



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(DCP de MDL)**

Versão 03 – em vigor a partir de: 28 de Julho de 2006

ÍNDICE

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

Anexos

Anexo 1: Informações de contatos sobre os participantes na atividade do projeto

Anexo 2: Informações a respeito da constatação pública

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto.

A.1 Título da atividade de projeto:

>>

Projeto de Hidrelétrica Baruító
DCP Versão Número 02
12/03/2007

A.2. Descrição da atividade de projeto:

>>

O Projeto de Hidrelétrica Baruító (doravante, o “Projeto”) desenvolvido pela Global Energia S.A.(doravante denominada a “Desenvolvedora do Projeto”) consiste da instalação de uma pequena central hidroelétrica com uma capacidade de 18 MW, localizada no Rio Sangue, no município de Campo Novo do Parecis, Estado de Mato Grosso, Brasil.

A usina tem por objetivo fornecer eletricidade renovável ao município de Campo Novo dos Parecis no Estado de Mato Grosso, no centro-oeste do Brasil. A linha de transmissão de 54,19 Km será construída pela desenvolvedora do projeto e será ligada ao sistema interligado S-SE-CO (doravante denominado “a Rede Elétrica”) através do município de Campo Novo dos Parecis.

A usina foi construída em uma área remota, a qual foi isolada da rede interligada no passado recente. A usina irá trazer eletricidade renovável para desenvolver essa área remota tanto socialmente quanto economicamente, o qual sempre foi um problema difícil. Esse projeto irá aumentar o fornecimento de eletricidade à rede, deslocando a geração térmica com uma fonte de energia renovável, assim o projeto reduzirá as emissões de CO₂e. A densidade de energia do projeto proposto é de 29,83 W/m², portanto a emissões do projeto não serão levadas em conta.

Os participantes do projeto reconhecem que esta atividade do Projeto está ajudando o Brasil a cumprir suas metas de promover desenvolvimento sustentável. Especificamente, o projeto está em linha com os requisitos de MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) do país anfitrião devido aos seguintes motivos:

- Contribui à sustentabilidade ambiental local, pois diminui da dependência de combustíveis fósseis, melhorando assim a qualidade do ar.
- Contribui para melhores condições de trabalho e aumenta as oportunidades de emprego na área onde o projeto está localizado.
- Contribui para a distribuição da renda, pois contribui para o desenvolvimento regional / local.
- Contribui ao desenvolvimento da capacidade tecnológica, pois a tecnologia, mão-de-obra e manutenção técnica serão fornecidos dentro do Brasil, consolidando a tecnologia no país.
- Contribui à integração regional e ligação com outros setores. O projeto facilita o aumento de pequena hidroeletricidade como fonte geradora na região e poderá incentivar outras empresas similares que desejam reproduzir esta experiência.

A.3. Participantes do projeto:

>>

Tabela 1 – Participantes do projeto

Nome da Parte envolvida (*)	Participantes do Projeto (*)	Favor indicar se a parte
-----------------------------	------------------------------	--------------------------



((anfitriã) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) ou pública(s) (conforme aplicável)	envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim / Não)
Brasil (anfitrião)	Global Energia S.A.	Não
Reino Unido da Grã Bretanha e Irlanda do Norte	EcoSecurities Group PLC	Não

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

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

A.4.1. Localização da atividade de projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil. (o “País Anfitrião”)

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

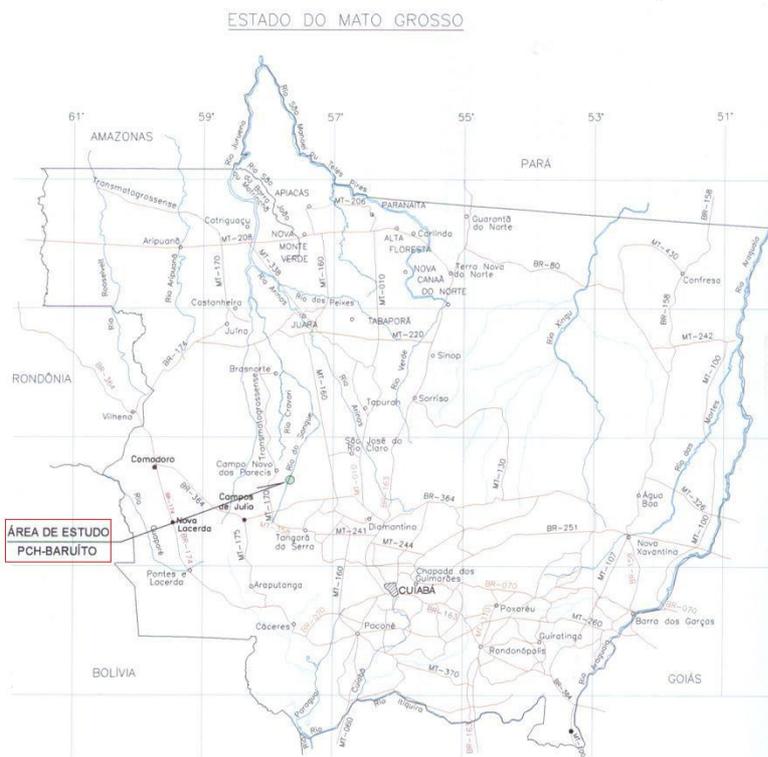
Estado de Mato Grosso.

A.4.1.3. Cidade/ Município / Comunidade etc:

Município de Campo Novo dos Parecís.

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta atividade de projeto (uma página no máximo):

A localização exata do projeto é definida utilizando-se as coordenadas GPS 13°19'05”S, 57°35'49”W.



A.4.2. Categoria(s) de atividade de projeto:

De acordo com o Anexo A do Protocolo de Quioto, este projeto encaixa-se no Escopo Setorial da CQNUMC 1: Indústrias de Energia (fontes renováveis / não renováveis).

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

O projeto consiste em uma usina que gera eletricidade renovável para abastecer eletricidade à rede elétrica. A usina de energia hidráulica possui três conjuntos de equipamentos. Cada um consiste em uma turbina horizontal tipo Kaplan S brasileira e geradores trifásicos sem escovas. Uma turbina Kaplan é uma turbina hidráulica tipo hélice com pás ajustáveis.

Tabela 2 – Descrição técnica das turbinas



MDL – Conselho Executivo

página 5

Fabricante / Tipo das Turbinas	ALSTOM / Kaplan S
Quantidade	3
Capacidade Nominal	6,1 MW ¹

Tabela 3 – Descrição técnica do gerador

Fabricante / Tipo do Gerador	WEG / S1000
Potência Nominal	6630 kVA
Tensão Nominal	6,9 kV
Fator de potência	0,9

Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - resolução número 652 emitida em 9 de dezembro de 2003, uma pequena hidroelétrica no Brasil deve ter capacidade instalada superior a 1 MW porém não superior a 30 MW.

Uma barragem de desvio de baixo nível (altura 20 m) eleva o nível da água do rio suficientemente para permitir uma estrutura de tomada localizada no lado do rio. O arranjo geral do desvio consiste na implantação de estruturas de barra deslizante, um vertedouro e uma estrutura adutora, com extensão total de cerca de 430 m. Uma linha de transmissão de 138 kV (distância total de 54,19 km) será construída a partir do painel de comando para a subestação da CEMAT em Campo Novo dos Parecís para ligar a usina à rede elétrica.

A tecnologia utilizada no projeto é ambientalmente segura por ser uma usina de energia elétrica que requer uma barragem de desvio mínimo, a qual armazena água para gerar energia limpa, área do reservatório do projeto é de 0,6034 km². A densidade de energia do projeto é de 29,83 W/m², superior à condição de aplicabilidade da metodologia.

A.4.4 Quantidade estimada de reduções de emissão durante o período de crédito escolhido:

>>

Tabela 4 – Reduções de Emissão Estimadas a partir do Projeto

Anos	Estimativa anual de reduções de emissão em toneladas CO ₂ e
2007 (desde outubro)	8.217
2008	32.868
2009	32.868
2010	32.868
2011	32.868
2012	32.868
2013	32.868

¹ Embora a capacidade instalada nominal total seja de 18,3 MW, a capacidade instalada efetiva a ser utilizada é de 18 MW, quantidade que a desenvolvedora do projeto está autorizada a vender à rede elétrica. A autorização do despacho da ANEEL declara 18 MW, valor será utilizado como a capacidade instalada.



MDL – Conselho Executivo

página 6

2014 (até setembro)	24.651
Reduções estimadas totais (toneladas de CO ₂ e)	230.076
Número total de anos de créditos	7
Média anual ao longo do período de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)	32.868

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

>>

O projeto não receberá qualquer financiamento público das Partes incluídas no Anexo I da CQNUMC.



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

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

1. A metodologia de linha de base: ACM0002: “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis” versão 06, em vigor desde 19 de maio de 2006;

2. A metodologia de monitoramento: a metodologia de monitoramento consolidada aprovada ACM0002: “Metodologia consolidada de monitoramento para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis -”, Versão 06 em vigor desde 19 de maio de 2006;

3. A ferramenta para demonstração de avaliação da adicionalidade: “a ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, Versão 03, em vigor a partir de 16 de fevereiro de 2007 (EB29).

Mais informações sobre a metodologia podem ser obtidas em:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>

B.2 Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto:

Tabela 5 – Critérios de aplicabilidade conforme previsto na metodologia

Critérios	Os critérios são atendidos?	Justificativa
Aplica-se a adições de capacidade de eletricidade a partir de: <ul style="list-style-type: none">· Usinas hidrelétricas a fio de água; projetos de energia hidrelétrica com reservatórios existentes em que o volume do reservatório não aumente;· Novos projetos de energia hidrelétrica com reservatórios cujas densidades de energia (capacidade instalada de geração elétrica dividida pela área da superfície no nível máximo do reservatório) sejam superiores a 4 W/m²;· Fontes de energia eólica;· Fontes de energia geotérmica;· Fontes de energia solar;· Fontes de energia de ondas e marés.	Sim	Conforme a descrição na seção A.4.3, o Projeto consiste uma usina de energia hidráulica com uma barragem de desvio e assim está de acordo com a exigência.
Esta metodologia não se aplica às atividades de projetos que envolvam a mudança de combustíveis fósseis para energia renovável na área da atividade do projeto, uma vez que, nesse caso, a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;	Sim	O projeto consiste na construção de uma nova usina hidroelétrica, portanto nenhuma troca de combustível é aplicável.
Os limites geográficos e do sistema da rede elétrica pertinente possam ser claramente identificados e	Sim	A usina está ligada ao sistema interligado S-SE-CO Todos os



existam informações sobre as características da rede.		dados necessários para calcular a rede estão disponíveis. Vide Anexo 3.
Aplica-se à geração de eletricidade conectada à rede a partir da captação de gás de aterro, em conjunto com a “metodologia consolidada aprovada de linha de base para atividades de projetos com gás de aterro” (ACM0001).	Não aplicável	O projeto é um projeto hidroelétrico, sendo assim esta condição não é aplicável.

A atividade do projeto atende todas as condições acima e, portanto, é aplicável à metodologia.

B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos no limite do projeto

O limite do projeto inclui o sistema interligado S-SE-CO, o local físico da usina bem como a área do reservatório. Para a determinação da linha de base, apenas foram tomadas em conta as emissões de CO₂ a partir da geração elétrica em energia com queimada de combustível fóssil que é deslocada devido à atividade de projeto.

O limite da rede elétrica está definido claramente como a extensão espacial das centrais elétricas que pode ser despachadas sem restrições significativas de transmissão. Especificamente para este projeto a rede elétrica em questão é o sistema interligado S-SE-CO.

Tabela 6 – Gás de Efeito Estufa (GHG) incluído ou excluído no limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Produção de eletricidade da rede	CO ₂	Incluído	Conforme a ACM0002 apenas emissões de CO ₂ a partir de geração de eletricidade deverão ser levadas em conta.
		CH ₄	Excluído	Conforme a ACM0002
		N ₂ O	Excluído	Conforme a ACM0002
Atividade de Projeto	Produção de eletricidade hidroelétrica	CO ₂	Excluído	Como a densidade de energia do projeto é superior a 10 W/m ² nenhuma emissão de gás de efeito estufa a partir do projeto deve ser levada em consideração de acordo com a ACM0002.
		CH ₄	Excluído	
		N ₂ O	Excluído	

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

O projeto consiste em uma nova instalação de geração de eletricidade que fornecerá eletricidade à rede elétrica. Conforme afirmado na metodologia, para as atividades do projeto que não modificam nem expandem a instalação de geração de eletricidade existente, o cenário da linha de base é conforme segue:

A eletricidade entregue à rede elétrica pelo projeto teria de outra forma sido gerada pela operação de centrais elétricas ligadas à rede elétrica e pelo acréscimo de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descrita na seção B.6.1.

A tabela a seguir oferece as informações chave e os dados utilizados para determinar o cenário da linha de base:

Tabela 7 – informações chave e dados utilizados para determinar o cenário da linha de base

Variável	Unidade	Fonte dos Dados
Fator das Emissões da Margem Operacional (EF_{OM_v} em tCO_2/MWh)	tCO_2/MWh	Vide Anexo 3
Fator de Emissões da Margem de Construção (EF_{BM_v} em tCO_2/MWh)	tCO_2/MWh	
Fator de Emissões da Linha de Base (EF_v)	tCO_2/MWh	

A rede elétrica nacional está dividida em dois subsistemas principais. Existem restrições de transmissão sobre o elo entre esses dois sistemas que limitam a transmissão da energia entre os mesmos de forma que devem ser vistos como sistemas separados. Especificamente para este projeto a linha de base é definida como o sistema interligado S-SE-CO.

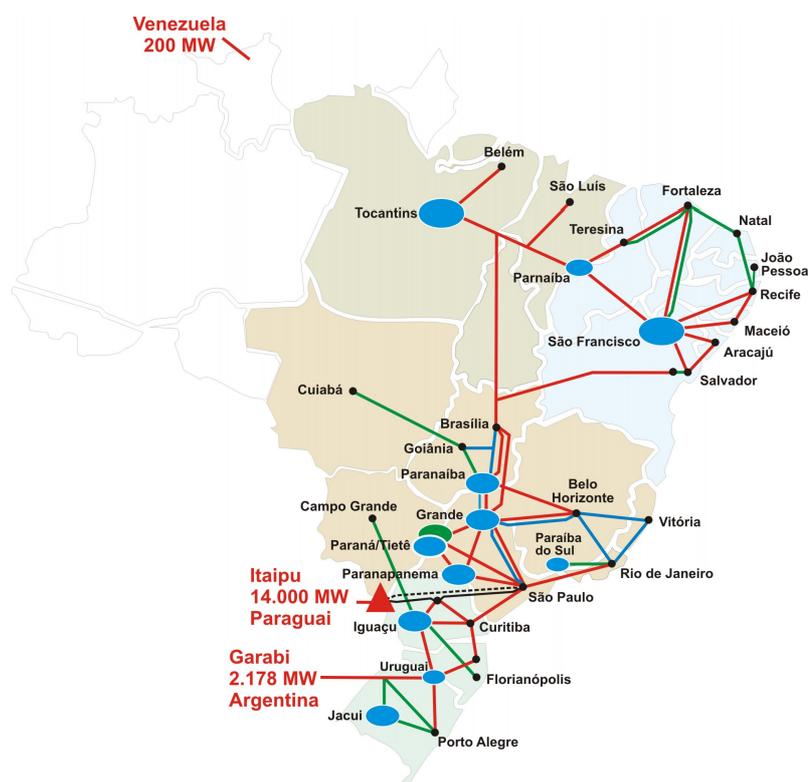


Figura 1 – Configuração da Rede Elétrica Nacional

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por fontes são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada (avaliação e demonstração de adicionalidade):



Os participantes do projeto desejam que o período de créditos seja iniciado após o registro da sua atividade de projeto. Apesar disso, a comunicação entre a desenvolvedora do projeto e os consultores de carbono iniciou-se antes de iniciar a operação do projeto e antes do início do período dos créditos. O presidente da empresa desenvolvedora do projeto é também acionista do projeto solicitou à EcoSecurities para ministrar um curso relativo aos Créditos de Carbono no ano de 1999, antes do início da construção da atividade do projeto. Posteriormente foram realizadas reuniões e discussões entre a EcoSecurities e a desenvolvedora do projeto a respeito do reconhecimento do MDL para o projeto.

Conforme será mostrado no Passo 2 abaixo, é improvável avançar sem o apoio financeiro adicional. A receita adicional gerada pelas vendas de carbono seria muito importante para que o projeto avance, pois o VPL (Valor Presente Líquido) do projeto com receita do carbono ficaria menos negativo, vide a Tabela 8 abaixo. Embora com a receita do carbono, o VPL, sob os preços atuais do carbono, permaneça negativo, a participação do MDL traz numerosos benefícios acompanhantes, inclusive riscos cambiais reduzidos. Isso deve-se ao fato que a receita do MDL é recebida em US\$, participação internacional melhorada no projeto, publicidade internacional do projeto e reconhecimento dos seus benefícios ambientais, e prestígio agregado associado à atividade do projeto de MDL.

Tabela 8 – Análise financeira considerando as receitas dos créditos de carbonos

Análise com Receitas de Carbonos		
VPL com Créditos de Carbonos	R\$	(5.227.159,45)

Passo 1. Identificação das alternativas à atividades do projeto consistentes com a leis e regulamentos atuais

Sub-passo 1a. Definir as alternativas à atividade do projeto:

Todas as alternativas de linha de base, realistas e confiáveis, à atividade do projeto foram identificadas e estão relacionadas abaixo.

- Cenário 1** Continuação das práticas atuais, ou seja, a Eletricidade continuará a ser gerada pela mescla de geração existente funcionando na rede elétrica;
- Cenário 2** Construir uma usina termelétrica, com tecnologia de combustão interna, alimentada a diesel e com uma produção de energia similar à atividade do projeto e;
- Cenário 3** A Atividade do Projeto não tomada como projeto de MDL.

O cenário 2 pode ser excluído de consideração posterior, pois a desenvolvedora do projeto é uma empresa hídrica e construir centrais termelétricas não faz parte do seu negócio básico. Isso também é conservador, pois o cenário 1 (continuação da geração pela mescla de geração da rede elétrica existente) teria emissões menores. De acordo com a avaliação completa das alternativas (vide a seção B.5) a alternativa 1 é identificada como o cenário da linha de base.

Sub-passo 1b. Execução das leis e regulamentos aplicáveis:



Cenário 1 – É consistente com as leis e regulamentos atuais. Não existe regulamento no Brasil para prevenção da continuação da prática atual.

Cenário 3 – É consistente com as leis e regulamentos da ANEEL. Não existe regulamento no Brasil para impedir a implantação de usinas hidroelétricas.

Passo 2. Análise dos Investimentos

Sub-passo 2a: Determinar o método de análise apropriado

De acordo com a ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, uma das três opções deve ser aplicada para este passo, análise de custo simples (onde nenhum benefício diferente da renda do MDL deve existir para o projeto), análise de comparação do investimento (onde existem alternativas comparáveis ao projeto) ou análise de marco de referência.

Foi escolhida a opção três (análise de marco de referência).

Sub-passo 2b: Opção III – Aplicar a análise de marco de referência

O Valor Presente Líquido (VPL) será utilizado como o indicador financeiro mais apropriado para comparação. O VPL coloca uma valorização, em termos de valor atual, da renda futura associada a um projeto ou alternativa de investimento, ou seja, ele mede o valor atual dos fluxos de caixa gerados pelo projeto. A decisão de ir em frente com o projeto é tomada se o VPL for positivo. Um NVP positivo gera valor para a empresa e um NVP negativo representa um prejuízo para a empresa.

Para realizar uma análise de marco de referência utilizando o VPL, deve ser escolhida uma taxa de desconto. A base para a taxa de desconto selecionada utilizada na análise financeira é a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), estabelecida pelo Banco Central do Brasil, a qual representa o retorno esperado de um fundo de investimento de baixo risco². Os resultados com VPL negativo significam que o retorno sobre o investimento é inferior à taxa de desconto, sendo assim inferior ao retorno de um investimento de baixo risco. O VPL positivo representa um retorno superior a um investimento conservador. O cenário com VPL negativo apresenta uma barreira financeira / econômica significativa. Em 2000, o ano em que foi tomada a decisão de ir em frente com a atividade do projeto, a taxa SELIC oscilou entre 13,49% e 16,49% (Banco Central do Brasil, <http://www.bcb.gov.br/?english>). Para ser conservador, foram tomados 13% como valor de referência para a análise financeira e de sensibilidade. Isso é conservador dado que a taxa SELIC representa o retorno sobre um título da dívida pública com risco zero, em comparação com uma central hidrelétrica conectada à rede elétrica, a qual incorre muitos riscos.

Sub-passo 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

A tabela 9 abaixo mostra a análise financeira para a atividade do projeto sem o financiamento de carbono. Conforme mostrado, o VPL do projeto sem o carbono é negativo, provando que o Projeto não é atraente para os investidores, o qual inibe a implantação do projeto. A análise do fluxo de caixa foi realizada para um período de 12 anos, esse é o prazo médio dos empréstimos no setor elétrico.

² Banco Central do Brasil <http://www.bcb.gov.br/?SELICEN>



Tabela 9– Resultados Financeiros do Projeto

Parâmetro	Unidade	valor	fonte
Investimentos	R\$	72.017.908,00	Desenv. do Projeto
Capacidade Instalada	MW	18,00	ANEEL
Geração de Eletricidade	MWh	125.881,00	Desenv. do Projeto
Tarifa da Eletricidade	R\$/MWh	64,00	PPA
Aumento Anual da Tarifa	%	10%	IGPM 2001-6
Custos de O&M	R\$/mês	2.037.096,00	Desenv. do Projeto
Taxa de Desconto	%	13,00%	SELIC
Depreciação ³	%	3,33%	Calculada
VPL sem Créditos de Carbono	R\$	(12.571.131,21)	Calculado

Sub-passo 2d: Análise de sensibilidade

Foi realizada análise de sensibilidade alterando-se os seguintes parâmetros:

- Redução dos custos de O&M;
- Redução da taxa de desconto;
- Redução do investimento e;
- Aumento da tarifa de eletricidade.

Esses parâmetros foram selecionados como sendo os mais prováveis de flutuar ao longo do tempo. As análises financeiras foram realizadas alternando-se esses parâmetros em 10% a favor do projeto e avaliando-se qual seria o impacto sobre o VPL do projeto (vide a Tabela 10 abaixo).

Tabela 10 – Resumo da análise de sensibilidade

Parâmetro	Varição	VPL
Custos de O&M	-10%	(R\$ 11.504.333,42)
Taxa de Desconto	-10%	(R\$ 7.858.952,47)
Investimentos	-10%	(R\$ 5.822.917,05)
Tarifa da Eletricidade	+10%	(R\$ 6.013.232,38)

A análise financeira mostra que mesmo se os parâmetros críticos variassem mais do esperado, o VPL do projeto ainda será negativo e, portanto, não atraente financeiramente para um investidor racional.

Passo 4. Análise das Práticas Comuns

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposta

A expansão do setor elétrico brasileiro foi praticada durante as décadas de 60 e 70 baseada fundamentalmente nas grandes usinas hidrelétricas estatais. Foi apenas durante a década de 90, com a privatização do setor, que a influência do planejamento central começou a diminuir. O planejamento central, conforme executado no Brasil, sempre procurou as grandes usinas como um meio de manter o controle do sistema e alocando recursos escassos (monetários e de mão-de-obra) aos melhores projetos. Até o momento, menos de 2% da capacidade instalada do país estão localizados em pequenas centrais

³ A depreciação foi considerada linear durante o tempo de vida do projeto.

hidrelétricas, com menos de 30 MW de capacidade instalada; A Figura 2 mostra a distribuição da capacidade entre os diferentes tipos de centrais elétricas. Um dos efeitos colaterais do planejamento central foi a ausência de participantes voltados para o mercado procurando fontes alternativas. Sente-se que os participantes tradicionais (empresas de serviços públicos privatizadas) ainda estão procurando maiores usinas e que tanto o novo participante quanto os órgãos reguladores ainda estão no processo de aprendizado de tratar com um sistema mais descentralizado. Até o final de 2004, apenas 9 novos projetos de pequenas usinas hidrelétricas foram autorizados pelo órgão regulador.



Figura 2 – Distribuição da capacidade instalada por tipo de geração (Fonte: ANEEL BIG)⁴

Para estimular outras alternativas, o governo brasileiro lançou um programa denominado Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) que procurou aumentar a participação de pequenas hidrelétricas, co-geração de biomassa e centrais de energia eólica. Basicamente, este oferece preço de compra melhor do que do mercado e contratos de longo prazo para eletricidades e taxas de juros menores em empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES). Mesmo com essas condições, o programa atraiu menos projetos do que pretendia. Mesmo com essas condições, o programa atraiu menos projetos do que pretendia. Mesmo agora, alguns dos projetos que estavam incluídos no programa estão se retirando do mesmo, basicamente devido ao processo complicado de obter financiamento do BNDES. Como outros projetos similares, apesar de sua atratividade, o Projeto não se candidatou para participação no Proinfa.

Também deve ser notado que vários dos projetos que estão sendo desenvolvidos incluíram receitas de RCE em seus estudos de viabilidade. Até o momento, existem mais de 15 usinas com projetos de MDL em diferentes etapas de desenvolvimentos mostrando que as receitas RCE são um aspecto importante desses projetos.

Sub-passo 4b: Discutir quaisquer outras opções similares que estão ocorrendo

A Figura 3 abaixo mostra as tendências para ampliações da capacidade instalada no setor elétrico no Brasil, incluindo os projetos que estão autorizados pela agência de eletricidade, ANEEL, porém ainda não estão funcionando.

⁴ **CGH** – Central Geradora Hidrelétrica, (menos de 1 MW); **EOL** - Central Geradora Elioelétrica,; **PCH** – Pequena Central Hidrelétrica, (entre 1 e 30 MW); **SOL** – Central Geradora Solar Fotovoltaica, **UHE** – Usina Hidrelétrica de Energia, (mais de 30M W); **UTE** – Usina Termelétrica de Energia,; **UTN** – Usina Termonuclear,.

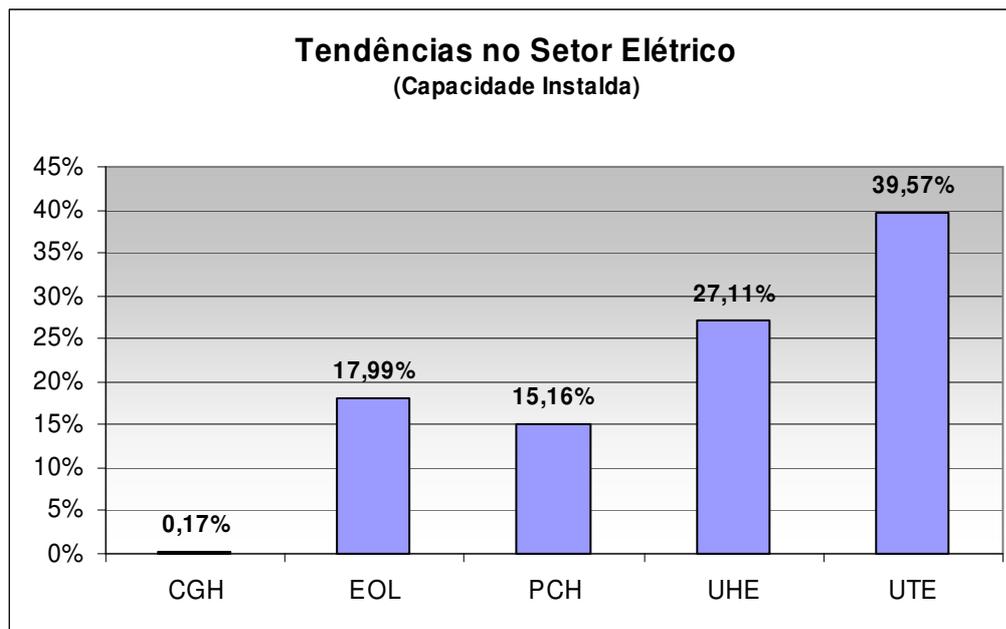


Figura 3 – Tendências no setor elétrico, com base na capacidade instalada. (Fonte: adaptado da ANEEL BIG)

Conforme mostrado pelas informações fornecidas acima, gerar eletricidade em pequenas centrais hidrelétricas não é nem a prática comum nem a tendência de expansão no Brasil. Portanto, com base nesses dados, demonstra-se claramente que a prática predominante não é a construção ou operação de pequenas centrais hidrelétricas.

Todos os passos da Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade foram atendidos, assim sendo, o projeto é adicional ao que teria ocorrido na ausência da atividade do projeto.

B.6 Reduções de Emissões

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Passo 1 – Calcular o fator de emissão da Margem de Operação: o cálculo baseou-se no método OM simples ajustado, opção (b) da metodologia. Esse método foi selecionado porque não havia informações detalhadas para aplicar a opção (c). Para obter mais informações favor ver o Anexo 3

A OM foi calculada *a priori*, utilizando a média ponderada de geração plena para os 3 anos mas recentes para os quais os dados estão disponíveis na época de apresentação do PDD.

O fator de emissão de OM Simples ($EF_{OM, simple}$) é calculado como a média ponderada por geração das emissões por unidade de eletricidade (tCO₂/MWh) de todas as fontes de geração que atendem o sistema, não incluindo as centrais de baixo custo operacional e despacho inflexível:

$$EF_{OM, simple_ajusted, y} (tCO_2 / MWh) = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} * COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} * COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (1)$$



Onde,

- F_{ij} é a quantidade de combustível i (em GJ) consumido pela fonte de energia j ou k no ano y ;
 k é o conjunto de centrais de baixo custo ou despacho inflexível e centrais financiadas de carbono que entregam eletricidade à rede;
 j são as outras fontes que entregam eletricidade à rede, não incluídas no conjunto k .
 $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de carbono do combustível i (tCO₂/GJ), consumido nas centrais j ou k ;
 GEN_j é a eletricidade (MWh) entregue à rede pelas fontes j ou k .

$$\lambda_y = \frac{\text{numero de horas por ano para os quais baixo custo/ despacho inflexível estão na margem}}{8760 \text{ horas por ano}} \quad (2)$$

Passo 2 – Calcular o fator de missão da Margem de Construção: o cálculo foi efetuado como o fator de emissão da média ponderada de geração (tCO₂/MWh) de uma amostra de centrais elétricas m , conforme segue:

$$EF_{BM} = \frac{\sum_{im} F_{im} \cdot COEF_{ij}}{\sum_m GEN_m} \quad (3)$$

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ and $GEN_{m,y}$ são análogos às variáveis descritas para o método OM simples ajustada acima, para as centrais m . Essa amostra inclui quer as últimas cinco centrais construídas quer as usinas mais recentes as quais combinadas representam 20% da geração total, o que for maior (em MWh). A partir dessas duas opções o grupo de amostras que compreende a maior geração anual são os 20% da geração total.

A opção 1 da metodologia foi escolhida para calcular o fator de emissão da Margem de Formação a priori com base das informações mais recentes disponíveis nas centrais já construídas para o grupo de amostras na época da apresentação do PDD.

Passo 3 – Calcular o fator de emissão da linha de base: o cálculo foi efetuado como a média ponderada do fator de emissão da Margem Operacional e do fator de emissão da Margem de Construção:

$$EF = w_{OM} \cdot EF_{OM, \text{simple_ajusted}} + w_{BM} \cdot EF_{BM} \quad (4)$$

onde os pesos w_{OM} ed w_{BM} , por predefinição, são de 50% (isto é, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$), e $EF_{OM,y}$ e $EF_{BM,y}$ são calculados conforme descrito nos passos 1 e 2 acima e são expressos em tCO₂/MWh.

Emissões do Projeto: (PE)

Conforme o Anexo 5, EB 23, centrais de energia hidrelétrica com densidade de energia superior a 4 porém inferior a 10 W/m² devem ser responsáveis pelas emissões do projeto devido ao reservatório. A densidade de energia do Projeto é de 29,83 W/m², assim sendo as emissões do projeto não foram computadas.

$$PE = 0 \quad (5)$$



MDL – Conselho Executivo

página 16

Emissões da Linha de Base: (*BE*) resultando da eletricidade fornecida e/ou não consumida da rede é calculado conforme segue,

$$BE = EG_y \cdot EF \quad (6)$$

Onde,

EG_y é a eletricidade líquida anual gerada a partir do Projeto e entregue à rede

Emissões de Fuga: (*L*) não é necessário cálculo das emissões de Fuga.

Reduções das Emissões: (*ER*)

$$ER = BE - PE \quad (7)$$

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dados / Parâmetro:	$EF_{OM, \text{ simples ajustado}}$
Unidade de Dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem Operacional da Rede
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3
Valor aplicado:	0,4349
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	OM é calculado de acordo com a opção (b) método de OM Simples Ajustada da metodologia ACM0002. Para obter mais informações favor consultar o Anexo 3.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	$F_{i,v}$
Unidade de Dados:	TJ
Descrição:	Quantidade de cada combustível fóssil consumido por cada fonte de energia.
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3.
Valor aplicado:	Vide Anexo 3.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Todos os valores foram fornecidas pelas agências governamentais. Essas agências são responsáveis pelo controle do sistema elétrico
Qualquer comentário :	



Dados / Parâmetro:	COEF_i
Unidade de Dados:	tCO ₂ /TJ
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ para cada combustível fóssil consumido.
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3.
Valor aplicado:	Vide Anexo 3.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Vide Anexo 3.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	GEN_{jkny}
Unidade de Dados:	MWh
Descrição:	Geração de eletricidade de cada fonte de energia
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3.
Valor aplicado:	Vide Anexo 3.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Todos os valores foram fornecidos pelas agências governamentais. Essas agências são responsáveis pelo controle do sistema elétrico
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	Nome da usina
Unidade de Dados:	Texto
Descrição:	Identificação das fontes de energia para OM.
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3.
Valor aplicado:	Vide Anexo 3.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Vide Anexo 3.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	Nome da usina
Unidade de Dados:	Texto
Descrição:	Identificação das fontes de energia para BM.



Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3.
Valor aplicado:	Vide Anexo 3.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Vide Anexo 3.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	GEN_{iklv} IMPORTS
Unidade de Dados:	MWh
Descrição:	Importações de eletricidade para a rede.
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3.
Valor aplicado:	Vide Anexo 3.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Vide Anexo 3.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	$COEF_{ij}$
Unidade de Dados:	tCO ₂ /TJ
Descrição:	Coefficiente das emissões de CO ₂ dos combustíveis utilizados nos sistemas de eletricidade conectados (caso ocorram importações)
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3.
Valor aplicado:	Vide Anexo 3.
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Vide Anexo 3.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	w_{OM}
Unidade de Dados:	Fração
Descrição:	Ponderação
Fonte dos dados	ACM0002



usados:	
Valor aplicado:	0,5
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Valor de ponderação padrão para a Margem de Operação, tirado da ACM0002
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	EF_{BM}
Unidade de Dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem de Construção da Rede
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3
Valor aplicado:	0,0872
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	BM é calculado de acordo com a metodologia ACM0002. Para obter mais informações favor consultar o Anexo 3.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	w_{BM}
Unidade de Dados:	Fração
Descrição:	Ponderação
Fonte dos dados usados:	ACM0002
Valor aplicado:	0,5
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Valor de ponderação padrão para a Margem de Formação tirado da ACM0002
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	EF_y
Unidade de Dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissões da rede elétrica. É a intensidade das emissões de CO ₂ da eletricidade deslocada na rede
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3
Valor aplicado:	0,2611



Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	O cálculo do Fator de Emissões da Linha de Base consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos prescritos na metodologia aprovada ACM0002. As informações detalhadas encontram-se no Anexo 3.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	λ_{2003}
Unidade de Dados:	Fração
Descrição:	Número de horas por ano para as quais as fontes de baixo custo despacho inflexível estão na margem, para 2003
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3
Valor aplicado:	0,5312
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Foi efetuado um cálculo de acordo com a Metodologia ACM0002.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	λ_{2004}
Unidade de Dados:	Fração
Descrição:	Número de horas por ano para as quais as fontes de baixo custo devem funcionar estão na margem, para 2004
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3
Valor aplicado:	0,5055
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Foi efetuado um cálculo de acordo com a Metodologia ACM0002.
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	λ_{2005}
Unidade de Dados:	Fração
Descrição:	Número de horas por ano para as quais as fontes de baixo custo despacho inflexível estão na margem, para 2005
Fonte dos dados usados:	Vide Anexo 3
Valor aplicado:	0,5130
Justificativa da escolha	Foi efetuado um cálculo de acordo com a Metodologia ACM0002.



dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	
Qualquer comentário :	

Dados / Parâmetro:	Área submersa
Unidade de Dados:	km ²
Descrição:	Área da superfície do reservatório
Fonte dos dados usados:	Dados da desenvolvedora do Projeto, PRAD datado de dezembro de 2004.
Valor aplicado:	0,6034
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente:	Área submersa
Qualquer comentário :	

B.6.3 Cálculo a priori de reduções de emissões:

Todas as equações utilizadas para estimar as reduções das emissões foram fornecidas na seção B.6.1. O fator de emissões foi calculado utilizando as equações 1, 2, 3 e 4, de acordo com a descrição fornecida na metodologia. As emissões do Projeto, equação 5, Emissões da linha de base, equação 6 e os cálculos da redução das emissões, equação 7, também foram efetuados de acordo com a metodologia.

As informações detalhadas de como foram utilizadas as equações, e os valores aplicados são fornecidos na Tabela 11

Tabela 11 – Valores e cálculos das reduções das emissões a priori

Parâmetro	Fórmula	Valor	Unidade
BM	fornecido na seção B.6.1	0,0872	tCO ₂ /MWh
wBM	-	0,5	-
OM	fornecido na seção B.6.1	0,4349	tCO ₂ /MWh
wOM	-	0,5	-
EF	fornecido na seção B.6.1	0,2611	tCO ₂ /MWh
Capacidade Instalada	-	18,00	MW
Capacidade Média	fornecida pela desenvolvedora do projeto	14,37	MW



MDL – Conselho Executivo

página 22

EG	= Capacidade média * 8760	125.881,00	MWh
----	---------------------------	------------	-----

Área do Reservatório	-	0,6034	km ²
Densidade de Energia	= Capacidade Instalada/ Área do reservatório	29,83	MW/km ²

BE	= EG * EF	32.868	tCO ₂ e
PE	-	0	tCO ₂ e
ER	= BE - PE	32.868	tCO ₂ e

B.6.4 Resumo da estimativa a priori de reduções de emissões:

Tabela 12 – Estimativa a priori

Anos	Estimativa das emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa do vazamento (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções das emissões (toneladas de CO ₂ e)
2007 (desde outubro)	0	8.217	0	8.217
2008	0	32.868	0	32.868
2009	0	32.868	0	32.868
2010	0	32.868	0	32.868
2011	0	32.868	0	32.868
2012	0	32.868	0	32.868
2013	0	32.868	0	32.868
2014 (até setembro)	0	24.651	0	24.651
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	230.076	0	230.076
Média	0	32.868	0	32.868

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

B.7.1. Dados e parâmetros monitorados:

Dados / Parâmetro:	EG _y
Unidade dos Dados:	MWh
Descrição:	Eletricidade líquida entregue à rede
Fonte dos dados a serem utilizados:	Desenvolvedora do Projeto e CEMAT
Valor dos dados aplicados para efeito de calcular as reduções das emissões esperadas na seção B.5	125.881
Descrição dos métodos das medições e	Os dados coletados serão a leitura contínua dos medidores da usina e a leitura mensal do medidor da empresa de eletricidade (SAGA1000 - modelo 1317, a



procedimentos a serem aplicados:	precisão é de $\pm 0,5\%$. A leitura mensal da empresa de eletricidade é utilizada para emitir as faturas de venda de eletricidade (esse documento irá mostrar a quantidade de energia fornecida à rede).
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados	De acordo com os padrões nacionais, os equipamentos estarão sujeitos a manutenção regular, calibração e regime de testes para garantir precisão. Os dados coletados possuem baixos níveis de incerteza e para garantir sua precisão terão verificação cruzada com os recibos de venda de eletricidade obtidos junto à operadora da rede elétrica.
Qualquer comentário:	Os dados serão arquivados no mínimo por dois anos após o período de créditos.

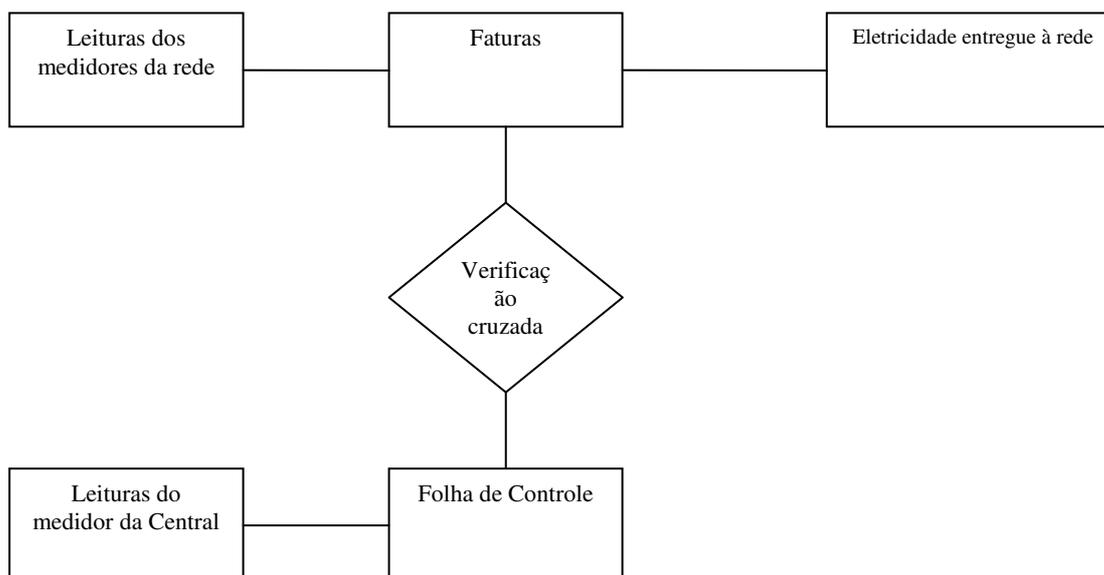
B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O monitoramento desse tipo de projeto consiste em medir a eletricidade gerada pela tecnologia renovável. Encontra-se abaixo a descrição dos procedimentos de monitoramento para a medição dos dados, garantia da qualidade de controle de qualidade.

1. Organização do monitoramento

A operadora da rede lê o medidor em base mensal e esses dados serão utilizados pela desenvolvedora do projeto para emitir as faturas de venda. Essas faturas contêm a quantidade de eletricidade entregue à rede e serão utilizados para calcular a quantidade de CERs gerada a partir da atividade do projeto.

As operadoras das centrais elétricas lêem, em base horária, a eletricidade gerada e entregue à rede, a fim de fiscalizar a operação da central. O controle da operação da central é efetuado automaticamente pelo equipamento ALSTOM. As leituras internas também são utilizadas para verificar a consistência da quantidade de eletricidade declarada nas faturas lidas pela operadora da rede.



Medição da Eletricidade Fornecida à Rede elétrica



O medidor principal de eletricidade para estabelecer a eletricidade entregue à rede elétrica é de propriedade da operadora da rede. Esse medidor de eletricidade será o medidor da receita e mede a quantidade de eletricidade que será paga ao projeto. Como esse medidor fornece os principais dados para a medição de RCE, será a peça chave do processo de verificação.

Os dados também serão medidos continuamente pela operadora da unidade e no final de cada mês os dados do monitoramento serão arquivados eletronicamente e será feita uma cópia de segurança regularmente. A desenvolvedora do projeto irá manter as faturas de venda de eletricidade. Os dados serão arquivados eletronicamente e em papel e serão mantidos no mínimo por dois anos após o período de créditos.

O medidor de eletricidade deverá atender as normas locais pertinentes na época na instalação. O medidor será instalado quer pela desenvolvedora do projeto ou pela a empresa da rede elétrica de acordo com as normas brasileiras, estabelecidas pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial”- entidade responsável pelos padrões de calibração) e pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Controle de Qualidade e Garantia da Qualidade

Os procedimentos de controle de qualidade e garantia da qualidade irão garantir a qualidade dos dados coletados. O(s) medidor(es) de eletricidade irá(ão) passar por manutenção sujeita às normas da indústria. Além disso, o(s) medidor(es) é (são) calibrado(s) pela concessionária de distribuição CEMAT – a qual firma um PPA de longo prazo com as usinas – de acordo com as normas nacionais estabelecidas pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial- entidade responsável pelas normas de calibração) e recalibrados de acordo com as especificações do fabricante, no mínimo uma vez a cada 3 anos.

Os equipamentos internos e medidores passam por manutenção ou inspeção freqüentemente. Caso necessário, os equipamentos e medidores são reparados ou calibrados. A calibração é realizada por uma entidade privada, a qual é credenciada pelo INMETRO, contratada no momento em que a calibração é necessária.

Para garantir a consistência e exatidão dos dados coletados a partir do(s) medidor(es), os dados passarão por verificação cruzada com as faturas de venda as quais irão mostrar a quantidade de eletricidade fornecida à rede.

Antes do início do período de créditos, a organização da equipe de monitoramento será estabelecida e serão atribuídas funções e responsabilidades claras a todo o pessoal envolvido no projeto de MDL.

Os dados serão lidos do medidor e as faturas de venda de energia serão coletadas da pequena central hidráulica pelo pessoal da operadora da usina. Essas informações serão transferidas à EcoSecurities em base mensal a fim de monitorar as reduções das emissões.

Os equipamentos de geração de energia não serão transferidos de outra atividade, portanto, os efeitos de fuga não necessitam ser levados em conta.

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

>>



MDL – Conselho Executivo

página 25

O estudo da linha de base e a metodologia de monitoramento foram concluídos em 08/02/2007. A entidade que determinou o estudo da linha de base e participou no projeto como o Assessor de Carbono é a EcoSecurities Group PLC, listada no Anexo 1 deste documento.

Leandro Noel
Rua Lauro Müller, 116/4303.
Rio de Janeiro - RJ
Brasil
CEP: 22290-160
Telefone 55 (21) 2275 9570
E-mail leandro.noel@ecosecurities.com
Internet www.ecosecurities.com



SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de crédito

C.1 Duração da atividade de projeto:

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

01/05/2000 (início da construção)

C.1.2. Vida útil de operação esperada da atividade de projeto:

30 anos.

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:

01/10/2007

C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:

7 anos – 0 meses

C.2.2. Período de crédito fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não aplicável

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive impactos além do limite:

O Projeto não gera emissões de gases de efeito estufa não produz resíduos tóxicos. Possui efeitos limitados, controlados e reversíveis sobre o meio-ambiente pois o projeto é uma pequena hidrelétrica que utiliza água do rio com uma pequena área de armazenamento destinada apenas permitir que a tomada de água funcione. O projeto possui integração fácil na paisagem e possui compatibilidade com a proteção da água, fauna e flora.



Quanto à licença normativa, a desenvolvedora possui autorização para funcionar emitida pela ANEEL (Despacho ANEEL nº 203, emitido em 11/05/2000).

Quanto às licenças ambientais, o projeto possui as licenças ambientais necessárias. A licença de operação foi emitida pela agência ambiental estadual, SEMA/MT, LO número 1907/2007 emitida em 19/01/2007.

Foi desenvolvido um PRAD (Programa para Recuperação de Áreas Degradadas) objetivando analisar, tratar e estabelecer o plano de recuperação para os impactos negativos eventuais derivados da atividade do projeto. De acordo com o PRAD todas as áreas impactadas foram isoladas e recuperadas. Os impactos devidos ao projeto não são significativos e as ações de recuperação foram efetuadas.

Todos os documentos relativos ao licenciamento operacional e ambiental são públicos e podem ser obtidos junto à agência ambiental estadual.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências para a documentação de suporte de uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

O projeto já está em operação sob a aprovação da agência ambiental, SEMA/MT, e os impactos ambientais não são significativos.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

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

De acordo com a Resolução nº 1 datada de 2 de dezembro de 2003 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima -CIMGC), qualquer projeto de MDL deve enviar uma carta com uma descrição do projeto e um convite para comentários pelas partes interessadas locais. Nesse caso, foram enviadas cartas às seguintes partes interessadas locais:

- Prefeitura Municipal de Campo Novo dos Parecís;
- Ministério Público, ou seja, a instituição permanente essencial para funções jurídicas responsável pela defesa da ordem legal, democracia e os interesses sociais / individuais;
- Câmara de Vereadores de Campo Novo dos Parecís;
- SEMA;
- Fórum Brasileiro de ONGs;
- Agência Ambiental de Campo Novo dos Parecís;
- Associações comunitárias locais

As partes interessadas locais foram convidadas para levantar suas preocupações e tecer comentários sobre a atividade do projeto por um período de 30 dias após receber a carta-convite.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

>>

O Fórum Brasileiro de ONGs, levantou um comentário em 16 de fevereiro de 2007, ao projeto sugerindo o uso do certificado Gold Standard.



Também a Câmara de Vereadores de Campo Novo dos Parecís levantou um comentário solicitando mais informações sobre as características sociais, técnicas e ambientais do projeto.

E.3. Relatório sobre como foi tomada devida conta do comentários recebidos:

>>

Os comentários foram avaliados e levados em consideração, no entanto não foi necessária modificação do PDD.



Anexo 1

INFORMAÇÕES PARA CONTATO SOBRE OS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	GLOBAL ENERGIA ELÉTRICA S.A.
Logradouro / Caixa Postal:	Rua Bosque da Saúde, 129
Edifício:	
Cidade:	Cuiabá
Estado /Região:	Mato Grosso
CEP:	78088-105
País:	Brasil
Telefone:	+55 65 3051 5050
FAX:	+55 65 3051 5052
E-Mail:	
URL:	
Representada por:	
Cargo:	Presidente
Título:	Sr.
Último Nome	Garcia
Nome do Meio:	Antonio
Nome:	Carlos
Departamento:	Diretoria
Celular:	
FAX direto:	
Telefone direto:	
E-Mail pessoal:	carlosantonio@globalgardenhotel.com.br

Participante do Projeto Anexo 1:

Organização:	EcoSecurities Group Plc.
Logradouro / Caixa Postal:	40 Dawson Street
Edifício:	
Cidade:	Dublin
Estado /Região:	
CEP:	02
País:	Irlanda
Telefone:	+353 1613 9814
FAX:	+353 1672 4716
E-Mail:	cdm@ecosecurities.com
URL:	www.ecosecurities.com
Representada por:	
Cargo:	Diretor de Operações e Presidente
Título:	Dr.
Último Nome:	Moura Costa
Nome de Meio:	



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(DCP de MDL) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 30

Nome:	Pedro
Celular:	
FAX direto:	
Telefone direto	+44 1865 202 635
E-Mail pessoal:	cdm@ecosecurities.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES A RESPEITO DE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Este projeto não receberá qualquer financiamento público das partes do Anexo 1.



Anexo 3

INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

Informações da Análise Financeira

BARUITO PCH			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INVESTIMENTOS															
	UNIT	Value													
	Total Investimentos	R\$ 72.017.908,00	72.017.908,00												
RECEITAS															
A	Capacidade Instalada	MW 18													
R	Geração de Eletricidade	MWh 125.881													
U	Tarifa de Eletricidade	R\$/MWh 64,00													
I	Proventos	R\$ 8.056.384,00	8.056.384,00	8.862.022,40	9.748.224,64	10.723.047,10	11.795.351,81	12.974.887,00	14.272.375,70	15.699.613,26	17.269.574,59	18.996.532,05	20.896.185,26	22.965.803,78	25.130.531,26
T	Total Revenues	R\$ 8.056.384,00	8.056.384,00	8.862.022,40	9.748.224,64	10.723.047,10	11.795.351,81	12.974.887,00	14.272.375,70	15.699.613,26	17.269.574,59	18.996.532,05	20.896.185,26	22.965.803,78	25.130.531,26
O&M CUSTOS															
	Custos Unitários	R\$ 2.037.096,00													
P	Total Custos	R\$ 2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00	2.037.096,00
C	depreciação	% 0,03	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93	2.400.596,93
H	Fluxo de caixa líquido		(72.017.908,00)	3.018.691,07	4.424.329,47	5.310.531,71	6.205.354,17	7.357.090,68	8.537.194,05	9.834.662,70	11.261.920,33	12.831.881,66	14.550.038,12	16.450.402,32	18.530.855,03
	Taxa de desconto	%													
	VPL	R\$													(R\$ 12.571.131,21)
	TIR	%													10%

CRÉDITOS DE CARBONO			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	UNIT	0	0												
	Custos de Validação	R\$ 15.000,00	15.000,00												
	Custos de Verificação	R\$ 15.000,00		15.000,00	15.000,00	15.000,00	15.000,00	15.000,00	15.000,00	15.000,00	15.000,00	15.000,00	15.000,00	15.000,00	15.000,00
	Redução de Emissões	1CO2e 32.868													
	Preço da RCE	R\$/1CO2e 43													
	Proventos	R\$ 1.419.877	0,00	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26	1.419.877,26
	Fluxo de caixa de créditos de carbono		(15.000,00)	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26	1.404.877,26
	Fluxo de caixa do Projeto		(72.032.908,00)	5.023.568,32	5.829.206,72	6.715.408,96	7.690.231,43	8.762.536,14	9.942.071,32	11.239.560,02	12.666.797,59	14.236.758,92	15.963.716,37	17.863.369,58	19.930.732,91
	Taxa de desconto	%													
	VPL	R\$													(R\$ 5.227.265,98)
	TIR	%													12%

Preço da RCE US\$	20
Cotação R\$ x US\$	2,16

Nota: o valor residual após o período da análise de 12 anos está contabilizado como um investimento negativo, sendo assim um valor positivo para o fluxo de caixa



MDL – Diretoria Executiva

Informações do Fator de Emissões da Rede

Os dados da geração utilizados para calcular o Fator de Emissões da Rede (Margem Combinada) são do ONS – o Operador Nacional do Sistema e da ANEEL – A Agência Nacional de Eletricidade. Os números abaixo mostram os dados utilizados para calcular o EF da Rede:

Combustível (i)		COEF _i (tCO ₂ /TJ)
Carvão	C	94,15
Diesel	D	73,33
Gas Natural	G	55,82
Hidro	H	0,00
Nuclear	N	0,00
Óleo Combustível	O	76,59

2003					2004					2005							
	Generation (MWh)	Fuel Consumption (TJ)	Fuel	BM	DM		Generation (MWh)	Fuel Consumption (TJ)	Fuel	BM	DM		Generation (MWh)	Fuel Consumption (TJ)	Fuel	BM	DM
JAIURU	78.921	0,0	H			TermoRio	120.326	1.444	G		X	Quebra Queixo	16.197	0,0	H		X
GUAPORÉ	86.201	0,0	H			Gandonga	129.327	0,0	H			Durmos	25.167	0,0	H		X
TRES LAGOAS	233.793	2.802	G	X		Quemado	360.852	0,0	H			Barra Grande	245.690	0,0	H		X
FUNIL (MG)	370.111	0,0	H			Norte Fluminense	1.507.181	18.086	G	X		Mimoso	48.329	0,0	H		X
ITUIQUIRA I	408.728	0,0	H			JAIURU	487.636	0,0	H			Ponte de Pedra	439.462	0,0	H		X
ARAUICARIA	0	0,0	X			GUAPORÉ	338.127	0,0	H			Almosa	122.977	0,0	H		X
CANOAIS	182.256	2.187	G	X		TRES LAGOAS	1.419.067	17.029	G	X		Santa Clara PR	321.819	0,0	H		X
PIRAJU	417.884	0,0	H			FUNIL (MG)	667.597	0,0	H			Monte Claro	243.331	0,0	H		X
N. PIRATININGA	47.847	570	G	X		ITUIQUIRA I	856.539	0,0	H			Temandu	1.150.380	8.263	G	X	X
PCT COTEE	0	0,0	X			ARAUICARIA	52	0,0	G	X		PCH CESP	0	0,0	H		X
ROSAL	316.262	0,0	H			CANOAIS	527.587	6.331	G	X		Gandonga	565.935	0,0	H		X
IBIRITE	530.761	6.369	G	X		PIRAJU	468.775	0,0	H			Quemado	388.657	0,0	H		X
CANA BRAVA	2.200.434	0,0	H			N. PIRATININGA	13.620	169	G	X		Norte Fluminense	3.535.546	26.177	G	X	X
STA CLARA	169.471	0,0	H			PCT COTEE	0	0,0	X			JAIURU	514.779	0,0	H		X
MACHADINHO	3.436.304	0,0	H			ROSAL	384.555	0,0	H			GUAPORÉ	389.619	0,0	H		X
JUIZ DE FORA	6.845	73	G	X		IBIRITE	1.245.228	14.843	G	X		ARAUICARIA	0	0,0	G	X	X
Macaê Merchant	2.389.507	35.843	G	X		CANA BRAVA	2.214.839	0,0	H			TRES LAGOAS	927.537	10.435	G	X	X
LAJEADO (ANEEL res. 402/2001)	4.457.730	0,0	H			STA CLARA	345.880	0,0	H			FUNIL (MG)	800.466	0,0	H		X
ELETROBOLT	242.384	3.635	G	X		MACHADINHO	4.337.018	0,0	H			ITUIQUIRA I	1.104.190	0,0	H		X
D. FRANCISCA	895.131	0,0	H			JUIZ DE FORA	66.002	849	G	X		ARAUICARIA	0	0,0	G	X	X
Porto Estrela	410.136	0,0	H			Macaê Merchant	740.098	11.101	G	X		CANOAIS	927.537	10.435	G	X	X
Colaba (Mario Covas)	2.228.109	26.737	G	X		LAJEADO (ANEEL res. 402/2001)	4.331.891	0,0	H			PIRAJU	446.366	0,0	H		X
W. ARJONA	549.729	7.918	G	X		ELETROBOLT	1.324.511	19.869	G	X		N. PIRATININGA	231.010	2.599	G	X	X
URUGUAIANA	1.751.486	24.251	G	X		D. FRANCISCA	683.674	0,0	H			PCT COTEE	0	0,0	X	X	
S. CAXIAS	5.556.128	0,0	H			Porto Estrela	554.865	0,0	H			ROSAL	421.891	0,0	H		X
CANOAIS I	594.298	0,0	H			Colaba (Mario Covas)	1.659.230	19.911	G	X		IBIRITE	490.201	5.515	G	X	X
CANOAIS II	507.843	0,0	H			W. ARJONA	538.087	7.748	G	X		CANA BRAVA	2.316.893	0,0	H		X
IGARAPAVA	1.140.260	0,0	H			URUGUAIANA	2.270.176	31.433	G	X		STA CLARA MG	332.249	0,0	H		X
P. PRIMAVERA	9.059.670	0,0	H			S. CAXIAS	6.015.489	0,0	H			MACHADINHO	4.480.027	0,0	H		X
Colaba (Mario Covas)	0	0,0	X			CANOAIS I	578.898	0,0	H			JUIZ DE FORA	232.477	2.615	G	X	X
SOBRAGI	341.073	0,0	H			CANOAIS II	486.299	0,0	H			Macaê Merchant	119.568	1.343	G	X	X
PCH EMAE	103.188	0,0	H			IGARAPAVA	1.090.945	0,0	H			LAJEADO (ANEEL res. 402/2001)	4.539.333	0,0	H		X
PCH DEEE	240.724	0,0	H			P. PRIMAVERA	9.472.700	0,0	H			ELETROBOLT	190.904	2.148	G	X	X
PCH ENERSUL	119.405	0,0	H			SOBRAGI	395.652	0,0	H			D. FRANCISCA	761.279	0,0	H		X
PCH CEB	76.857	0,0	H			PCH EMAE	137.132	0,0	H			Porto Estrela	593.357	0,0	H		X
PCH ESCELSA	260.910	0,0	H			PCH DEEE	215.817	0,0	H			Colaba (Mario Covas)	1.229.232	13.829	G	X	X
PCH CELESC	442.060	0,0	H			PCH ENERSUL	174.862	0,0	H			W. ARJONA	728.835	8.189	G	X	X
PCH CEMAT	956.348	0,0	H			PCH CEB	109.606	0,0	H			URUGUAIANA	1.753.424	12.481	G	X	X
PCH CELG	80.696	0,0	H			PCH ESCELSA	353.471	0,0	H			S. CAXIAS	5.920.260	0,0	H		X
PCH CERJ	256.294	0,0	H			PCH CELESC	468.240	0,0	H			CANOAIS I	555.867	0,0	H		X
PCH COPEL	421.439	0,0	H			PCH CEMAT	1.353.714	0,0	H			CANOAIS II	441.828	0,0	H		X
PCH CEMIG	564.461	0,0	H			PCH CELG	73.309	0,0	H			IGARAPAVA	1.297.196	0,0	H		X
PCH CPFL	328.332	0,0	H			PCH CERJ	297.264	0,0	H			P. PRIMAVERA	9.686.480	0,0	H		X
S. MESA	4.490.258	0,0	H			PCH COPEL	707.277	0,0	H			SOBRAGI	385.988	0,0	H		X
PCH EPAULO	0	0,0	H			PCH CEMIG	672.546	0,0	H			PCH EMAE	149.528	0,0	H		X
Guilman Amorim	511.414	0,0	H			PCH CPFL	458.852	0,0	H			PCH DEEE	173.917	0,0	H		X
CORUMBA	1.604.930	0,0	H			S. MESA	4.397.130	0,0	H			PCH ENERSUL	162.165	0,0	H		X
MIRANDA	1.778.457	0,0	H			Guilman Amorim	661.366	0,0	H			PCH CEB	114.097	0,0	H		X
NOVA PONTE	2.208.901	0,0	H			CORUMBA	2.163.267	0,0	H			PCH ESCELSA	500.563	0,0	H		X
SEGREDO (Gov. Ney Braga)	5.293.836	0,0	H			MIRANDA	1.069.811	0,0	H			PCH CELESC	481.799	0,0	H		X
TAQUARUJÓ	2.251.810	0,0	H			NOVA PONTE	1.302.583	0,0	H			PCH CEMAT	1.515.897	0,0	H		X
MANSO	841.600	0,0	H			SEGREDO (Gov. Ney Braga)	5.897.593	0,0	H			PCH CERJ	311.762	0,0	H		X
ITA	5.222.285	0,0	H			TAQUARUJÓ	2.922.242	0,0	H			PCH COPEL	573.787	0,0	H		X
ROSANA	2.029.045	0,0	H			MANSO	732.038	0,0	H			PCH CEMIG	619.029	0,0	H		X
ANGRA	13.355.432	0,0	N			ITA	6.054.272	0,0	H			PCH CPFL	461.440	0,0	H		X
TIRMAOS	2.493.761	0,0	H			ROSANA	1.864.543	0,0	H			S. MESA	4.731.322	0,0	H		X
ITAIPU 60 Hz	46.309.279	0,0	H			ANGRA	11.951.967	0,0	N			PCH EPAULO	0	0,0	H		X
ITAIPU 50 Hz	36.892.448	0,0	H			TIRMAOS	2.058.733	0,0	H			Guilman Amorim	632.333	0,0	H		X
EMBORCACAÇÃO	3.928.062	0,0	H			ITAIPU 60 Hz	46.853.256	0,0	H			CORUMBA	1.923.111	0,0	H		X
Novo Aumbardimill	1.377.657	0,0	H			ITAIPU 50 Hz	36.935.778	0,0	H			MIRANDA	1.480.071	0,0	H		X
Gov. Bento Munhoz - GBM	4.178.204	0,0	H			EMBORCACAÇÃO	4.512.481	0,0	H			NOVA PONTE	2.015.019	0,0	H		X



MDL – Diretoria Executiva

S.SANTIAGO	6.124.508	O	H				Nova Avanhandava	1.406.957	O	H			SEGREGDO (Gov. Ney Braga)	5.587.794	O	H		
ITUMBIAIRA	7.342.183	O	H				Gov. Bento Munhoz - GBM	5.352.443	O	H			TAQUARUÇU	2.032.597	O	H		
IGARAPÉ	33.791	405	O	X			S.SANTIAGO	6.886.744	O	H			MANOIS	616.312	O	H		
ITAIUBA	1.996.033	O	H				ITUMBIAIRA	7.854.563	O	H			PUMBIARA	5.940.371	O	H		
A. Vermelha (Jose E. Moraes)	7.280.135	O	H				IGARAPÉ	19.989	240	O	X		ROSSANA	1.880.873	O	H		
S.SIMÃO	10.850.060	O	H				ITAIUBA	1.233.332	O	H			ANGRA	9.854.879	O	N		
GAPIVARA	3.527.028	O	H				A. Vermelha (Jose E. Moraes)	6.530.253	O	H			P. MACIÓIS	2.030.280	O	H		
S.OSÓRIO	4.305.480	O	H				S.SIMÃO	12.205.751	O	H			ITAIPIU 60 Hz	43.263.219	O	H		
MARIMBONDO	6.614.912	O	H				GAPIVARA	3.302.087	O	H			ITAIPIU 50 Hz	38.437.460	O	H		
PROMISSÃO	998.820	O	H				S.OSÓRIO	484.648	O	H			EMBODICAÇÃO	5.428.896	O	H		
Pras. Medici	1.326.186	18.056	O	X			MARIMBONDO	5.349.251	O	H			Nova Avanhandava	1.424.680	O	H		
Volta Grande	1.892.826	O	H				PROMISSÃO	1.048.625	O	H			Gov. Bento Munhoz - GBM	5.264.925	O	H		
Porto Colômbia	1.849.042	O	H				Pras. Medici	1.492.153	20.861	C	X		S.SANTIAGO	6.337.245	O	H		
Passo Fundo	1.178.538	O	H				Volta Grande	1.733.617	O	H			PUMBIARA	9.819.294	O	H		
PASSO REAL	771.223	O	H				Porto Colômbia	1.715.326	O	H			IGARAPÉ	13.604	148	O	X	
Ita Solteira	16.060.345	O	H				Passo Fundo	705.586	O	H			ITAIUBA	1.725.629	O	H		
MASCARENHAS	777.134	O	H				PASSO REAL	589.702	O	H			A. Vermelha (Jose E. Moraes)	7.426.572	O	H		
Gov. Parigot de Souza - GPS	1.001.493	O	H				Ita Solteira	15.868.207	O	H			S.SIMÃO	11.875.356	O	H		
CHAVANTES	2.026.711	O	H				MASCARENHAS	786.812	O	H			GAPIVARA	3.445.003	O	H		
JAGUARA	2.649.364	O	H				Gov. Parigot de Souza - GPS	1.204.667	O	H			S.OSÓRIO	4.404.318	O	H		
SA CARVALHO	322.343	O	H				CHAVANTES	1.935.377	O	H			MARIMBONDO	6.634.731	O	H		
Estreito (Luiz Carlos Barreto)	3.084.368	O	H				JAGUARA	2.506.033	O	H			PROMISSÃO	1.022.782	O	H		
IBITINGA	600.891	O	H				SA CARVALHO	464.819	O	H			Pras. Medici	1.699.573	18.541	C	X	
JUPIÁ	8.944.402	O	H				Estreito (Luiz Carlos Barreto)	2.948.654	O	H			Volta Grande	2.181.749	O	H		
ALEGRETE	0	O	D	X			IBITINGA	712.124	O	H			Porto Colômbia	1.955.931	O	H		
CAMPOS (Roberto Silveira)	0	O	G	X			JUPIÁ	8.790.288	O	H			Passo Fundo	994.464	O	H		
Santa Cruz (RJ)	540.073	6.272	G	X			ALEGRETE	0	O	C	X		PASSO REAL	871.226	O	H		
PARAIBUNA	226.808	O	H				CAMPOS (Roberto Silveira)	0	O	G	X		Ita Solteira	16.814.038	O	H		
LIMOIEIRO (A. Salles de Oliveira)	129.521	O	H				Santa Cruz (RJ)	199.124	2.312	G	X		MASCARENHAS	795.700	O	H		
CACONDE	340.046	O	H				PARAIBUNA	199.289	O	H			Gov. Parigot de Souza - GPS	1.240.817	O	H		
JLACERDA C	1.385.975	28.506	C	X			LIMOIEIRO (A. Salles de Oliveira)	165.483	O	H			CHAVANTES	1.765.326	O	H		
JLACERDA B	1.126.809	19.317	C	X			CACONDE	280.607	O	H			JAGUARA	2.694.735	O	H		
JLACERDA A	583.250	11.665	C	X			JLACERDA C	2.330.323	33.557	C	X		SA CARVALHO	478.444	O	H		
BARIRI (Alvaro de Souza Lima)	541.376	O	H				JLACERDA B	384.268	22.369	C	X		Estreito (Luiz Carlos Barreto)	4.208.999	O	H		
FUNIL (RJ)	619.432	O	H				JLACERDA A	933.490	17.470	C	X		IBITINGA	895.094	O	H		
FIGUEIRA	54.554	655	C	X			BARIRI (Alvaro de Souza Lima)	638.646	O	H			JUPIÁ	9.114.514	O	H		
FURNAS	4.499.554	O	H				FUNIL (RJ)	685.740	O	H			ALEGRETE	0	O	D	X	
Barra Bonita	477.594	O	H				FIGUEIRA	73.448	981	C	X		CAMPOS (Roberto Silveira)	0	O	G	X	
CHARQUEADAS	136.595	2.138	C	X			FURNAS	4.288.104	O	H			Santa Cruz (RJ)	176.628	1.987	G	X	
Jurumirim (Armando A. Laydner)	439.132	O	H				Barra Bonita	567.300	O	H			PARAIBUNA	272.422	O	H		
JACU	1.419.402	O	H				CHARQUEADAS	238.467	3.748	C	X		LIMOIEIRO (A. Salles de Oliveira)	157.219	O	H		
Pereira Passos	325.708	O	H				Jurumirim (Armando A. Laydner)	445.781	O	H			CACONDE	400.542	O	H		
Três Marias	1.818.886	O	H				JACU	1.178.249	O	H			JLACERDA C	2.012.313	21.953	C	X	
Eucídes da Cunha	419.563	O	H				Pereira Passos	384.686	O	H			JLACERDA B	1.198.748	12.968	C	X	
CAMARGOS	157.100	O	H				Três Marias	1.892.922	O	H			JLACERDA A	877.036	9.588	C	X	
Santa Branca	134.029	O	H				Eucídes da Cunha	561.413	O	H			BARIRI (Alvaro de Souza Lima)	603.788	O	H		
Cachoeira Dourada	2.959.147	O	H				CAMARGOS	188.520	O	H			FUNIL (RJ)	857.914	O	H		
Salto Grande (Lucas N. Garcez)	210.152	O	H				Santa Branca	99.619	O	H			ROQUEIRA	81.298	886	C	X	
Salto Grande (IMG)	513.869	O	H				Cachoeira Dourada	3.315.489	O	H			FURNAS	5.687.817	O	H		
Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	2.207.257	O	H				Salto Grande (SP) (Lucas N. Garcez)	484.648	O	H			Barra Bonita	547.013	O	H		
ITUTINGA	0	O	D	X			Salto Grande (IMG)	579.580	O	H			CHARQUEADAS	213.418	2.329	C	X	
S. JERÔNIMO	43.993	609	C	X			Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	2.337.376	O	H			Jurumirim (Armando A. Laydner)	454.698	O	H		
CARIOBA	0	O	C	X			ITUTINGA	239.530	O	H			JACU	1.174.695	O	H		
PIRATININGA	289.703	3.726	C	X			S. JERÔNIMO	30.845	427	C	X		Pereira Passos	397.305	O	H		
CANASTRA	237.695	O	H				PIRATININGA	0	O	C	X		Três Marias	2.543.413	O	H		
Nilo PECAÑHA	2.386.456	O	H				PIRATININGA	162.952	2.095	O	X		Eucídes da Cunha	534.411	O	H		
FONTES NOVA	719.497	O	H				CANASTRA	148.084	O	H			CAMARGOS	200.117	O	H		
H.BORDEN Sub.	63.636	O	H				Nilo PECAÑHA	2.699.893	O	H			Salto Grande (Lucas N. Garcez)	486.456	O	H		
H.BORDEN Ext	448.281	O	H				FONTES NOVA	803.368	O	H			Salto Grande (IMG)	632.389	O	H		
L.POMBOS	680.168	O	H				H.BORDEN Sub.	5.393	O	H			Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	2.783.338	O	H		
JAGUARI	54.832	O	H				H.BORDEN Ext	417.167	O	H			ITUTINGA	251.290	O	H		
Import International	360.224	O	X				L.POMBOS	881.028	O	H			S. JERÔNIMO	33.587	386	C	X	
Export International	0	O	H				JAGUARI	35.455	O	H			CARROBA	0	O	D	X	
Import NNE	99.352	O	H				Import International	189.847	O	H			PIRATININGA	187.501	2.045	D	X	
Export NNE	7.532.826	O	H				Export International	1.191.696	O	H			CANASTRA	213.576	O	H		
							Import NNE	1.278.428	O	H			Nilo PECAÑHA	2.813.265	O	H		
							Export NNE	3.830.322	O	H			FONTES NOVA	748.752	O	H		
												H.BORDEN Sub.	199.758	O	H			
												H.BORDEN Ext	351.061	O	H			
												L.POMBOS	876.976	O	H			
												JAGUARI	99.160	O	H			
												Import International	490.209	O	H			
												Export International	620.561	O	H			
												Import NNE	3.045.043	O	H			
												Export NNE	4.789.574	O	H			

Encontra-se abaixo um resumo do cálculo, bem como todas as fontes de informações utilizadas para calcular o EF da rede.

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	EF _{OM} [tCO2/MWh]	Carga [MWh]	LCMR [MWh]	Importações [MWh]
2003	0,9823	288.933.290	274.670.644	459.586
2004	0,9163	302.906.198	284.748.295	1.468.275
2005	0,8086	314.533.592	296.690.687	3.535.252
Total (2003-2005) =		906.373.081	559.418.939	1.927.861
EF_{OM, simples-ajustada} [tCO2/MWh]	0,4349	EF_{BM,2005}	Lambda	
		0,0872	λ₂₀₀₃	
Pesos alternativos		Pesos padrão	0,5312	
w_{OM} = 0,75		w_{OM} = 0,5	λ₂₀₀₄	
w_{BM} = 0,25		w_{BM} = 0,5	0,5055	
Alternativo EF_y [tCO2/MWh]	Padrão EF_y [tCO2/MWh]	λ₂₀₀₅		
0,3480	0,2611	0,5130		



MDL – Diretoria Executiva

página 35

Eficiência na conversão de combustíveis fósseis	Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba. Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information paper, October 2002. / Planilha R. Schaeffer: COPPE-2002-IEA termo 1
fator de emissão de carbono (tC/TJ)	Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
Fração de carbono oxidada	Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
Eficiência na conversão de combustíveis fósseis para o cálculo da margem de operação (%)	Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba. Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information paper, October 2002. / Planilha R. Schaeffer: COPPE-2002-IEA termo 1

Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações da Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>, data collected in november 2004).

Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba. *Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector*. OECD and IEA information paper, October 2002. / Planilha R. Schaeffer: COPPE-2002-IEA termo 1

Intergovernmental Panel on Climate Change. *Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. *Acompanhamento Diário da Operação do SIN* (daily reports from Jan. 1, 2002 to Dec. 31, 2004).

Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. *Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>, data collected in november 2004).

Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Plano anual de combustíveis - Sistema interligado S/SE/CO 2005 (released December 2004).



Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

Todas as informações básicas utilizadas na aplicação da metodologia de monitoramento foram fornecidas na seção B.7 acima.

**BIBLIOGRAFIA**

ANEEL – BIG, <http://www.aneel.gov.br/15.htm>

BOSI, M., Na Initial View on Methodologies for emissiond Baselines: Electricity Generation Case Study. Paris: International Energy Agency, 2000.

IPCC, 2006 Guidelines for national greenhouse gas inventories

Ministério de Minas e Energia, 2003 - Balanço Energético Nacional 2003 - Secretaria de Energia - www.mme.gov.br

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

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

Operador Nacional do Sistema Elétrico, Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004, ONS RE 3/036/2004