



**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 de emissões de GEE por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informação sobre participantes na atividade do projeto

Anexo 2: Informação relativa a financiamento público

Anexo 3: Bibliografia

**Histórico da revisão deste documento**

Número da 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">• 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.• Como consequência, as diretrizes para completar o MDL-PPE- DCP foram revisadas de acordo com a versão 02. A ultima versão pode ser encontrada na: < http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents >.

**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 III
MDL Projeto de Pequena Escala
DCP Versão 3
Data: 20 de julho de 2006

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

A usina hidroelétrica Braço Norte III é um pequeno projeto de PCH (Pequenas Centrais Hidroelétricas) a fio d'água (14,16MW), com um reservatório que não gera quase impacto ambiental. Fica situado em uma região remota na parte norte do Estado do Mato Grosso.

A Guarantã Energética Ltda. é a dona exclusiva de Braço Norte III e tem uma vasta experiência em gerar eletricidade usando fontes de energia alternativas como hidroelétrica e biomassa. Braço Norte III teve seu projeto iniciado durante 2000, sendo a construção e instalações implantadas entre maio de 2001 até setembro de 2003. A operação comercial começou em 03 de outubro de 2003. Durante 2004 gerou quase 75 GWh.

O projeto fica situado a cerca de 700 km de Cuiabá, capital do Estado de Mato Grosso, no município de Guarantã. 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 na agroindústria e 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 que 2003 e as perdas acontecem 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 III 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 a 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 CO₂) 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 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 - Guarantã 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 III usa a água do rio Braço Norte para gerar eletricidade de 14,16 MW de capacidade instalada. Fica situado perto de suas usinas hidroelétricas irmãs, Braço Norte e Braço Norte II, para aproveitar todo o fluxo do rio. Este projeto a fio d'água tem um reservatório pequeno, 1,3 km², obedecendo os regulamentos brasileiros para projetos de PCHs. A figura 1, abaixo, mostra a casa de força e a seção central da represa.

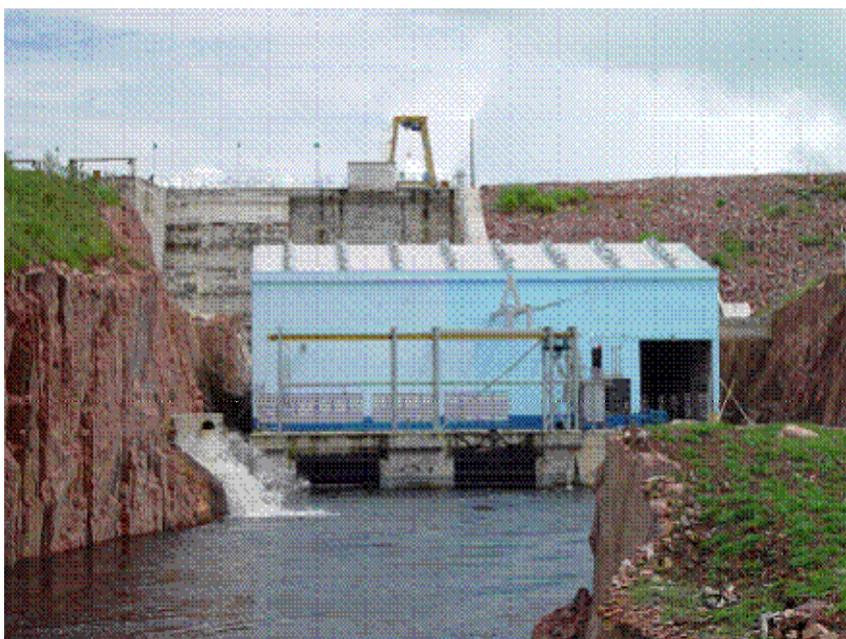


Figura 1-Fotografia da usina: Braço Norte III

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



Turbinas	
	Klapan S Tipo Cotovelo Contra Corrente
Quantidade	2
Capacidade(kW)	7.500
Rotações(rpm)	300

Gerador	
ATI	Tipo ATI
Quantidade	2
Frequencia (Hz)	60
Voltagem nominal(V)	6900
Capacidade (kVA)	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 de Guarantã do Norte.

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 fica situado no Centro-Oeste do Brasil, Estado do Mato Grosso, próximo à cidade de Guarantã do Norte (latitude 09° 40' Sul e longitude 54° 58' Oeste).

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

Atualmente, a Rede Integrada Brasileira possui um terminal em Matupá. A PCH Braço Norte III 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 do projeto

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 uma rede elétrica.

Braço Norte III usa o potencial hidroelétrico renovável do Rio de Braço Norte para suprir eletricidade às redes elétricas regionais pequenas ao redor de Guarantã.

O projeto tem uma capacidade instalada de 14,16 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 ser reduzidas pela atividade de projeto de pequena escala proposta, inclusive porque 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 III gera eletricidade usando energia hidroelétrica sem emitir gases de efeito estufa, que resultará em reduções das emissões de GEEs, como resultado do deslocamento de geração da 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 do GEE. 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 Matupá, a linha de base para projetos de eletricidade reflete toda a Rede Elétrica Sul-Sudeste-Centro Oeste que deverá ser considerada. O mapa abaixo mostra o final da Rede Elétrica Nacional existente em Matupá e a localização aproximada do projeto.

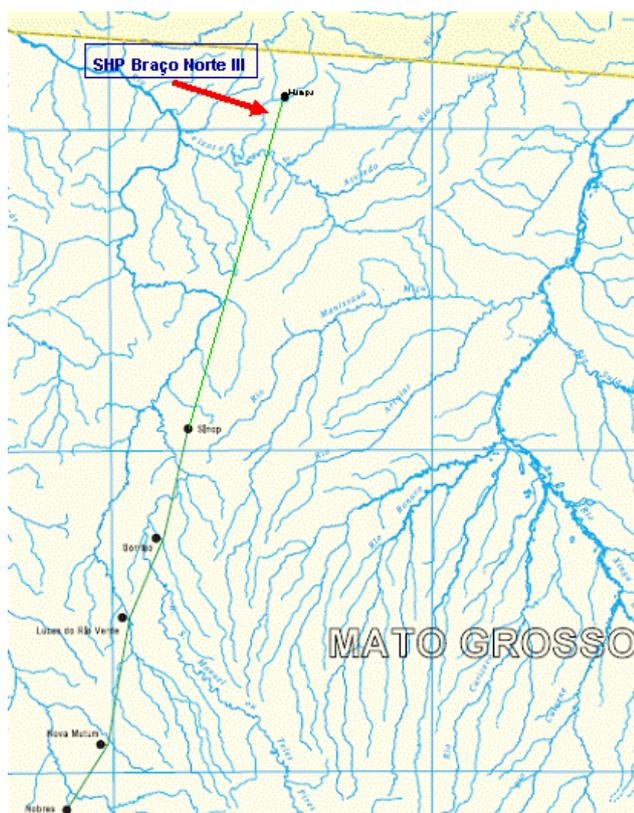


Figura 3-Terminações da Rede Elétrica Nacional em Marupá, próxima a localização do projeto.

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 ao 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 ₂ e
2003 (outubro)	8.997
2004	39.859
2005	40.230
2006	40.230
2007	40.230
2008	40.230
2009	40.230
2010 (setembro)	30.173
Total (tCO₂e)	280.179
Número total de anos de crédito	21 anos (3 x 7 anos)
Média anual das reduções de emissão estimadas no período de crédito (toneladas de CO₂e)	40.026

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

Nenhum financiamento público foi solicitado, pelas partes interessadas 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 de maior escala:

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

B.2 Categoria de projeto aplicável para a atividade de projeto de pequena escala:

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

“Tecnologia/medição:

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

Braço Norte III deslocará geração de energia das Usinas 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 kgCO₂e/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 kgCO₂e/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 kgCO₂e/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”;

ou

(b) A média ponderada emissões (em kgCO₂e/kWh) do mix de geração atual:



Este projeto usa a opção (a) desde a expansão de sistema elétrico brasileiro pedindo um incremento da participação constante das usinas térmicas fósseis.

Atualmente, o coeficiente de emissão é 0,5364 kgCO₂e / 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 Guarantã e municípios vizinhos é suprida pela Rede Elétrica Interligada Nacional. Toda a eletricidade produzida pela PCH Braço Norte III teria sido gerada, caso contrário, por usinas térmicas conectadas à rede elétrica, aumentando as emissões antropogênicas. A PCH, com uma capacidade instalada de 14,16 MW cumprirá todos os requisitos de um projeto de MDL de pequena escala.

Para aprovação da adicionalidade do projeto, MDL / EB ' *“Ferramenta para a demonstração e avaliação das adicionalidade”* UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 16º Relatório de Reunião, 22 de outubro de 2004, Anexo I, será usado.

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

O projeto de Braço Norte III começou em 2001, a construção foi de maio de 2001 a setembro de 2003 e operação comercial começou em 03 de outubro de 2003, conseqüentemente depois de 1 de janeiro de 2000.

Guarantã Energética S.A. faz parte de uma holding com várias atividades a área agrícola, industrial e atividades de logística nas regiões centrais e norte-ocidentais do país. A holding seguiu com atenção a evolução das negociações no âmbito da UNFCCC e, especialmente, a sucessão das reuniões sobre o MDL.

A decisão de construir Braço Norte III levou em conta a possibilidade de obter receita com a comercialização do carbono. Em 2001, havia somente análise experimental de como tal mercado operaria e o qual seria o nível de preços. Todavia, há documentos internos que provam que a companhia considerou seriamente esta possibilidade para tomada de decisão o avanço do projeto.

Passo 1. Identificação de alternativas para a atividade de projeto de acordo com as leis e normas vigentes

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

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

A melhor alternativa seria não haver construído Braço Norte III 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 as leis aplicáveis e regulamentos.

Passo 2. Análise de investimentos

A atividade do projeto proposta 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 suas operações, 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 RCE de US\$10,00 / tCO₂.

A tabela abaixo mostra as premissas:

Projeto BRAÇO NORTE III – Premissas			
Descrição	valor	unidade	comentários
Investimento	18.302	1000 USD	1/3 em 2002 e 2/3 em 2003
Custo anual operacional	183	1000 USD	1% do investimento
Geração Média	80,6	GWh	
Preço da Eletricidade	42,6	USD/MWh	115 R\$/MWh
Taxa de câmbio média	2,7	R\$/USD	
Período	20	Anos	
Coeficiente de emissão	0,5364	tCO ₂ /MWh	
Preço da RCE	10	USD/tCO ₂	

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 do 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 a 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, preços elevaram acima da taxa de inflação. O mercado atualmente está projetando uma nova elevação das tarifas devido à escassez 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 80,6 GWh/ano é a produção máxima da usina que possui fator de capacidade de 65%. De fato, durante 2004, Braço Norte III gerou 74,6 GWh.

Estas premissas resultam em valores de TIR de 15% sem receitas de RCE e 16,6% 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 projeto seria ligeiramente melhor.

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 atual feito. O crescimento de geração de eletricidade tem como limite superior o valor da capacidade da hidroelétrica. O mercado atual cresceu sobre a mesma 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	42,59	38,33	46,85	42,59	42,59	42,59	42,59
preço do carbono	10,00	10,00	10,00	9,00	11,00	10,00	10,00
custos operacionais	183,00	183,00	183,00	183	183	165	201
TIR sem carbono	0,150	0,131	0,169	0,150	0,150	0,152	0,149
TIR com carbono	0,166	0,148	0,184	0,165	0,168	0,168	0,165
diferença	0,016	0,017	0,015	0,015	0,014	0,016	0,013

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

Como previsto, o projeto é mais afetado pelo preço da eletricidade, reduzindo a TIR de 15,0% a 13,1% quando há uma queda de 10% no preço. Mesmo assim, as receitas de RCE aumentam a TIR em aproximadamente 2%. Embora o valor de TIR de 16,6% com as receitas de RCE abaixo da taxa de referência (SELIC 17,35%), o projeto é mais atraente do que sem a receita. Os preços da RCE poderão subir nos próximos anos e isto compensará 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 das práticas 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 III não solicitou participação no Proinfa.

Também deve ser dito que vários dos projetos foram desenvolvidos com as receitas de RCE incluídas 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 III 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.4. Descrição de como a definição do limite do projeto estão relacionados à metodologia da linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto de pequena escala:

O limite 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. As 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.

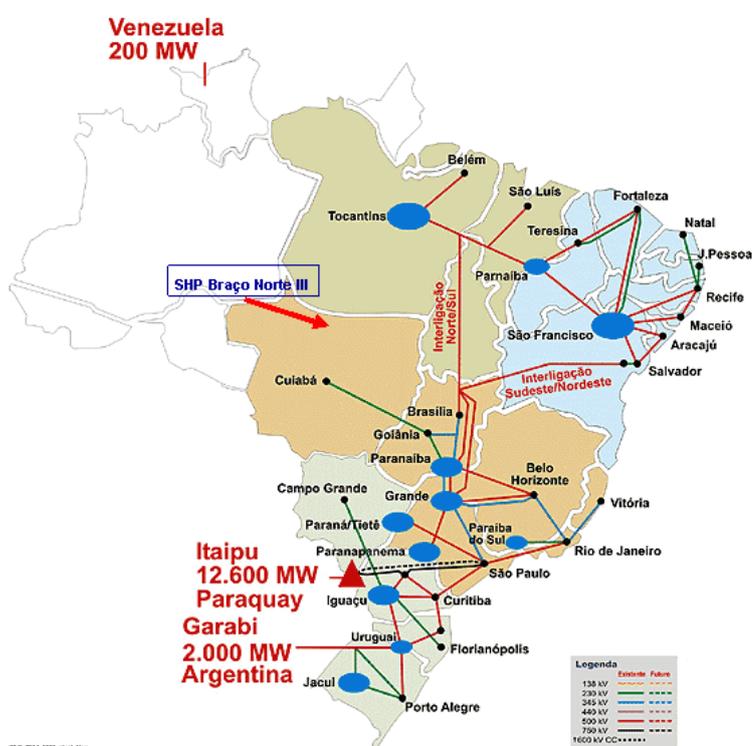


Figura 4- Rede Elétrica Nacional Brasileira Integrada que mostra os dois subsistemas

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 kgCO₂e/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 kgCO₂e/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 kgCO₂e/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 de emissões (em kgCO₂e/kWh) do mix de geração atual:

Este projeto usa a opção (a) pois a expansão do sistema elétrico brasileiro demanda um aumento constante na participação 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:****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 começaram em 03 de outubro de 2003.

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

30 anos -0 meses

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:**

03/10/2003

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

7 anos-0 meses

C.2.2. Período de crédito fixado:**C.2.2.1. Data de início:**

Não aplicável.

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável.

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

O projeto é uma PCH a fio d’água, com 14,16 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	Medidas (m), calculados (c) ou estimadas (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 de eletricidade do Projeto eliminada na rede elétrica	MWh	M	Medição de 15 minutos e gravação mensal	100%	Eletrônico e Impresso	Durante o período de crédito e dois anos depois	A eletricidade entregue à rede monitorada pelo projeto (vendedor) e pelo comprador de energia. Medidor de energia conectada à rede e recibo de vendas
2	Fator de emissão de CO ₂	Fator de emissão da margem operação de CO ₂ da rede elétrica	tCO ₂ /MWh	C	Anualmente	0%	Formato 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 ₂	Fator de emissão da margem de operação de CO ₂ da rede elétrica	tCO ₂ /MWh	C	Anualmente	0%	Formato 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 ₂	Fator de emissão da margem de operação de CO ₂ da rede elétrica	tCO ₂ /MWh	C	Anualmente	0%	Formato 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 empreendidos:**

Dados (<i>Indicar a tabela e o número de identificação</i>)	Nível de incerteza de dados (Alto / Médio/Baixo)	Explicar os procedimentos de CQ/QQ planejados para esses dados, ou por que esses procedimentos não são necessários.
D.3.1	baixo	<i>Valor medido de acordo com procedimentos internos e validados pelo ONS</i>
D.3.2	baixo	<i>Calculado (os dados não precisam ser monitorados)</i>
D.3.3	baixo	<i>Calculado a partir de dados oficiais do ONS (os dados não precisam ser monitorados)</i>
D.3.5	baixo	<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 operação e gerenciamento que o(s) participantes do projeto irão implementar para monitorar as reduções de emissão e quaisquer efeitos de fugas 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 III. 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.

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 regulatórias 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 Energia Ltda
(responsável pelo projeto e participante listado no Anexo I com as informações de contato)

SEÇÃO E.: Estimativa das emissões de GEE por fontes:

**E.1. Fórmulas usadas:****E.1.1 Fórmulas selecionadas como fornecido no 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 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 kgCO₂e/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 kgCO₂e/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 kgCO₂e/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”;

ou

A partir de hoje, o coeficiente de emissão é 0,5364 kgCO₂e / kWh.

E.1.2 Descrição de fórmulas quando não fornecidas no 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 estimar as fugas em razão da atividade de projeto onde necessária, para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades simplificadas 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 relacionadas à geração de eletricidade, que normalmente são consideradas como fugas de 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 a 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 associados 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 da rede elétrica interligada 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),

$COEF_{i,j,y}$ = 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 , $COEF_b$, é obtido como:

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

onde:

NCV_i = poder 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 Revisadas de IPCC para valores padrões);

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

- Margem de construção:

O fator de emissão da “margem de construção” ($EF_{BM,y}$) é a média ponderada de emissões (em $kgCO_2e/MWh$) das 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 maiores mais recentes usinas.

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

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 operacionais:

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

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 01 de Janeiro de 2002 a 31 de Dezembro de 2004*) supriu os dados brutos de despacho para toda a rede elétrica interligada brasileira. 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 os 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 for 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 assim chamados *multi-projetos da linha de base*:

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



Finalmente, tem que se levar em conta que embora os sistemas 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 de 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 que dispõe a partir do termo da submissão do DCP para validação, uma situação onde o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era mais restrita deve ser considerada.

O sistema de eletricidade brasileiro inclui hoje em dia ao redor 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 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, 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 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 disponível no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS - *Operador Nacional do Sistema* - argumenta as informações sobre o despacho é estratégica aos agentes de energia, sendo assim não pode ser 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 tomada desta agência.

Dessa forma, os proponentes do projeto procuraram uma solução plausível para poder calcular o fator de emissão no Brasil do modo mais preciso possível. Considerando que os dados reais de despacho são necessário, 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.

Proponentes do projeto, discutindo a viabilidade de usar tais dados, concluíram que era a melhor informação a ser considerada era determinar o fator de emissão para a rede elétrica brasileira. De acordo com ANEEL, na realidade, a 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_Gr%C3%A1ficos_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 ofertas no sistema. Então, embora o cálculo do fator de emissão seja executado sem considerar todas as fontes geradoras que servem o sistema, eletricidade, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve o Brasil é levado em conta, o que é bastante representativo se considerar 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 interconectado, 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 consumida pelas usinas a combustível fóssil é relevante, 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 ₂ e/MWh)		Geração total (MWh)
2002	0,9394		276.731.024
2003	0,9698		295.555.969
2004	0,9431		301.422.617
	Média OM (2002-2004)		Total
	tCO ₂ e/MWh		873.820.610
	0,9472		BM 2004 (tCO₂e/MWh)
	OM*0,5+BM*0,5(tCO ₂ e/MWh)		0,1256
	0,5364		

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

E.1.2.5 Diferença entre E.1.2.4 e E.1.2.3 representa as reduções de 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 III com a Rede elétrica Nacional.

Ano(s)	Estimativa anual de reduções de emissão em toneladas de CO ₂ e
2003 (outubro)	8.997
2004	39.859



2005	40.230
2006	40.230
2007	40.230
2008	40.230
2009	40.230
2010 (setembro)	30.173
Total (tCO₂e)	280.179

Tabela 3-reduções de emissão projetadas da 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, a Guarantã Energética recebeu a autorização emitida pela ANEEL para operar como um produtor de energia independente (PIE) que dá o direito para operar PCH Braço Norte III. Há dois documentos relacionados a esta autorização:

- Resolução no. 374, emitida em 20 de setembro de 2000 transferindo direitos de exploração de Braço Norte III para sua subsidiária Guarantã Energética ;
- Despacho no. 603, emitido em 30 de Setembro de 2002 que muda a capacidade instalada autorizada de 9.888 para 14,16 MW, e
- Despachos 715 (03 de outubro de 03) e 854 (11 de novembro de 03) liberando a hidroelétrica para começar operações.

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,
- Licença operacional (Licença de Operação ou L.O.).

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, LI e LO) 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 os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados:**

A legislação também requer o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no boletim oficial estatal local (*Diário Oficial do Estado*) e no jornal local para tornar público o processo 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 comunicações das comunicações entre as partes envolvidas 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 Guarantã Energética emitiu cartas as partes interessadas, descrevendo o projeto e comentários convidativos das seguintes partes interessadas:



- Secretaria de Meio 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 Guarantã do Norte;
- Prefeito e Câmara Municipal do Município de Guarantã do Norte;
- Secretaria responsável pelo Meio Ambiente do município de Guarantã do Norte e
- Ministério Público do Estado do 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,
Construindo:	
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:	GUARANTÃ ENERGETICA LTDA.
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:	Director
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 / www.mme.gov.br
02. Ministério de Minas e Energia, 2003
Balanço Energético Nacional 2003
Secretaria de Energia
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
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
21st Meeting Report, September 28-30, 2005, Annex 8
<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings>