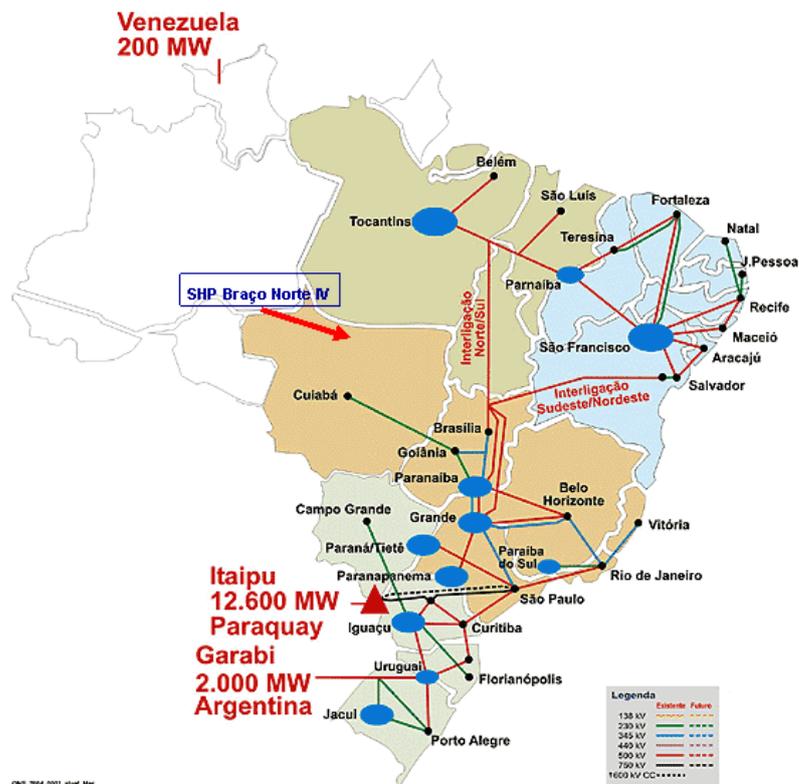


Figura 3- Rede Elétrica Nacional Brasileira Integrada que mostra os dois subsistemas

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

Os cálculos da linha de base são determinados de acordo com Apêndice B, das modalidades e dos procedimentos simplificados para atividades de projetos MDL de pequena escala (Tipo I– Projeto de Energia Renovável I.D ‘Geração de eletricidade renovável conectada à rede elétrica ‘):

Sendo conectada à Rede Elétrica Nacional, a linha de base deve ser calculada para refletir as margens operacionais e de construção para o subsistema de Sul-Sudeste-Centro Oeste.

“A linha de base é o kWh produzido pela unidade geradora renovável multiplicada por um coeficiente de emissão (medido em  $\text{kgCO}_2\text{e/kWh}$ ) calculado de uma maneira transparente e conservadora:

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

(i) A “margem operacional aproximada” é média ponderada de emissões (em  $\text{kgCO}_2\text{e/kWh}$ ) de todas as fontes geradoras que servem o sistema, excluindo hidroelétrica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, geração nuclear e solar;

(ii) A “margem de construção” é a média ponderada de emissões (em  $\text{kgCO}_2\text{e/kWh}$ ) de recentes adições de capacidade para o sistema, na qual as adições de capacidade estão definidas como as



*maiores (em MWh) das 20% mais recentes usinas existentes ou as 5 das maiores mais recentes usinas”;*

ou

*(b) A média ponderada emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) do mix de geração atual:*

Este projeto usa a opção (a) pois a expansão do sistema elétrico brasileiro pedindo um incremento constante na participação constante das usinas térmicas a combustíveis fósseis.

Como as usinas térmicas utilizam combustível fóssil, estas terão custos operacionais mais altos que hidroelétricas e serão provavelmente deslocadas, por estas mais tarde.

Data de conclusão de cálculos da linha de base: 26/04/2006.

Responsável para cálculos da linha de base:

Sergio A. W. Ennes

C-Trade Comercializadora de Carbono Ltda.

(participante do projeto - informações de contato listadas no Anexo 1).

### **SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto/ Período de Crédito:**

#### **SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / Período de Crédito:**

##### **C.1. Duração da atividade de projeto de pequena escala:**

###### **C.1.1. Data de início da atividade de projeto de pequena escala:**

As operações comerciais começarão em 01 de Abril de 2007.

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

30 anos-0 mês

##### **C.2. Escolha do período de crédito e informações relacionadas:**

###### **C.2.1. Período de crédito renovável:**

###### **C.2.1.1. Data de início do primeiro período de crédito:**

01/04/2007

###### **C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:**

7 anos-0 mês

###### **C.2.2. Período de crédito fixo:**

**C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

**C.2.2.2. Duração:**

Não se aplica.

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

Os cálculos da linha de base são determinados de acordo com Apêndice B, das modalidades e dos procedimentos simplificados para atividades de projetos MDL de pequena escala (Tipo I– Projeto de Energia Renovável I.D ‘Geração de eletricidade renovável conectada à rede elétrica ’):  
O monitoramento consiste em medir a eletricidade gerada pela usina.

**D.2. Justificação da escolha da metodologia e por que ela se aplica à atividade de projeto de pequena escala:**

O projeto é uma PCH de fio d’água, com 14,00 MW de capacidade instalada (abaixo do limite de 15 de MW) projeto de MDL de pequena escala, projetos de energia renovável AMS tipo I. Categoria I.D – geração de eletricidade renovável conectada à rede, que desloca combustível fóssil da margem de construção e operação da rede elétrica.

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

Número de ID	Tipo dos dados	Variável dos dados	Unidade de dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletrônico / Impresso)	Por quanto tempo serão os dados arquivados?	Comentário
1	Geração de eletricidade de	Geração da eletricidade do Projeto eliminada na rede	MWh	M	Medição de 15 minutos gravação mensal	100%	Eletrônico e Impresso	Durante o período de crédito e dois anos depois	A eletricidade entregue às rede monitoradas pelo projeto (vendedor) e pelo comprador de energia. Medidor de energia conectada à rede e recibo de vendas
2	fator de emissão de CO <sub>2</sub>	Fator de emissão da margem de operação CO <sub>2</sub> da rede elétrica	tCO <sub>2</sub> /MWh	C	Anualmente	0%	Eletrônico	Durante o período de crédito e dois anos depois	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos.
3	fator de emissão de CO <sub>2</sub>	Fator de operacional de emissão de CO <sub>2</sub> da rede elétrica	tCO <sub>2</sub> /MWh	C	Anualmente	0%	Eletrônico	Durante o período de crédito e dois anos depois	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos.
4	fator de emissão de CO <sub>2</sub>	Fator de emissão da margem de operação de CO <sub>2</sub> da rede elétrica	tCO <sub>2</sub> /MWh	C	Anualmente	0%	Eletrônico	Durante o período de crédito e dois anos depois	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos.

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

Dados ( <i>Indicar a tabela e o número de identificação</i> )	Nível de incerteza de dados (Alto / Médio/Baixo)	Explicar os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados ou por que esses procedimentos não são necessários.
D.3.1	<i>baixo</i>	<i>Valor medido de acordo com procedimentos internos e validados pelo ONS</i>
D.3.2	<i>baixo</i>	<i>Calculado (os dados não precisam ser monitorados)</i>
D.3.3	<i>baixo</i>	<i>Calculado a partir de dados oficiais do ONS (os dados não precisam ser monitorados)</i>
D.3.5	<i>baixo</i>	<i>Calculado a partir de dados oficiais do ONS (os dados não precisam ser monitorados)</i>

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

Nenhuma estrutura adicional é necessária para monitorar as reduções de emissão. A geração de eletricidade é o principal negócio da PCH Braço Norte IV. Todas as medidas obedecem aos regulamentos nacionais para o setor elétrico que descrevem as especificações técnicas de medição, relatórios e armazenamentos dos dados. O valor mais importante usado para determinar as reduções de emissão é a quantidade de eletricidade que é gerada. Este valor passa por uma dupla inspeção (um automático e uma leitura manual feita pelo operador na sala de controle).

No painel de controle há dois instrumentos redundantes, especificados e auditados por reguladores nacionais que lêem e registram a quantidade de eletricidade que é gerada. Ambos os instrumentos também são ligados ao sistema supervisor pelo qual o operador controla a usina. O sistema supervisor também registra e armazena eletronicamente as informações de geração. Os relatórios do sistema de supervisor são usados para emitir documentos fiscais relativos às vendas de eletricidade aos clientes.

O operador também executará diretamente leituras manuais dos instrumentos e os conferirá com os relatórios. Todos os assuntos serão resolvidos pelo gerente da usina.

Como uma medida de checagem do contador, os dados de geração de energia serão coletados na subestação de Matupá. Estes valores serão usados com propósito de faturamento pela CEMAT, de acordo com o CVE.

Procedimentos de manutenção e reparos de avarias obedecem às especificações regulamentadas nacionais.

Procedimentos de calibração obedecem às especificações nacionais, regulamentadas pelo ONS.

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

Sergio Augusto Weigert Ennes / C-Trade Comercializadora de Carbono Ltda.  
(Responsável pelo desenvolvimento do Projeto e Participante relacionado no Anexo I com informações de contato)

**SEÇÃO E. Estimativa das emissões de GEE por fontes:****E.1. Fórmulas usadas:****E.1.1 Fórmulas selecionadas como fornecido apêndice B:**

Sendo conectada à Rede Elétrica Nacional, a linha de base deve ser calculada para refletir as margens operacionais e de construção para o subsistema interligado Sul-Sudeste-Centro Oeste.

*“A linha de base é o kWh produzido pela unidade geradora renovável multiplicada pelo coeficiente de emissão (medido em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) calculada de uma maneira transparente e conservadora:*

*(a) A média da “margem operacional aproximada” e a “margem da construção”, onde:*

*(i) A “margem operacional aproximada” é média ponderada de emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) de todas as fontes geradoras que servem ao sistema, excluindo hidroelétrica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, geração nuclear e solar;*

*(ii) A “margem de construção” é a média ponderada de emissões (em kgCO<sub>2</sub>e/kWh) de recentes adições de capacidade para o sistema, na qual as adições de capacidade são definidas como as maiores (em MWh) das 20% mais recentes usinas existentes ou as 5 das maiores mais recentes usinas”;*

Atualmente, o coeficiente de emissão é 0,5364 kgCO<sub>2</sub>e / kWh.

**E.1.2 Descrição de fórmulas quando não fornecidas Apêndice B:**

Não aplicável.

**E.1.2.1 Descreva as fórmulas usadas para cálculos das emissões antropogênicas por fontes de GEEs devido à atividade do projeto dentro do limite do projeto:**

As emissões do projeto são zero.

**E.1.2.2 Descrever as fórmulas usadas para estimular as fugas em razão da atividade de projeto onde necessário, para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos para atividades de projeto de MDL de pequena escala**

Como o reservatório é pequeno, cumprindo as diretrizes da Comissão Mundial de diretrizes de Represas, as emissões de metano e de gás carbônico relacionada à geração de eletricidade, que normalmente são consideradas como vazamentos em projetos hidroelétricos, podem ser ignoradas.

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

Zero.



**E.1.2.4 Descrever as fórmulas usadas para estimar as emissões antropogênicas via fontes de GEEs na linha de base, usando a metodologia da linha de base para categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para as atividades de projeto de MDL de pequena escala:**

O coeficiente de emissão ( $EF_y$ ) é calculado como sendo a soma ponderada dos coeficientes associadas com a “margem operacional aproximada” e a “margem de construção.”, para a Rede Elétrica de Sul-Sudeste-Centro Oeste brasileira, como descrito nas Seções B.4 e B.5.

Usando as mesmas premissas e a notação desenvolvida na Metodologia Consolidada ACM002 “Metodologia consolidada para a geração de eletricidade de rede elétrica - conectada de fontes renováveis”, ambos os coeficientes são obtidos como:

- Margem de operação:

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,k} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad (2)$$

onde:

$F_{i,k,y}$  = a quantidade de combustível anual (em unidades de volume ou massa) consumida pelas fontes de energia relevantes em ano(s)  $y$  ( $j$ ) refere-se às fontes de energia fornecendo eletricidade à rede elétrica, que não incluem usinas de baixo custo operacional e de despacho obrigatório, e inclui as importações para o sistema),

$COEF_{i,j}$  = o coeficiente de emissão de  $CO_2$  de combustível anual ( $tCO_2$  / unidade de volume ou massa ou unidade do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados pelas fontes de energia pertinentes  $j$  e o porcentual de oxigenação do combustível no ano(s)  $y$ ,

$GEN_{j,y}$  = a eletricidade (MWh) entregue à rede elétrica através de fonte  $j$ , e

O coeficiente de emissão de  $CO_2$ ,  $COEF_i$ , é obtido como:

$$COEF_i = NCV_i \cdot EF_{i,CO_2} \cdot OXID_i; \quad (3)$$

onde:

$NCV_i$  = valor calorífico líquido (conteúdo de energia) por unidade de massa ou de volume de um combustível  $i$ ;

$OXID_i$  = fator de oxidação do combustível (1996, Diretrizes de IPCC Revisadas para valores padrões);

$EF_{i,CO_2}$  = fator de emissão de  $CO_2$  por unidade de energia do combustível  $i$ .

- Margem de construção:



$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (4)$$

onde  $F_{i,m,y}$ ,  $COEF_{i,m}$  e  $GEN_{m,y}$  são análogos às variáveis descritas acima para as usinas  $m$ .

O coeficiente de emissão combinado é a média ponderada das margens de construção e operacional:

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad (5)$$

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

$$EF_y = 0,5 * EF_{OM,y} + 0,5 * EF_{BM,y}$$

O Centro de Despacho Nacional (*Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*, relatórios diários de 1 de Jan de 2002 a 31 de Dez de 2004) proveu os dados brutos de despacho para toda a rede elétrica nacional interligada. As fontes de dados seguintes foram pertinentes para o cálculo da linha de base:

- O sistema de eletricidade brasileiro foi dividido historicamente em dois subsistemas: o Norte-Nordeste (N-NE) e o Sul-Sudeste-Centro Oeste (S-SE-CO). Isto se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos sistemas está crescentemente mostrando que a integração acontecerá no futuro. Em 1998, o governo brasileiro estava anunciando a primeira derivação da linha de interconexão entre o S-SE-CO e N-NE. Com investimentos ao redor de US\$700 milhões, a interligação tinha o propósito principal, na visão do governo, de pelo menos ajudar a resolver os desequilíbrios de energia no país: a região de S-SE-CO poderia suprir ao N-NE no caso de ser necessário e vice-versa.

Todavia, até mesmo depois que a interconexão foi feita, documentos técnicos dividem o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000):

“... onde o Sistema de Eletricidade brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro Oeste;
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste; e
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localidades que estão eletricamente isoladas dos sistemas interconectados)”

Além disso, Bosi (2000) dá uma forte argumentação a favor dos chamados *multi-projetos de linha de base*:

“Para países grandes com diferentes circunstâncias dentro das suas fronteiras e de diferentes redes elétricas nessas regiões, as linhas de base no setor de eletricidade podem precisar ser desagregadas dentro do País, para prover uma representação mais realista que teria acontecido em caso contrário.”

Finalmente, tem que se levar em conta que embora os sistemas de hoje estejam conectados, o fluxo de energia entre N-NE e o S-SE-CO está fortemente limitado pela capacidade de linhas de transmissão. Então, só uma fração da energia total gerada em ambos os subsistemas, é transmitida em um sentido ou



em outro. É natural que esta fração possa mudar sua direção e magnitude (até a capacidade da linha de transmissão) dependendo do comportamento hidrológico, clima e outros fatores não controlados. Mas não é provável que represente uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve ser considerado também que somente em 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é se os proponentes do projeto forem coerentes com o banco de dados de geração de que dispõe a partir do tempo da submissão do DCP para validação, uma situação onde o fluxo de eletricidade entre os subsistemas que era mais restritiva deve ser considerada.

O sistema de eletricidade brasileiro inclui hoje em dia ao redor de 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses quase 70% são hidroelétricas, ao redor de 10% são usinas térmicas a gás natural, 5,3% são usinas a diesel e óleo combustível 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor preto, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são usinas nucleares, 1,4% são usinas a carvão, e também há 8,1 GW de capacidade instalada em países vizinhos (a Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que despacham eletricidade à rede elétrica brasileira.(Aneel, 2005. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Esta capacidade no exterior é constituída na realidade principalmente 6,3 GW da parte paraguaia de Itaipu Binacional, de uma usina hidroelétrica operada pelo Brasil e Paraguai, onde a maior parte da energia produzida é destinada à rede elétrica brasileira.

A Metodologia aprovada de pequena escala do tipo I.D requer que os proponentes do projeto considerem “todas as fontes geradoras que atendem o sistema.” Deste modo, ao aplicar esta metodologia, os proponentes do projeto no Brasil deveriam procurar e pesquisar, todas as usinas de energia que servem ao sistema brasileiro.

Na realidade, as informações sobre tais fontes geradoras não estão publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS- *Operador Nacional do Sistema* - argumenta que as informações sobre o despacho são estratégicas aos agentes de energia, sendo assim não pode ser mais disponibilizada. Por outro lado, ANEEL, a agência de eletricidade, provê informação sobre capacidade de energia e aspectos legais no setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser obtida desta agência.

Dessa forma , os proponentes do projeto procuram uma solução plausível, para poder calcular o fator de emissão no Brasil mais preciso possível. Considerando que os dados reais de despacho são necessários, o ONS foi contatado para permitir aos participantes saberem até qual grau de informação poderia ser disponibilizada. Após meses de conversas, as informações de despacho diário das usinas foram disponibilizadas durante os anos 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes do projeto, discutindo a viabilidade de usar tais dados, concluíram que a melhor informação a ser considerada era determinar o fator de emissão para a rede elétrica brasileira. De acordo com ANEEL, na realidade, o ONS despachou de forma centralizada as usinas hidroelétricas com capacidade instalada de 75.547 MW em 31/12/2004, do total instalado no Brasil de 98.848 MW na mesma data (Aneel, 2005 [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo\\_Gráficos\\_mai\\_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf)) que incluem a capacidade disponível em países vizinhos de exportar ao Brasil e usinas de emergência que somente são despachadas durante tempos de restrições de oferta no sistema. Então, embora o cálculo do fator de emissão seja executado sem considerar todas as fontes geradoras que servem o sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve o Brasil é levado em conta, o que é bastante representativo se considerada a dificuldade em adquirir as informações de despacho no Brasil. Além disso, permanecem 23,6% de usinas que não possuem o despacho coordenado pelo ONS, pois: ou elas operam baseados em acordos de compra de energia que não estão sob controle da autoridade de despacho; ou elas ficam situadas em sistemas não interligados, nos quais o ONS não possui acesso. Deste modo, esta



parte não é afetada pelos projetos de MDL, e esta é outra razão por não os levar em conta ao determinar o fator de emissão.

A quantidade de combustível consumido pelas usinas de queimam relevante quantidade de combustível fóssil são as coletadas na pesquisa feita pela Agência Internacional de Energia (et de Bosi. al., 2002).

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

Utilizando os dados supracitados, os números da Tabela 2 (na seção E.2) e Tabela 4 (abaixo) surgem do cálculo da linha de base e a quantidade de redução de emissão para o período de crédito escolhido.

$$EF_y = 0,5 \times 0,9472 + 0,5 \times 0,1256 = 0,5364. \quad (6)$$

Cálculo da linha de base do Sistema Sul-Sudeste-Centro Oeste Brasileiro interconectado

Fatores de emissão PPE para as interconexões a rede elétrica brasileiras Sul-Sudeste-Meio Oeste			
Cenário base de pequena escala (sem importações)	OM (tCO <sub>2</sub> e/MWh)		Geração total (MWh)
2002	0,9394		276.731.024
2003	0,9698		295.555.969
2004	0,9431		301.422.617
	<b>Média OM (2002-2004)</b> tCO <sub>2</sub> e/MWh		Total
	0,9472		873.820.610
	OM*0,5+BM*0,5(tCO <sub>2</sub> e/MWh)		<b>BM 2004 (tCO<sub>2</sub>e/MWh)</b>
	<b>0,5364</b>		0,1256

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Relatórios Diários de 1 de Jan. de 2002 a 31 de Dez. de 2004.

#### **E.1.2.5 Diferença entre E.1.2.4 e E.1.2.3 representa as reduções nas emissão em razão da atividade do projeto durante um período determinado:**

As reduções de emissão pela atividade do projeto,  $ER_y$  durante um determinado ano  $y$  é o produto dos fatores das emissões da linha de base,  $EF_y$ , vezes a eletricidade suprida pelo projeto para a rede elétrica,  $EG_y$ , como segue:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y \quad (7)$$

#### **E.2 Tabela fornece os valores obtidos na aplicação das fórmulas acima:**

A tabela abaixo mostra a redução de emissão projetada avaliada antes e depois da conexão da PCH Braço Norte IV com a Rede elétrica Nacional.



<b>Ano</b>	<b>Estimativa anual de reduções de emissão em toneladas de CO<sub>2</sub>e</b>
<b>2007 (abril)</b>	30.387
<b>2008</b>	45.594
<b>2009</b>	45.594
<b>2010</b>	45.594
<b>2011</b>	45.594
<b>2012</b>	45.594
<b>2013</b>	45.594
<b>2014 (março)</b>	15.198
<b>Total (tCO<sub>2</sub>e)</b>	<b>319.149</b>

**Tabela 3-reduções de emissão projetadas das atividades do projeto**

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

Sobre as permissões regulatórias, Novo Mundo Energética recebeu a autorização emitida pela ANEEL para operar como produtor de energia independente (PIE) que dá o direito para operar a PCH Braço Norte IV. Há dois documentos relacionados a esta autorização:

- Resolução nº 627, emitidos em 12 de Nov de 2002, Novo Mundo Energética Ltda. autorizada para explorar Braço Norte IV com 14,00 MW de capacidade instalada, e
- Despacho nº 133, emitido no dia 21 de Março de 2003 que muda o nome da Companhia para Novo Mundo Energética S.A..

A legislação requer a emissão das seguintes licenças:

- Licença preliminar (Licença Prévia ou L.P.)-emitida durante a fase de concepção do projeto, contendo as exigências básicas conhecidas durante a construção e operação.
- Licença de construção ( Licença de Instalação ou L.I.) e,

O projeto tem as licenças ambientais necessárias. As licenças operacionais e permissões foram emitidas pela FEMA-MT, a agência ambiental estatal do Estado do Mato Grosso.

A legislação também requer a publicação da emissão das licenças (LP e LI ) no boletim oficial estatal local (*Diário Oficial do Estado*) e no jornal local para tornar o processo público e permitir os comentários das partes interessadas.

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

A legislação requer a publicação da emissão das licenças (LP e LI) no boletim oficial estatal local (*Diário Oficial do Estado*) e no jornal local para tornar o processo público e permitir os comentários das partes interessadas.

A AND brasileira (Comissão Interministerial das Mudanças Globais de Clima-CIMGC/MCT) publicou a Resolução #1 que define os procedimentos necessários de comunicação das comunicações entre as partes interessadas para os projetos no Brasil. Esta Resolução foi publicada em setembro de 2003, logo antes da usina começar a operar.

A fim de satisfazer esta resolução, a Novo Mundo Energética emitiu cartas às partes interessadas, descrevendo o projeto e convidando a comentar as seguintes partes interessadas:

- Secretaria de ambiente do Estado do Mato Grosso;
- Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Associação do município de Novo Mundo;
- Prefeito e Câmara Municipal do Município do município de Novo Mundo;



- Secretaria responsável pelo Meio Ambiente do município de Novo Mundo e
- Ministério Público do Estado de Mato Grosso.

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

Nenhum comentário foi recebido.

**G.3. Informar a respeito de como conta devida foi levada de qualquer comentário recebido:**

Nenhum comentário foi recebido.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DO PROJETO  
(fomentador do projeto)**

Organização:	C-Trade Comercializadora de Carbono Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Av. Rio Branco, 1 - 9o Andar, Bloco B,
Prédio:	
Cidade:	Rio de Janeiro
Estado/Região:	Rio de Janeiro
CEP:	20090-003
País:	Brasil
Telefone:	++55.11.3259.4033
FAC-SÍMILE:	++55.11.3159.0828
E-mail:	
URL:	
Representado por:	
Título:	Diretor Executivo
Tratamento:	Sr.
Último nome:	Ennes
Nome do meio:	Augusto Weigert
Primeiro nome:	Sergio
Departamento:	
Celular:	++55.11.8384.0022
FAC-SÍMILE direto:	
Tel direto:	
E-mail pessoal:	sergio.ennes@lumina energia.com.br



(administrador da planta)

Organização:	NOVO MUNDO ENERGÉTICA S.A.
Rua/Caixa Postal:	Estrada Francisco Paes de Barros S/N, bairro Ribeirão da Lipa
Prédio:	
Cidade:	Cuiabá
Estado/Região:	Mato Grosso
CEP:	78 040-570
País:	Brasil
Telefone:	
FAC-SÍMILE:	
E-mail:	
URL:	
Representado por:	
Título:	Diretor
Tratamento:	Mr.
Último nome:	Oliveira
Nome do meio:	Martins
Primeiro nome:	Armando
Departamento:	
Celular:	
FAC-SÍMILE direto:	
Tel direto:	
E-mail pessoal:	



**Anexo 2**

INFORMAÇÕES RELATIVAS AO FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público das partes do Anexo I foi ou será solicitado para as atividades do projeto.

**Anexo 3-Bibliografia**

01. MME – Plano Decenal 2003-12:  
*Sumário Executivo do Plano Decenal de Expansão 2003/2012*  
Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos  
Ministério de Minas e Energia  
[www.ccpe.gov.br](http://www.ccpe.gov.br/) / [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)
02. Ministério de Minas e Energia, 2003  
*Balanço Energético Nacional 2003*  
Secretaria de Energia  
[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)
03. ONS – Mapas do Sudeste e Centro-Oeste:  
[http://www.ons.org.br/ons/download/DU\\_Rede%20Oper.S-SE-CO.R36\\_06-09-04.pdf](http://www.ons.org.br/ons/download/DU_Rede%20Oper.S-SE-CO.R36_06-09-04.pdf)
04. Bosi, M. 2001  
*An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*  
OECD and IEA Information Paper COM/ENV/EPOC/IEA/SLT (2001)4  
<http://www.oecd.org/env/cc/>
05. Kartha, S., Lazarus, M. and Bosi, M., 2002  
*Practical Baseline Recommendations for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector*  
OECD and IEA Information Paper COM/ENV/EPOC/IEA/SLT (2002)1  
<http://www.oecd.org/env/cc/>
06. Bosi, M. and Laurence, A., 2002  
*Road Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector*  
OECD and IEA Information Paper COM/ENV/EPOC/IEA/SLT (2002)6  
<http://www.oecd.org/env/cc/>
07. OECD, 2005  
*Economic Survey of Brazil 2005*  
OECD, ISBN 92-64-00747-4, February, 2005  
<http://www.oecd.org>
08. PDD - Ecoinvest, 2005  
Rialma Companhia Energética S.a. PCH Santa Edwiges II – Projeto MDL de pequena escala –  
Fevereiro de 2006.  
<http://cdm.unfccc.int/>
09. Operador Nacional do Sistema Elétrico,  
*Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004*  
ONS RE 3/036/2004  
<http://www.ons.org.br/ons/planejamento/index.htm>
10. CDM Executive Board  
*Approved Consolidated Baseline Methodology ACM0002 – “Consolidated Methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources” version 03*  
UNFCCC, CDM Executive Board



21<sup>st</sup> Meeting Report, September 28-30, 2005, Annex 8  
<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings>