



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP)  
Versão 03 de 28 de Julho de 2006**

**SUMÁRIO**

- A. Descrição Geral da atividade do projeto
- B. Aplicação da metodologia de linha de base e de monitoramento
- C. Duração da Atividade do Projeto / período de obtenção de crédito
- D. Impactos Ambientais
- E. Comentários dos atores

**Anexos**

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

Anexo 2: Informações sobre investimento público

Anexo 3: Informações da Linha de Base

Anexo 4: Plano de Monitoramento

Anexo 5: Análise de Fluxo de Caixa

Anexo 6: Informações sobre a localização física

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto:****A.1 Título da atividade do projeto**

*Projeto de Repotenciação Energética da UHE Mascarenhas*

Versão 04. DCP concluído em 01/03/2007.

**A.2. Descrição da atividade do projeto**

A atividade do projeto objetiva o aumento da geração energética de uma planta hidrelétrica existente, no qual o projeto prevê que não ocorram mudanças no volume deste reservatório. A atividade do projeto planeja a instalação da quarta unidade geradora com capacidade nominal de 49,5 MW na hidrelétrica UHE Mascarenhas. A planta hidrelétrica foi construída entre 1968 e 1972 pela Centrais Elétricas Espírito Santo S/A-Escelsa, situada no Rio Doce (região Sudeste do Brasil), com capacidade energética total instalada de 131 MW.

A UHE Mascarenhas foi inicialmente concebida para fornecer a demanda energética dentro dos limites do projeto, o Estado do Espírito Santo. Inicialmente projetado com quatro entradas de água no reservatório da represa, a hidrelétrica foi instalada finalmente com apenas três turbinas Kaplan, com três geradores com capacidade nominal de 45 MW cada.

A atividade do projeto, conduzida pela Energest<sup>1</sup>/ EDP, utilizará o esquema de energia hídrica e infraestrutura já existentes para aumentar a quantidade de energia existente, através da instalação de nova turbina Kaplan, sem nenhum impacto ambiental no reservatório de água, e desta forma otimizando o fluxo da água o qual, de outra forma, seria liberado de forma ineficiente no reservatório da represa. Sob a atividade do projeto, o nível do reservatório não será alterado (aumento ou diminuição do nível do reservatório) e a nova turbina hidráulica irá otimizar 269 m<sup>3</sup>/s, que irá gerar a quantidade total de 192.720 MWh<sup>2</sup>, ou tempo total de trabalho de aproximadamente 3.893 horas por ano.

Como resultado da atividade do projeto será deslocada uma quantidade de 50.466 tCO<sub>2</sub>equ/ano do cenário linha de base. A planta hidrelétrica da UHE Mascarenhas tem atualmente a densidade energética<sup>3</sup> de 43 W/m<sup>2</sup> e conforme determinado pelo Comitê Executivo MDL<sup>4</sup> as emissões de GEE do reservatório são negligenciadas.

Este tipo de atividade de projeto não é um cenário de referência na geração brasileira (*business as usual*) e particularmente na área do projeto. Existem várias razões que explicam porque o aumento de eficiência da planta hidrelétrica (tanto para redimensionamento ou repotenciação) não é considerado uma atividade economicamente atrativa. A atratividade do projeto depende sobre tudo da disponibilidade do proponente do projeto em inserir a nova energia no mercado, da situação financeira da empresa e do *benchmark*<sup>5</sup> interno da empresa sobre a taxa de retorno requerida (RRR) relativa ao investimento.

Para a atividade de projeto, cujo registro pode incentivar projetos similares de aumento da eficiência energética nas hidrelétricas já existentes no Brasil, onde é estimado que estes projetos podem adicionar para a rede até 10% a 15% do total de energia gerada pela rede brasileira.

<sup>1</sup> Escelsa foi dividida em duas importantes empresas: Energest e Celsa em 13 de junho de 2005

<sup>2</sup> A energia gerada estimada pela atividade do projeto é de 22,9 MWmédios, entretanto um valor conservador de 22 MWmédios (192.720 MWh / ano) será utilizado para estimar as emissões reduzidas.

<sup>3</sup> A área do reservatório atualmente é 4,194 km<sup>2</sup>.

<sup>4</sup> Conforme o 23º encontro do Comitê Executivo realizado em 22-24 de fevereiro de 2006. (ASPECTOS INICIAIS E CRITÉRIO PARA A ELEGIBILIDADE DE HIDRELÉTRICAS COM RESERVATÓRIOS COM ATIVIDADES DE PROJETO MDL).

<sup>5</sup> Do inglês, ponto de referência ou termo de comparação. É o indicador usado para comparar a rentabilidade entre investimentos, produtos, serviços e taxas.



A UHE Mascarenhas está localizada na região norte do estado do Espírito Santo, uma área com flutuações de alta voltagem, assim a atividade do projeto irá contribuir para evitar o desperdício de energia em função da energia reativa necessária para compensar esta instabilidade energética. Conseqüentemente o fato mais importante é que a atividade do projeto evitará a transmissão de energia de outros estados distantes para a o estado em que a atividade do projeto ocorrerá<sup>6</sup>. Além disso, a atividade do projeto causará um importante impacto sobre a sustentabilidade ambiental, através da redução da poluição do ar local e diminuição dos GEE os quais, de outra forma, seriam emitidos em um cenário linha de base, e irá contribuir para o desenvolvimento sustentável durante a fase de construção (pela contratação de mão de obra local), durante a fase operacional (pagamento de impostos para o município), programas ambientais (Energest está altamente engajada na educação Ambiental e em assistir as partes envolvidas locais com planos de desenvolvimento sustentável).

Em suma, a UHE Mascarenhas irá reduzir as emissões de dióxido de carbono através da substituição da geração de eletricidade para a rede, e perdas de transmissão de energia para fora dos limites do projeto onde a atividade do projeto irá melhorar o fornecimento de energia local, baseando-se em fontes limpas e renováveis de geração de energia e ao mesmo tempo, que contribuam para o desenvolvimento econômico local através do aumento de atividades ambientais e benefícios econômicos através de renda real para os municípios envolvidos.

A atividade do projeto provavelmente aumentará a quantidade de capital baseado nas novas atividades de geração, podendo ser traduzidos como novos investimentos e necessários para a educação ambiental, sendo adicionais às atividades já instaladas e desenvolvidas pela *Energest* e a municipalidade local de Baixo Guandu.

### A.3. Participantes do Projeto:

Nome dos Países envolvidos	Entidades privadas/públicas participantes do projeto	Indicar gentilmente se o (os) país (ises) envolvido deseja ser considerado como participantes do projeto
Brasil (País Anfitrião)	<i>ENERGEST S.A.</i>	Não

### A.4. Descrição Técnica da atividade do projeto:

#### A.4.1. Localização da atividade o projeto:

##### A.4.1.1. País (ises) Anfitrião (ões):

Brasil.

##### A.4.1.2. Região/Estado/Município etc.:

Estado do Espírito Santo. Região Sudeste do Brasil

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

Baixo Guandu.

##### A.4.1.4. Detalhes da localização física, incluindo informações que permitam a identificação única das atividades do projeto (máximo uma página):

A hidrelétrica de Mascarenhas está localizada no Rio Doce, no município de Baixo Guandu, estado do Espírito Santo. A bacia do Rio Doce está localizada na região sudeste do Brasil, entre os estados de Minas Gerais e do Espírito Santo totalizando uma área de ocupação de 85.028 km<sup>2</sup>. As coordenadas

<sup>6</sup> O Estado do Espírito Santo apresenta um déficit de energia estimado em 85%-90% da energia consumida.



geográficas são Latitude Sul: 19° 30' 02' e Longitude Oeste: 40° 55' 06'. Os detalhes constam no Anexo 5.

#### **A.4.2. Categoria da atividade do projeto:**

Geração de energia elétrica renovável para a rede (projetos de hidrelétricas com reservatórios já existentes, os quais não aumentam de volume).

#### **A.4.3. Tecnologia a ser utilizada pela atividade do projeto:**

A atividade do projeto ocorre na UHE Mascarenhas, uma usina hidrelétrica com uma queda total de 22 metros, sendo 17,6 metros de queda líquida. Cada turbina Kaplan processa atualmente uma média de fluxo de água entre 230-275 m<sup>3</sup>/s. A atividade do projeto prevê a implementação da 4ª unidade geradora na planta energética de Mascarenhas, com uma capacidade instalada de 55 MVA/24 MVAr, operando em um modo operacional permanente. Não há previsão de mudanças mecânicas, operacionais e de controle dentro da atividade do projeto para os 3 geradores.

O gerador terá uma capacidade operacional/instalada de 49,5 MW com fator energético de 0,9. Em circunstâncias normais de operação, o gerador manterá a voltagem e frequência constantes dentro de uma escala de +/- 0,5 % do valor de tensão de saída e +/- 5% para o valor de frequência. Para manter o gerador dentro dos valores da escalonados, um controlador PID interno será instalado. A unidade elétrica será conectada diretamente a subestação local (através de um transformador interno, conexão Δ) com uma voltagem interna de operação de 14,49-13,11 kV. A tecnologia para geração hidrelétrica é bem conhecida e tem sido amplamente aplicada no setor energético Brasileiro nas últimas décadas.

A turbina hidráulica usada é a turbina Kaplan da GE hidro, eixo vertical com lâminas ajustáveis para otimizar a variação de entrada de fluxo. É estimado que o grupo de geradores somado as turbinas hidráulicas terão uma eficiência total de 92,12% (98% para o gerador).

#### **A.4.4 Estimativa da quantidade de redução de emissões durante o período de crédito determinado:**

<b>Ano</b>	<b>Estimativa anual das reduções de emissões em toneladas de CO<sub>2</sub>equ</b>
2007	25.233
2008	50.466
2009	50.466
2010	50.466
2011	50.466
2012	50.466
2013	50.466
2014	25.233
<b>Total de reduções estimadas (tCO<sub>2</sub> equ)</b>	<b>353.262</b>
<b>Número total de anos de obtenção de créditos</b>	<b>7,0</b>
<b>Média anual das reduções estimadas durante o período de créditos (em toneladas de CO<sub>2</sub> equ.).</b>	<b>50.466</b>

#### **A.4.5. Investimento público para a atividade do projeto:**

A atividade do projeto não recebe investimento público

**SEÇÃO B. Aplicação da metodologia linha de base e de monitoramento.****B.1. Título e referência da metodologia de linha de base e de monitoramento aprovada e aplicada na atividade do projeto:**

A metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002: “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada a rede a partir de fontes renováveis”- versão 6 (válida a partir de 19 de Maio de 2006). A atividade do projeto se enquadra ao escopo setorial número 1 “Geração de eletricidade renovável para a rede”.

A atividade do projeto tem atualmente uma densidade energética de 43 W/m<sup>2</sup> e conforme indicado pelo Comitê Executivo MDL<sup>7</sup> a metodologia linha de base aprovada ACM0002 pode ser utilizada e as emissões do projeto, oriundas do reservatório podem ser negligenciadas.

**B.2 Justificativa da escolha da metodologia e por que esta metodologia é aplicável para a atividade do projeto:**

A metodologia ACM0002 é aplicável para a atividade do projeto de geração de energia renovável conectada a rede, com adições da capacidade elétrica tais como projetos de hidrelétricas com reservatórios já existentes, nos quais o volume não é aumentado. A atividade do projeto prevê a instalação do 4º gerador para maximizar o uso do reservatório sem modificação em seu nível.

A atividade do projeto é a geração de eletricidade conectada a rede a partir de fontes renováveis de energia. A metodologia linha de base consolidada ACM0002 para geração de eletricidade conectada a rede a partir de fontes renováveis e, portanto aplicável a atividade do projeto.

**B.3. Descrição das fontes e gases incluídos nos limites do projeto**

O mercado energético do Brasil está atualmente se transformando em um mercado de eletricidade por atacado com um modelo de despacho customizado para promover competitividade. O modelo de despacho é gerenciado pela ONS, o Operador Nacional do Sistema Elétrico baseado na ordem de despacho mais econômica em qualquer momento.

Além disso, as linhas de transmissão entre áreas geo-elétricas irão definitivamente regular a ordem de despacho alocando primeiramente a energia dentro da área geo-elétrica onde a energia foi gerada (a opção de menor custo<sup>8</sup>) e então, alocando a energia excedente através de outras áreas geo-elétricas ou sub-mercados: Nordeste, Norte Sul e Sudeste/Centro Oeste. Estes sub-mercados de eletricidade devem ser todos considerados quando se define a operação na rede e modelo de despacho de energia na margem operacional da rede.

Com o propósito de determinar os fatores de emissão da margem de construção (BM) e margem operacional (OM), um projeto regional de sistema de eletricidade foi definido pela extensão espacial da planta energética que pode ser despachada sem nenhuma restrição significativa de transmissão.

O limite do projeto definido para a atividade do projeto compreende o subsistema Sul/Sudeste e Centro Oeste o qual representa um conjunto de geradores que estão fisicamente conectados ao sistema elétrico, onde a atividade do projeto MDL está conectada e poderia ser despachada sem restrição significativa de transmissão.

A Tabela abaixo fornece informações sobre as fontes e gases incluídos nos limites do projeto emitidos pela atividade do projeto.

<sup>7</sup> Do EB24 realizada em 1- 10 de Maio de 2006, Anexo 7 – Revisão da metodologia consolidada aprovada ACM0002

<sup>8</sup> A ONS deve estabelecer um planejamento de menor custo para determinar a combinação de cargas que poderiam resultar em fontes de menor custo para atender a carga esperada no limite do projeto



	Gás	Fonte	Incluída?	Justificativa /Explicação
Linha de Base	CO <sub>2</sub>	Emissões da rede	Sim	O Subsistema Sul/ Sudeste/ Centro Oeste algumas termelétricas que emitem CO <sub>2</sub> .
	CH <sub>4</sub>	-	Não	Não aplicável
	N <sub>2</sub> O	-	Não	Não aplicável
Atividade do Projeto	CO <sub>2</sub>	-	Não	A densidade energética do projeto é maior que 10W/m <sup>2</sup> , então as emissões do projeto são iguais a zero.
	CH <sub>4</sub>	-	Não	Não aplicável
	N <sub>2</sub> O	-	Não	Não aplicável

Tabela 1. Gases incluídos nos limites do projeto

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

O cenário de linha de base consiste no consumo de eletricidade pela rede regional a qual inclui fontes não renováveis de energia.

Para a atividade do projeto, a definição da rede regional está sendo utilizada conforme sugerido na metodologia consolidada ACM0002. A definição dos limites da rede compreende o subsistema Sul/Sudeste e Centro Oeste. As transferências de eletricidade de um subsistema externo (subsistemas Norte e Nordeste) são consideradas importação de eletricidade quando a transferência de energia ocorre do sistema elétrico conectado para o sistema de eletricidade do projeto, e as transferências de eletricidade para o sistema elétrico conectado, são definidas como exportação de eletricidade.

A atividade do projeto irá fisicamente entregar energia dentro dos limites do projeto que compreendem o subsistema Sul/Sudeste/Centro Oeste. O cenário de linha de base apresenta um conjunto de incertezas relacionadas com como o projeto MDL irá influenciar a operação e desenvolvimento do sistema elétrico interconectado, ao longo do tempo. Por este motivo, deve ser compreendido de que forma o projeto irá impactar as operações da rede elétrica e seus impactos sobre adições da capacidade.

A rede elétrica brasileira é baseada atualmente em uma combinação de fontes de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório (*low cost/must run resources*) que operam na base e são representados por grandes usinas hidrelétricas. A capacidade da base é 83,92%<sup>9</sup> da energia total instalada. A combinação de energia é balanceada por um modo operacional intermediário das usinas operando com o fator de capacidade típico de cerca de 30 % (ciclo combinado baseado em Gás Natural, Nuclear e, em alguns casos, Carvão), representando 8,7% da capacidade total instalada. Finalmente, as usinas baseadas em turbinas de combustão estão operando em carga de pico e despachadas conforme a demanda prevista. Estas usinas possuem fatores de capacidade baixos e elevado custo de operação marginal (óleo diesel, óleo combustível e licor negro e outros).

Com objetivo de balancear o tipo de geração energética e diminuir o risco associado a incertezas climáticas, o Ministério de Minas e Energia (MME) prevê para o período de 2006 a 2023 um aumento parcial das Termelétricas na matriz energética baseada em ciclo combinado (+297%), geração a carvão (+ 300%), geração de energia Nuclear (+150%) e uma diminuição na participação das grandes usinas hidrelétricas (-15%). Os valores são baseados em um cenário com diferença de 5% entre a demanda energética e a oferta. Sob o cenário<sup>10</sup> com o aumento da demanda energética, a atividade do projeto MDL causará provavelmente um impacto sobre o tamanho da adição de capacidade planejada

<sup>9</sup> Capacidade instalada Brasileira. Ministério de Minas e Energia (MME) em seu plano de expansão decenal de 2006-2015. MME 2006.

<sup>10</sup> O Ministério do Meio Ambiente prevê um aumento anual da demanda de energia entre 4% e 6% (cenário de baixo e elevado consumo)



ou no início (retardo) de usinas geradoras modos de despacho similares . Um meio que o projeto MDL impactaria em futuro próximo as adições de capacidade é baseado no modo de operação.

O início do projeto pode inclusive influenciar cargas apropriadas de uso para o cálculo da margem combinada. O prazo de implantação (período entre o início da primeira atividade até a conclusão da última) de novas adições na capacidade elétrica é relevante para o peso ponderado da Margem Operacional<sup>11</sup> (OM) e da Margem Construída (BM), pois determina o instante em que os valores da OM devem ser trocados para BM. Desta forma, a tabela 02 mostra algumas usinas elétricas prevista pelo MME em seu plano de expansão decenal.

Assumindo que a atividade do projeto MDL será aprovada no final do ano de 2006, neste momento o projeto MDL começa a gerar eletricidade (ano 1). Considerando as adições de capacidade previstas para o período de 2006-2010<sup>12</sup>, o estudo referencial mostra novas adições de capacidade em usinas com turbinas de combustão, termelétricas a gás natural e a carvão, programadas para o final de 2008 e 2010 com período de implantação entre 2 a 4 anos ( incluindo qualquer proposta e permissão remanescente).

Na tabela abaixo, existem duas usinas identificadas que podem ser afetadas pela atividade do projeto MDL. Para a termelétrica a diesel, a Goiânia II, levaria dois anos para ser construída (iniciando em Novembro de 2006) no mínimo, sendo finalizada em Novembro de 2008. A segunda planta é a de geração energética a partir do carvão, a Carvão Ind. inicia sua construção em Dezembro de 2006 e um tempo para implantação de 4 anos (Dezembro de 2010). Outras usinas que iniciam sua construção antes de 2007 (ano 1) não são afetadas pela atividade do projeto MDL desde que tenham previamente assegurado a saída de energia através de acordos de compra de energia (PPA- *power purchase agreement*).

Se a atividade do projeto MDL receber aprovação ao final do ano de 2006 (ano 1) é razoável considerar que a construção de usinas similares (fator de capacidade, modo de operação) são adiadas pela atividade do projeto MDL. No ano 1 (ano 2007) o início da construção e/ou planejamento das usinas similares (fator de capacidade, modo de operação), é adiado pela atividade do projeto MDL pelo adiantamento da data de início de operação para Novembro de 2009 (Goiânia II) e Dezembro de 2011 (Carvão Ind.).

Nome da Usina	Modo de Operação	Tipo de Geração	Capacidade instalada	Previsão da data de Início	Tempo para Implantação <sup>13</sup>	Início da Construção
Termorio	Intermed.	Gás Natural (CC)	670 MW	Funcionando	3 anos	Março de 2003
			123 MW	Março de 2006		Agosto 2003
			370 MW	Agosto de 2006		Agosto 2003
Santa Cruz	Pico	Diesel (CT)	166 MW	Funcionando	3 anos	Fevereiro 2004
			316 MW	Fevereiro de 2007		Fevereiro 2004
Três Lagoas	Intermed.	Gás Natural(CC)	240 MW	Funcionando	3 anos	Janeiro 2005
			110 MW	Janeiro 2008		Janeiro 2005
Canoas	Intermed.	Gás Natural (CC)	160 MW	Funcionando	3 anos	Janeiro 2005
			90 MW	Janeiro 2008		Janeiro 2005
Cubatão	Intermed.	Gás Natural (CC)	216 MW	Julho 2008	3 anos	Julho 2005
Goiânia II	Pico	Diesel (CT)	140 MW	Novembro 2008	2 anos	Nov. 2006
Araucária	Intermed.	Gás Natural (CC)	469 MW	Dezembro 2008	3 anos	Dez.2005
Jacui	Intermed.	Carvão	350 MW	Dezembro 2008	4 anos	Dez. 2004
Candiota III	Intermed.	Carvão	350 MW	Dezembro 2009	4 anos	Dez. 2005
Carvão Ind.	Intermed.	Carvão	350 MW	Dezembro 2010	4 anos	Dez. 2006

<sup>11</sup> OM é entendida como *Margem operacional* e *BM* como *margem construída*.

<sup>12</sup> As novas adições de capacidade previstas, estão baseadas no plano de expansão decenal do MME

<sup>13</sup> Baseado no relatório da *OECD/IEA: Custo projetado para a Geração de Eletricidade, 2005*.

**B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas dos GEE pelas fontes, são reduzidas abaixo daquelas que teriam acontecido na ausência da atividade do projeto MDL registrada (análise e demonstração da adicionalidade):**

Este capítulo é construído baseado no documento “Anexo 1- Ferramentas para demonstrar e analisar a adicionalidade” conforme determinado no 16º encontro do Comitê Executivo da ONU.

**“Etapa 0. Seleção preliminar baseada na data de início da atividade do projeto.”**

Não aplicável, desde que a atividade do projeto não irá requerer período de crédito antes do registro do projeto como atividade MDL.

**“Etapa 1. Identificação de alternativas para a atividade do projeto, consistentes com as leis e regulamentos atuais.”*****“Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto”.***

Definição da possível/potencial alternativa para a atividade do projeto:

1 - Implementação do projeto sem a assistência do MDL

No ano de 2003, o mercado regulador de energia do Brasil, considerando a Energest como a companhia de serviço público na qual a geração de energia da empresa é considerada como um serviço público. Para tais tipos de atividades, a ANEEL (Agência Nacional de energia Elétrica) definiu que qualquer nova unidade de geração de energia da Energest será concedida não pela energia gerada, mas por WACC (custo de capital médio ponderado de capital/ *Weighted Average Cost of Capital*). O cálculo do WACC estabelecido pela ANEEL para tais atividades geradoras, é calculado baseando-se no custo da operação e manutenção de todas as atividades geradoras, depreciação dos ativos de geração e remuneração baseada em ativos fixos.

Basicamente, para o caso do 4º unidade geradora da UHE Mascarenhas, a remuneração foi baseada no retorno do capital (através da depreciação), retorno do capital investido (rentabilidade), retorno sobre os custos Manutenção e Operação somados a taxas setoriais (taxas de distribuição, de transmissão ou ambas, custos de conexão etc...) Tal forma de remuneração foi definido para os ativos de geração já existentes como a UHE Mascarenhas, ao contrário dos novos ativos de geração (conhecidos como produtores de energia independente) que podem obter um retorno de capital de investimento através de KWh gerados e estabelecidos em uma oferta pública com preço máximo baseado no valor nominal (VN).

Baseado em ativos fixos, a remuneração a partir de uma unidade de geração extra não é um cenário atrativo para novos investimentos, e no caso do 4º unidade geradora da UHE Mascarenhas isto não é diferente. Além disso, estudos técnicos realizados na represa da hidrelétrica mostraram um aumento do risco de danos estruturais na represa associados com um eventual projeto de redimensionamento e, portanto, um maior investimento requerido.

2- A não implementação da atividade do projeto. (Continuação da situação atual, onde não ocorre nenhuma atividade do projeto ou outras alternativas são realizadas).

***Sub-etapa 1b. Cumprimento das leis e regulamentações:***



As alternativas identificadas estão todas de acordo com todas as leis aplicáveis e regulamentos requeridos.

## Etapa 2. Análise de Investimento

O projeto MDL gera outros benefícios econômicos ou financeiros além da renda relacionada com MDL, então, aplica-se a Opção III, análise de *benchmark*.

### *Sub-etapa 2b. Opção III. Uso da análise de benchmark*

O indicador financeiro mais apropriado para este tipo de projeto é a taxa interna de retorno (TIR) por ser o método mais direto e difundido para ser incluído no orçamento capital. O *benchmark* selecionado é o *benchmark* interno da companhia ou Custo Médio Ponderado de Capital (*weighted average capital cost of the company – WACC*) definido pela companhia, uma média representando o retorno esperado em todas as companhias de seguro. O *benchmark* da companhia é a ferramenta que o proponente do projeto utiliza para analisar o potencial de projetos novos de geração e vem sendo utilizado de forma consistente. O *benchmark* usado pela Energest, atualmente é de 15% (ano 2006) e 14,72% em 2003, quando foi decidido realizar a atividade do projeto.

O *benchmark* utilizado neste projeto (WACC) para a atividade do projeto representa o valor usado de forma extensiva pela Energest para representar um padrão de retorno interno mínimo, o qual é composto principalmente pela TRR (taxa de retorno requerida) para os investidores somado ao risco país ligado ao custo de capital.

O WACC é calculado através da multiplicação do custo de cada componente capital pelo seu peso proporcional e então a somatória:

$$WACC = \frac{E}{V} * Re + \frac{D}{V} * Rd * (1 - Tc)$$

Onde:

Re = custo do patrimônio líquido

Rd = custo das dívidas após impostos

E= valor de mercado do patrimônio líquido da empresa

D = valor de mercado do débito da firma

V = E + D

E/V = porcentagem do financiamento que é do patrimônio líquido

D/V = porcentagem do financiamento que é débito

Tc = taxa de imposto incorporada

De forma alternativa e complementar ao *benchmark* interno da companhia também poderia ser utilizado a TIR do projeto de uma opção financeira similar como o investimento para a atividade do projeto encontrado no mercado financeiro Brasileiro que são os títulos da dívida do governo. O mercado financeiro Brasileiro é para todos os clientes, um dos mais líquidos e sofisticados mercados dentre os emergentes, oferecendo instrumentos de débito em larga escala (taxas fixas, taxas flutuantes e obrigações ligadas à inflação). Os títulos da dívida federais apresentam taxas nominais fixas (LTN e NTN-F) e taxas flutuantes (LFT) assim como o principal associado como preço indexado (NTN-C ligado ao IGP-M).

O *benchmark* selecionado para a atividade do projeto é a NTN-C, Notas do Tesouro Nacional – séries *bond* cujos rendimentos estão associados com a variação do IGP-M - Índice Geral de Preços (estimado em 4,2% no ano de 2006), junto com os juros definidos sobre a compra (9,03% no momento



presente<sup>14</sup>). Além disso, um investidor estrangeiro irá considerar um aumento no retorno esperado em função do risco país (atualmente estimado em 2,5% a 3%<sup>15</sup>). Este tipo de notas do tesouro tem um pagamento fixo a cada seis meses (na forma de juros) para um tempo de vida de 20 anos, ideal para investimentos de médio a longo prazo.

### *Sub-etapa 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros*

Para a atividade do projeto, a TIR é calculada, com ou sem a renda relativa ao MDL, baseada em dados disponíveis do ano de 2003, o cenário de investimento, o preço da energia e o retorno esperado no anos de 2003.

Unidade	Valor TIR
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas sem o MDL.	11,52 %
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas com o MDL <sup>16</sup>	13,01 %
Diferencial (com e sem MDL)	1,49 %
Benchmark Interno da Companhia (WACC)	14,72 %
Benchmark (NTN-C, Notas do Tesouro Nacional - 2003 <sup>17</sup> )	10 % + 8,42 <sup>18</sup> % = 18,42 %

Tabela 3. Variação da TIR com e sem o incentivo do MDL. (Fonte: parâmetros singulares foram fornecidos pelo proponente do projeto).

O fluxo de caixa financeiro do projeto é definido conforme a tabela abaixo. O tempo para implantação da atividade do projeto é de três anos (cronograma para início de operação em Julho de 2006).

<sup>14</sup> [http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro\\_direto/download/rentabilidade.pdf](http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/rentabilidade.pdf)

<sup>15</sup> index EMBI Brasil +, JP Morgan

<sup>16</sup> Inicial USD/tCO<sub>2</sub>equ: 8 Euros.

<sup>17</sup> [http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro\\_direto/estatisticas/historico.asp](http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/estatisticas/historico.asp)

<sup>18</sup> IGP-M para o ano de 2003.



4ª MÁQUINA UHE MASCARENHAS					
<b>CARACTERÍSTICAS ENERGETICAS</b>		<b>ENCARGOS LEGAIS</b>		<b>CRONOGRAMA DE DESEMBOLSO</b>	
Capacidade Nominal da Usina (em MW)	49,5	Alíquotas de ICMS		<b>ANO 1</b>	<b>42,89%</b>
Energia (MW Média)	22,9	- ICMS sobre a Energia Elétrica (em %)	25,00%	Equip. Eletromecânico	19,47%
Fator de Disponibilidade (em %)	100,00%	Impostos sobre o faturamento (em %)	3,65%	Equip. Hidromecânico	18,13%
Valor Mínimo	65,00%	- PIS (em %)	0,65%	Obra Civil	3,76%
Valor Máximo (Meta)	100,00%	- COFINS (em %)	3,00%	Terras/Benfeitorias	0,00%
Geração máxima (em MWh/ano) - FIRME	200.604	CPMF (em %)	0,38%	Meio - Ambiente	0,10%
		Impostos sobre o Lucro (em %)	33,00%	Administração Própria	1,43%
		- Imposto de Renda (em %)	25,00%	Engenharia/Gerenciamento (EPC)	0,00%
		- Contribuição Social s/Lucro (em %)	8,00%	Canteiro/Acampamento	0,00%
		Compensação Finan. = % * Cap * TAR (em US\$)	194.952	Subestação/Linha Transmissão	0,00%
		- Tarifa Atualizada de Referência - TAR (em US\$)	14,40	Eventual (Ensaio Modelo Reduzido)	0,00%
		- Percentual aplicado	6,8%	Eventual (2)	0,00%
		Tx. Fisc. ANEEL = 0,50% da Receita Auferida	0,5%	<b>ANO 2</b>	<b>49,23%</b>
<b>PREÇO DA ENERGIA</b>		<b>CUSTOS OPERACIONAIS</b>		Equip. Eletromecânico	22,35%
Tarifa de Venda (Mix preço de compra da energia)	21,17	Custo de O&M da Usina (em US\$/MWh)		Equip. Hidromecânico	20,81%
Tarifa de Venda após os contratos iniciais	21,17	- Custos Fixos (US\$)	48.860	Obra Civil	4,32%
		- Custos Variáveis (US\$/MWh)	0,00	Terras/Benfeitorias	0,00%
		Custo de Seguros - Técnico/Operac. (em R\$ / MWh)	0,00	Meio - Ambiente	0,11%
<b>ENCARGOS DE TRANSPORTE DA ENERGIA</b>		<b>ENCARGOS FINANCEIROS</b>		Administração Própria	1,64%
Tarifa de Transporte	0,51	Tx. de Finan. (em % ao ano)	8,47%	Engenharia/Gerenciamento (EPC)	0,00%
- Tarifa de Distribuição	0,00	Tx. de Finan. Capital de Giro (em % ao ano)	0,00%	Canteiro/Acampamento	0,00%
- Tarifa da Rede Básica	0,51	Taxas de aplicações financeiras (em % ao ano)	0,00%	Subestação/Linha Transmissão	0,00%
		Taxa de Câmbio ( R\$/US\$) - Em Nov.2000	3,07	Eventual (Ensaio Modelo Reduzido)	0,00%
				Eventual (2)	0,00%
<b>VIDA ECONOMICA DA USINA</b>		<b>"POSIÇÃO ACIONARIA"</b>		<b>ANOS</b>	<b>7,88%</b>
Vida Útil da Usina (em anos)	28	Pagamento de Dividendos (em %)	95,00%	Equip. Eletromecânico	3,58%
		Alavancagem (%)	0,00%	Equip. Hidromecânico	3,33%
				Obra Civil	0,69%
<b>COMPOSIÇÃO DO INVESTIMENTO</b>		<b>TAXA MINIMA DE ATRATIVIDADE</b>		Terras/Benfeitorias	0,00%
Investimento na USINA (em R\$ MIL)	19.544	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	12,00%	Meio - Ambiente	0,02%
- Administração Própria	651	Taxa de Reajuste Anual Esperada (Invest. Inicial)	6,00%	Administração Própria	0,26%
- EPC	18.848			Engenharia/Gerenciamento (EPC)	0,00%
- Outros	0			Canteiro/Acampamento	0,00%
- Terrenos	0			Subestação/Linha Transmissão	0,00%
- Meio Ambiente	44			Eventual (Ensaio Modelo Reduzido)	0,00%
Variação percentual no Investimento Inicial	1,51			Eventual (2)	0,00%
- Faixa para o Custo Unitário (em R\$/kW instalado)				<b>1º ANO DE OPERAÇÃO</b>	
- Valor Mínimo (Meta) - All in cost	380,77			Nº MESES DE GERAÇÃO	6
- EPC (Calculado)	18.848				
<b>JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO</b>		<b>DEPRECIÇÃO</b>			
- Capital Próprio (Valor Mínimo)	10,00%	Equipamentos	3,68%		
- Capital de Terceiros (Valor Máximo)	0,00%	Obras Civis	0,00%		
		Engenharia e Pré-Operacional	0,00%		
		Depreciação Anual (Média)	3,68%		
<b>AMORTIZAÇÃO</b>					
- Método	Constante				
- Prazo (ANOS)	6				
- Prazo de Carência (ANOS)	3				

Tabela 4. Premissas financeiras para a atividade do projeto.



As seguintes premissas foram levadas em consideração para a análise:

- Uma margem anual para o IGPM baseada em 5% (2005).
- A expectativa de saída de energia é de 200,6 GWh por ano. A capacidade instalada é estimada em 49,5 MW e 22,9 MW médios
- EPC e programas ambientais (se existir algum).
- Taxa de geração concedida pela ANEEL de R\$65 /MWh em Agosto de 2003.
- Custo financeiro, depreciação e amortização.
- Construção, Custos de Operação e Manutenção, tarifas de distribuição, transmissão ou ambas - (custo) ,taxas de conexão a rede.
- Custos de consultoria e transações no âmbito de registro MDL. Os gastos relativos a emissão dos RCEs (Reduções Certificadas de Emissões), validação e da verificação anual não estão incluídas nos custos apresentados no fluxo de caixa.
- A geração de energia irá ajustar a demanda energética da Energest e as taxas setoriais (12,812 %).

### *Sub-etapa 2d. Análise de Sensibilidade*

Durante o cenário de investimento no momento da decisão (Dezembro de 2003), o mercado energético estava repleto de incertezas regulatórias; não apenas em relação a tarifa energética mas o cenário macroeconômico que poderia eventualmente impactar o projeto como um todo. Deste modo, existem três variáveis analisadas para o cenário de sensibilidade para checar o quão sólida é a conclusão dada na sub-etapa 2b: a tarifa energética, o custo de investimento e a renda dos RCEs. Os custos de Operação e Manutenção estão totalmente internalizados e provavelmente sobre controle.

- Tarifa de energia ( $\Delta$  +/- 25%):

<b>Benchmark interno da companhia (WACC)</b>	<b>14,72 %</b>
<b>Tarifa de energia – Caso base: R\$ 65 (US\$ 20,83) <sup>19</sup></b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para a repotenciação energética da UHE Mascarenhas	11,52 %
<b>Tarifa de energia : R\$ 55 (US\$ 17,63)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para a repotenciação energética da UHE Mascarenhas	9,74 %
<b>Tarifa de energia – Caso Base: R\$ 60 (US\$ 20,83)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para a repotenciação energética da UHE Mascarenhas	10,64 %
<b>Tarifa de energia : R\$ 70 (US\$ 17,63)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para a repotenciação energética da UHE Mascarenhas	12,37 %
<b>Tarifa de energia: R\$ 75 (US\$ 17,63)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para a repotenciação energética da UHE Mascarenhas	13,20 %

Tabela 5. Análise de sensibilidade para a variação da tarifa de energia (Fonte: parâmetros singulares foram fornecidos pelo proponente do projeto).

- Custo de Investimento ( $\Delta$  +/- 20%):

A variação dos custos de investimento segue uma abordagem realística relativa ao custo da atividade do projeto. A variação positiva no custo de investimento (aumento) reflete em um conjunto de incertezas (macroeconômicas, riscos tecnológicos envolvendo a represa através de danos estruturais e etc). Então, o cenário em que os custos diminuem provavelmente não ocorre, entretanto, com o propósito de comparar, este cenário é também analisado.

<sup>19</sup> US\$ 1 = R\$ 3,07 em 2003.



<b>Benchmark interno da companhia (WACC)</b>	<b>14,72 %</b>
<b>Investimento- 5% : MRS 57,1 ( M US\$18,3)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas	12,01 %
<b>Investimento - 10 % : MRS 54,2 ( M US\$ 17,37)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas	12,55 %
<b>Investimento - 15 %: MRS 51,3 ( M US\$ 16,44)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas	13,14 %
<b>Investimento – Base case: MRS 60 ( M US\$ 20,83)<sup>20</sup></b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas	11,52 %
<b>Investimento +5 %: MRS 62,9 ( M US\$ 20,16)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas	11,06 %
<b>Investimento +10 %: MRS 65,8 ( M US\$ 21,08)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas	10,64 %
<b>Investimento +15%: MRS 68,7 ( M US\$ 22)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas	10,25 %
<b>Investimento +20 %: MRS 71,6 ( M US\$ 22,9)</b>	<b>Valor da TIR</b>
TIR para o projeto de repotenciação energética da UHE Mascarenhas	9,89 %

Tabela 6. Variação sobre o custo de investimento. (Fonte: parâmetros singulares foram fornecidos pelo proponente do projeto).

- Variação sobre a renda relativa aos RCEs

Variação sobre a renda relativa aos RCEs		Valor da TIR
<b>Caso base</b>		11,52 %
Valor da TIR com o MDL	USD 8/tCO <sub>2</sub> equ.	13,01 %
Valor da TIR com o MDL	USD 10/tCO <sub>2</sub> equ.	13,39 %
Valor da TIR com o MDL	US\$ 12/tCO <sub>2</sub> equ.	13,78 %
Valor da TIR com o MDL	US\$ 15/tCO <sub>2</sub> equ.	14,37 %
Valor da TIR com o MDL	US\$ 18/tCO <sub>2</sub> equ.	14,96 %

Tabela 7. Variação sobre o preço dos RCEs ( Fonte: Parâmetros singulares foram fornecidos pelo proponente do projeto).

Através de uma análise comparativa das tabelas acima, sob qualquer cenário do projeto o valor da TIR é sempre mais baixo do que o WACC, o *benchmark* interno aplicado pela companhia. Deste modo, de qualquer modo que o mercado possa vir a aumentar a tarifa energética (performance do mercado) ou que seja alterado desvio/variação o investimento inicial (provável não diminuir), é improvável que a atividade do projeto, se torne a opção financeira mais atrativa conforme determinado na análise de sensibilidade e portanto, é adicional.

### Etapa 3. Análise de Barreiras

#### *Sub-etapa 3a. Identificar as barreiras que podem impedir a implementação deste tipo de atividade de projeto proposta:*

As seguintes barreiras foram consideradas:

- Barreira de Investimento;
- Incerteza no quadro regulador da energia no período de 2000 a Julho de 2005.
- Incertezas macro econômicas
- Risco sobre o preço de energia

- Barreira de Investimento e incertezas no Mercado regulador energético (de 2000 a Julho de 2005).

<sup>20</sup> USD 1 = R\$ 3,07 in 2003.



A partir do cenário energético de 1990, quando o estado era o proprietário das empresas e definiu os investimentos em novas unidades de geração, até julho de 2005, quando o mercado Brasileiro foi designado como um mercado de eletricidade por atacado com modelo de despacho em estratos e separação entre as atividades (geração de energia, distribuição e comercialização), o setor energético do Brasil enfrentou um conjunto de incertezas regulatórias, falta de energia, instabilidade macroeconômica, que definitivamente construiu um caminho para novas oportunidades na distribuição de energia e para o mercado energético.

Os novos regulamentos foram fundamentados nas seguintes bases:

- Separação total das atividades de geração, transmissão e distribuição.
- Taxas por tipos de serviços para acesso a linhas de transmissão e conexão à rede energética.
- As companhias de distribuição terão que contratar 100% de suas demandas de eletricidade estimadas em um período de 3 a 5 anos; os contratos serão coordenados através de um “pool” com o valor de tarifa máximo estabelecido pela ANEEL. No futuro, os consumidores em grande escala (acima de 10 MW) serão requisitados para fornecer às companhias de distribuição um comunicado 3 anos antes da intenção de trocar do pool para o mercado independente e um comunicado cinco anos antes caso a intenção seja o oposto, isto é sair do mercado independente para aderir ao “pool”. Estas medidas devem reduzir a volatilidade do mercado e permitirá que as distribuidoras possam estimar melhor o tamanho do mercado.
- As unidades de geração serão despachadas de acordo com as opções de menor custo disponíveis em cada sub-mercado sendo gerenciadas por um escritório regional, compreendendo quatro escritórios operacionais e de despacho, para as diferentes áreas geográficas: Nordeste, Norte, Sul e Sudeste/Centro Oeste.

Dentro do novo setor regulador energético, as usinas geradoras foram separadas entre produtores independentes e produção por concessão pública. A categoria de produtor independente foi concedida baseando-se exclusivamente em MWh gerados e o produtor de concessão pública não poderia ser concedido por MWh mas apenas para compensar a geração cativa da companhia.

No ano de 2003 sob tal cenário, Escelsa focou principalmente em atividades de distribuição em função do aumento de oportunidades no mercado energético para as companhias de distribuição. A concessão emitida pela ANEEL foi de distribuição com parte de empréstimo de geração agregada. Como o ramo de atividade principal da companhia é a distribuição de eletricidade e não a geração, a atividade do projeto no ramo da geração poderia competir por recursos com projetos similares pelo ramo da distribuição.

Como resultado, entre 2001 e 2003, não houve qualquer novo investimento em novas unidades de geração, considerando que estas não eram mais atrativas que atividades de projeto de distribuição. Além disso, como já foi mencionado, o conjunto de regulamentos estimula investimentos em projetos de geração baseado em novas usinas e, portanto, para gerar energia sob um modelo de produção independente.

Como mostrado anteriormente, a atividade do projeto tem que superar as barreiras quando comparada com outras atividades de investimento competindo por recursos de investimento.

#### (b) Incerteza Macro econômica

A economia Brasileira enfrentou uma crise energética em 2001 e 2002. Em Agosto de 2002, uma crise econômica interna forçou o governo a buscar por renovações dos acordos latentes feitos juntos ao Fundo Monetário Internacional. Como a moeda corrente, os títulos da dívida e o patrimônio líquido entraram em colapso, \$30 bilhões foram disponibilizados para o final do ano de 2003, assunto das



revisões de desempenho trimestrais. Os recursos Brasileiros não assentaram até Outubro de 2002 quando o Real (R\$) perdeu 50% de seu valor em comparação com o dólar. Como consequência do longo período de inflação durante os anos 90, a moeda brasileira sofreu uma forte desvalorização, efetivamente impossibilitando Bancos comerciais de providenciar qualquer operação de empréstimo a longo prazo. Estas incertezas afetaram negativamente o plano de repotenciação da planta energética, considerando que o cenário poderia se repetir.

Estas barreiras foram apresentadas para o proponente do projeto como uma consequência da falta de mercado de empréstimo a longo prazo e o alto risco envolvendo a economia, os proponentes do projeto ficaram incapacitados tanto de atingir a WACC requerida pelos investidores como de identificar fontes de financiamento com taxas de juros do patrimônio líquido para diminuir o custo do capital e para tornar a atividade do projeto mais atrativa.

(c) Risco relativo ao preço da Energia

Com uma provável falta de energia no início do ano de 2000, o governo federal lançou no começo daquele mesmo ano (2000) o Plano Prioritário de Termelétricas<sup>21</sup> originalmente planejado para 17.500 MW (47 termelétricas) como nova capacidade térmica para Dezembro de 2003. Durante 2001 e o início de 2002 a energia instalada foi reduzida para 13.637 MW (40 termelétricas)<sup>22</sup>.

Sob este cenário de falta de energia, o governo Brasileiro aumentou drasticamente a participação da capacidade térmica<sup>23</sup>. Baseado neste conceito, o governo Brasileiro definiu um conjunto de termelétricas para atenderem situações de crise, com o objetivo de cobrir imediatamente o pico de demanda energética, assegurando um perfil operacional de baixo risco para cada subsistema de energia. Um dos mais importantes aspectos do plano Térmico é que a companhia de distribuição possui a um contrato tipo take-or-pay<sup>24</sup> com a companhia de geração térmica.

Atualmente, como grandes reservas de gás natural vêm sendo descobertas na bacia de Santos<sup>25</sup>, o ministério de Minas e Energia (MME)<sup>26</sup> prevê um aumento de termelétricas na matriz energética<sup>27</sup> baseado no ciclo combinado<sup>28</sup> (+297%).

O racionamento foi levantado no final de fevereiro de 2002. Como consequência, a indústria reduziu o desperdício de energia através da substituição de geradores e dispositivos, por substitutos com melhor custo-benefício. Em 2003, o consumo de eletricidade ainda não tinha atingido o nível anterior ao programa de racionamento. Esta redução persistente na demanda, somada ao aumento na capacidade instalada após 2001, criou excesso de fornecedores no mercado, afetando de forma adversa os geradores e algumas companhias distribuidoras.

Neste cenário, a adicionalidade do proponente do projeto teve um conjunto de incertezas referentes ao mercado energético e à tarifa da energia; se os reservatórios estavam em um nível elevado e a taxa de desenvolvimento do Brasil era baixa, a tarifa da energia poderia baixar.

---

<sup>21</sup>Decreto Federal 3.371 de 24 de Fevereiro de 2000, e Diretiva do Ministério de Minas e Energia de 25 de Fevereiro de 2000.

<sup>22</sup> Lei federal 10.438 de 26 de Abril de 2002, Artigo 29.

<sup>23</sup> Programa emergencial de energia baseada em um total de 2.150 MW (58 termelétricas de porte pequeno a médio) até o fim de 2002 (usando principalmente diesel, 76,9 %, e óleo combustível, 21,1 %).

<sup>24</sup> Contrato com cláusula que obriga o comprador a pagar uma quantidade mínima de energia, levando ou não o comprador efetivamente aquela quantidade no período estipulado.

<sup>25</sup> O MME prevê a implementação de um gasoduto do Sul ao Nordeste a ser finalizado no fim de 2006. O gasoduto GASENE distribuirá mais de 20 milhões de Nm<sup>3</sup> de gás natural por dia.

<sup>26</sup> Capacidade instalada brasileira. MME em seu Plano Decenal De Expansão 2006-2015. MME 2006.

<sup>27</sup> Claramente, novas adições aos setor elétrico do Brasil estão trocando de hidrelétricas para termelétricas a gás natural (Schaeffer et al., 2000).



***Sub-etapa 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não impediriam a implementação de pelo menos uma das alternativas:***

Conforme descrito anteriormente, principal alternativa é a continuidade da situação atual, onde não ocorre qualquer atividade do projeto ou alternativas. Neste cenário, o proponente do projeto poderia ter investido o capital em unidades de distribuição ou outras oportunidades para investimentos externos.

**Etapa 4. Análise da prática comum**

***Sub-etapa 4a. Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposta:***

Existem outras usinas, que foram identificadas na região/estado onde ocorre a atividade do projeto proposta e que operam em condições e características similares (tempo de operação similar, energia instalada, densidade energética e tecnologia) e ocupando condições de mercado similares (entendido como a rede regional). No entanto, nenhuma destas usinas tiveram capacidade de conduzir atividades como a atividade do projeto proposta<sup>29</sup>.

Neste contexto, potenciais projetos similares à atividade de projeto proposta analisada estão descritos abaixo:

- Usina Hidrelétrica Suíça .
- Pequena Central Hidrelétrica Rio Bonito .
- Pequena Central Hidrelétrica Aparecida.
- 

**1.-Usina Hidrelétrica Suíça (UHE Suíça).**

A usina está localizada no estado do Espírito Santo, encontra-se em operação e acessa a mesma rede que a da atividade do projeto, dentro do mesmo limite de projeto. A hidrelétrica tem uma capacidade instalada de 30,06 MW e iniciou sua operação em 1965.

A hidrelétrica pode aumentar tanto a eficiência quanto a energia instalada das mesmas, no entanto, até este momento, não há qualquer significado econômico para melhorar a eficiência dos geradores de energia. A razão para isto é que parar a planta pode levar a perdas econômicas maiores que a melhora da eficiência dos geradores. Sob o atual mercado regulador de energia, a usina é considerada como produtor autônomo de energia, e o MWh de energia gerada será vendida no “pool” de energia com um preço máximo definido pela ANEEL. O valor nominal considerado pela ANEEL para concessões públicas anteriores, o caso da UHE Suíça, calcula a tarifa de energia baseada no custo de geração menos o custo de depreciação que a ANEEL considera já abatida para as unidades antigas.

Conseqüentemente, o investimento em redimensionamento e/ou projeto de repotenciação de energia na unidade UHE Suíça não é atrativo de forma alguma .

**2.-Pequena Central Hidrelétrica Rio Bonito**

A hidrelétrica está localizada no estado do Espírito Santo, opera atualmente e acessa a mesma rede que a atividade do projeto, dentro dos mesmos limites de projeto. A hidrelétrica tem uma capacidade instalada de 16,8 MW e iniciou operação em 1959. Inúmeras medidas tecnológicas devem ser adotadas para repotencializar e melhorar a eficiência da hidrelétrica, tais como substituição de unidades de geração, aumento da eficiência de turbinas Kaplan (lâminas, controle de passo automático) e aumento da eficiência nas instalações elétricas (transformadores e linhas de transmissão e etc).

---

<sup>29</sup>Existem outros projetos similares que não foram aqui descritos por serem partes de projeto de atividade do MDL, i.e., Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de São Paulo, Brasil. CPFL Energia, Julho de 2005.



Novamente, o regulamento de energia Brasileira considerou a operação da hidrelétrica sob o regime de concessão pública, então a geração de energia é concedida por um valor nominal inferior para unidades novas de geração. Neste cenário, o mesmo que o da atividade do projeto, não existe nenhum ganho econômico para melhorar a eficiência da hidrelétrica, então o projeto não é economicamente viável.

### 3.- Aparecida Pequena usina hidrelétrica

A hidrelétrica está também localizada no estado do Espírito Santo e possui uma potência instalada de 480 KW. O esquema de operações da pequena hidrelétrica iniciou no ano de 1919 e foi desativada em 1993, já que a operação da planta não tinha sentido econômico.

#### *Sub-etapa 4 b. Discussão de opções similares que estão ocorrendo*

Para a companhia de geração, a decisão de repotenciação energética em unidades de geração está sempre competindo em recursos com o investimento de capital em qualquer outra atividade, e até mesmo com investimentos em novas fontes geradoras. O mercado energético é totalmente orientado em custos, e, portanto, muitos projetos distantes dos centros de consumo (elevadas perdas na transmissão e taxas de transmissão), projetos de pequena escala e com baixo retorno financeiro, não serão atrativos aos potenciais investidores.

De forma conservadora, estima-se que apenas no Brasil, existem aproximadamente 1,500 pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), das quais não se sabe a situação e as que estão desativadas, a maioria não conectada a rede e localizadas em áreas rurais. Desde os anos 70, o governo Brasileiro promoveu as grandes unidades hidrelétricas com objetivo de otimizar os custos de investimento, deixando de lado os esquemas de pequenas centrais hidrelétricas, localizadas principalmente em áreas remotas, distantes dos centros consumidores, onde os investimentos em capacidade de transmissão e custos de operação e manutenção são consideravelmente elevados<sup>30</sup>.

As melhorias que tem de ser feitas na hidrelétrica, consideram a substituição de equipamentos eletrotécnicos e hidro-mecânicos, a instalação de controle de proteção e equipamentos auxiliares, sendo que a tecnologia é bem conhecida e deve ser manufaturada no Brasil. A TIR da hidrelétrica é 13.93% embora tenha uma TIR maior que a TIR da atividade do projeto, a planta está desativada uma vez que não apresenta atrativo a investidores e é mais atrativo investir em novas unidades geradoras.

#### **Etapa 5. Impactos do registro MDL.**

O fato da geração da unidade UHE Mascarenhas ser classificada como uma usina que opera sob regime de concessão pública, implica que os preços de venda da energia gerada são concedidos com um valor nominal máximo, o qual é inferior ao preço estabelecido para as novas unidades de geração (produtores de energia independentes)

Conforme a análise realizada, os parâmetros financeiros da atividade do projeto não foram considerado bastante considerada pelo grupo EDP em 2003, para todas as atividades de geração do Brasil, como uma estratégia para diminuir os riscos do projeto e tornar viável diversos projetos de geração. Quando foi tomada a decisão de implementar a atividade do projeto, em 2004, o proponente do projeto concebeu um novo cenário de risco que incluía a renda proveniente da emissão dos RCEs.

O registro do projeto como um projeto MDL provavelmente irá incentivar o desenvolvimento de atividades de projeto similares, como demonstrado acima, que não apresentam um cenário financeiro atrativo e irá ajudar a superar as barreiras previamente definidas.

---

<sup>30</sup> Grandes centrais hidrelétricas com 88% da energia instalado versus 1% de energia instalada para pequenas centrais hidrelétricas.  
Fonte: Plano decenal de expansão, Ministério de Minas e Energia.

**B.6. Redução de emissões:****B.6.1. Explicação da escolha da metodologia:****Linha de Base**

Para a determinação da linha de base, os participantes do projeto devem apenas contabilizar as emissões de CO<sub>2</sub> provenientes da geração de eletricidade através da energia da queima de combustível fóssil que é evitada em função da atividade do projeto. Assim, as emissões da linha de base por ano (**BE<sub>y</sub>**) utiliza a Margem Combinada (CM) para calcular as emissões linha de base. A quantidade de emissões da linha de base por ano (**BE<sub>y</sub>**) é o resultado da quantidade líquida de eletricidade gerada anualmente pelo projeto (**EG<sub>y</sub>**) multiplicada pelo fator de emissão da linha de base anual (**EF<sub>y</sub>**).

$$BE_y = EG_y * EF_y$$

*Equação 1*

*EG<sub>y</sub> (MWh /ano)* = A geração da atividade do projeto

*EF<sub>y</sub> (tCO<sub>2</sub>/MWh)* = Média ponderada das emissões por unidade de eletricidade dentro do sistema elétrico.

A metodologia linha de base ACM0002 estabelece que o fator de emissão linha de base (**EF<sub>y</sub>**) é baseada na Margem Combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem operacional (OM) e margem construída (BM) conforme as seguintes etapas:

- **ETAPA 1** – Cálculo do fator de emissão da margem operacional (OM), baseado nos seguintes métodos:
  - Margem operacional simples;
  - Margem operacional simples ajustada;
  - Margem operacional com análise de dados de despacho;
  - Margem operacional média

O método da análise de dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica para se calcular a margem operacional. Quando esta opção não é a escolhida, os participantes do projeto devem justificar o porquê de não a escolher e deve usar então o método margem operacional simples, margem operacional simples ajustada, ou o método margem operacional média das taxas de emissões, levando em consideração as provisões já mencionadas.

Para atividade do projeto é usado o método da margem operacional simples ajustada. O fator de emissão para este método (**EF<sub>OM, adjusted,y</sub>** in tCO<sub>2</sub>/MWh) é uma variação do método de margem operacional simples, no qual as fontes de energia (incluindo importações) são separadas em fontes de energia baixo custo/operações obrigatória (k) e outras fontes de energia (j)

$$EF_{OM, Simple Adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

- $\lambda_y$ : é o número de horas em um ano  $y$ , que as fontes de energia baixo custo ou de despacho obrigatório estão na margem.
- $\sum F_{i,j,y}$ : é a quantidade de combustível  $i$  (unidade de massa e volume) consumido por fontes de energia relevantes  $j$



- $COEF_{ij}$ : é o coeficiente  $CO_2e$  de combustível  $i$  ( $tCO_2e$ /unidade de massa ou volume de combustível), levando em consideração o potencial de emissão equivalente de dióxido de carbono pelos combustíveis usados pelas fontes de energia relevantes  $j$  (o mesmo para as fontes  $k$ ) e a porcentagem de oxidação do combustível no ano ( $s$ );
- $\sum_j GEN_{j,y}$  : é a eletricidade (MWh) entregue a rede pela fonte  $j$  (análogo para fontes  $k$ ).

Para a atividade do projeto, os recursos de baixa operação e operação obrigatória tipicamente incluem grandes hidrelétricas, geotérmicas, eólica, biomassa de baixo custo, geração nuclear e solar. Deste modo, o fator de emissão para fontes de baixo custo ou despacho obrigatório pode ser considerado nulo:  $EF_{OM,y} = 0$ .

As fontes que não são de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório para a atividade do projeto são as usinas de energia térmica com queima de carvão, óleo combustível, gás natural e óleo diesel.

Os números mais recentes para o sistema interconectado S-SE-CO obtido do centro de despacho nacional Brasileiro (ONS) na forma de relatórios consolidados por hora. As curvas de duração de carga e demanda energética para os limites do projeto da atividade do projeto constam no Anexo III.

Para calcular o fator de emissão da Margem operacional (OM), os limites do projeto devem ser modelados junto com as importações de eletricidade de outros sistemas geo-elétricos para descrever, o mais precisamente, a situação da linha de base. A abordagem ideal é a de determinar os impactos da importação de eletricidade na margem operacional em “ordem de mérito”. Esta abordagem é verdadeira quando a ordem de despacho das fontes de energia externas a rede são claramente conhecidas, baseando-se em dados confiáveis<sup>31</sup>, caso contrário, a taxa de emissão média da rede de exportação será usada.

Para a atividade do projeto, as importações de eletricidade do subsistema Norte são baseadas nas hidrelétricas que operam na base. Isto significa que a implantação da atividade do projeto não terá nenhum efeito de deslocar a energia fornecida pelas fontes de baixo custo e despacho obrigatório que iriam operar, de qualquer forma, na base.

Por outro lado, as importações do subsistema Nordeste são compostas por uma mistura de fontes geradoras (ciclo térmico combinado, turbina térmica de combustão e hidrelétricas) com um modo de despacho baseado em contratos bilaterais e/ou oferta de energia.

A metodologia para o cálculo do fator de emissão é baseada na Margem Operacional Simples ajustada. Para definir este valor, a Curva de Duração de Carga é plotada em um gráfico, os dados foram obtidos da ONS para os anos de 2003, 2004 e 2005. Para separar as fontes de baixo custo operacional ou despacho obrigatório de outras fontes de energia, o banco de dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) foi consultado (conforme anexo III).

- **ETAPA 2.** Cálculo do fator de emissão da Margem Construída ( $EF_{BM,y}$ ), como fator de emissão da média de geração ( $tCO_2/MWh$ ) para uma amostra de usinas  $m$ .

Para determinar a Margem de Construção, a extensão espacial é definida pelo limite do projeto pois adições recentes ou prováveis no futuro à capacidade de transmissão não são significativas considerando a quantidade de eletricidade importada *versus* energia gerada no sistema de eletricidade do projeto.

<sup>31</sup> O operador da rede (ONS) deve fornecer dados suficientes para identificar tal (is) planta(s) marginais

$$EF_{BM_y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

**Equação 3**

O grupo de amostras  $m$ , compreende as cinco usinas que foram construídas mais recentemente ou as adições de capacidade nas usinas no sistema de eletricidade que representam 20% do sistema de geração (em MWh) e que foram construídas ultimamente. As adições de capacidade em usinas, as quais já são registradas como atividade de projeto MDL, devem ser excluídas do grupo de amostragem  $m$ .

- **ETAPA 3.** O fator de emissão linha de base ( $EF_y$ ) é a média ponderada de  $EF_{OM_y}$  (fator de emissão de carbono da margem operacional) e o  $EF_{BM_y}$  (fator de emissão de carbono para a margem construída).

$$EF_y = (\omega_{BM} * EF_{BM_y}) + (\omega_{OM} * EF_{OM_y})$$

**Equação 4**

Onde:

$\omega_{OM} = \omega_{BM} = 0,5$  conforme definido na metodologia linha de base ACM0002.

As emissões linha de base ( $BE_y$  em tCO<sub>2</sub>) são o resultado da multiplicação do fator de emissão linha de base ( $EF_y$  em tCO<sub>2</sub>/MWh) com a eletricidade fornecida para a rede pela atividade do projeto ( $EG_y$  em MWh), como a seguir:

$$BE_y = EG_y * EF_y$$

**Equação 5**

### **Emissões Fugitivas**

As emissões fugitivas e as emissões da atividade do projeto são iguais a zero. A principal emissão atribuída à fuga em projetos no contexto do setor elétrico são as emissões que surgem em função de atividades como: construção da planta, manuseio do combustível (extração, processamento e transporte), e inundações. Não foi identificada nenhuma fonte de emissões fugitivas para esta atividade do projeto.

### **Emissões do Projeto**

O relatório do EB23 no Anexo 5 página 1 estabelece os parâmetros e critérios para elegibilidade de hidrelétricas com reservatórios como atividades de projeto MDL. A atual capacidade instalada da planta energética de Mascarenhas é de 180,5 MW onde a área inundada é igual a 4,19 km<sup>2</sup>. Isto equivale a uma densidade atual da planta igual a 43 W/m<sup>2</sup>, que significa que as emissões do projeto ( $PE_y$ ) do reservatório podem ser negligenciadas.

### **Redução de Emissões**

A atividade do projeto reduz as emissões de CO<sub>2</sub> principalmente devido a substituição da geração de eletricidade fornecida à rede em usinas que utilizam combustível fóssil por uma fonte de energia renovável. A redução de emissões  $ER_y$  em função da atividade do projeto, durante certo ano  $y$ , será calculada ex-ante, e fornecida pela diferença entre as emissões linhas de base ( $BE_y$ ), emissões do projeto ( $PE_y$ ) e emissões de Leakage ( $L_y$ ):

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

**Equação 6**



Para a atividade do projeto,  $PE_y = Ly = 0$ .

**B.6.2. Dados e parâmetro que estão disponíveis na etapa de validação**

<b>Dados/Parâmetros:</b>	<b>EF</b>
Unidade do Dado	tCO <sub>2</sub> equ/MWh
Descrição	CO <sub>2</sub> fator de emissão para a rede
Fonte do dado usado	Dados obtidos de (Sistema Operador Nacional) e calculados de acordo com a metodologia ACM0002 (versão 06). Os fatores de emissão utilizados são do <i>Revised Guidelines of National Greenhouse Gás Inventories</i> .
Valor aplicado	0,262
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Fator de emissão linha de base ( $EF_y$ ) é calculado como a média ponderada da combinação do fator da margem operacional ( $OM$ ) com o fator da margem construída ( $BM$ ), calculado ex-ante

<b>Dados/Parâmetros:</b>	<b>EF OM<sub>y</sub></b>
Unidade do Dado	tCO <sub>2</sub> equ/MWh
Descrição	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem operacional para os sistemas Sudeste/Centro Oeste Sul
Fonte do dado usado	<ul style="list-style-type: none"><li>Dados obtidos da ONS e calculados conforme a metodologia ACM0002 (versão 06). Os fatores de emissão e de oxidação foram obtidos no <i>Revised Guidelines of National Greenhouse Gás Inventories</i>. O poder calorífico foi obtido usando –se valores da ex-ante obtidos de valores específicos do país.</li></ul>
Valor aplicado	0,413 (Média dos anos de 2003, 2004 e 2005)
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Mandatário sob a metodologia ACM0002 . Será calculado ex-ante

<b>Dados/Parâmetros:</b>	<b>EF BM<sub>y</sub></b>
Unidade do Dado	tCO <sub>2</sub> equ/MWh
Descrição	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem construída para o sistema Sudeste/Centro Oeste e Sul.
Fonte do dado usado	Dados obtidos do ONS (Sistema operados Nacional), SIESE e ANEEL e calculados conforme a metodologia ACM0002 (versão 06). Os fatores de emissão de oxidação foram obtidos no <i>Revised Guidelines of National Greenhouse Gás Inventories</i> .. O poder calorífico foi obtido usando –se valores específicos do país.
Valor aplicado	0,11
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002 . Será calculado ex-ante para um grupo de amostragem $m$ , que consiste em cinco usinas que foram construídas o mais recente e que estão em operação atualmente.



<b>Dados/Parâmetros:</b>	$F_{i,v}$
Unidade do Dado	Volume ou massa
Descrição	Quantidade de combustível
Fonte do dado usado	Obtido de SIESE 2002, 2003, 2004 (Estatísticas nacionais de energia).
Valor aplicado	Variável
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$COEF_i$
Unidade do Dado	tCO <sub>2</sub> /massa
Descrição	CO <sub>2</sub> coeficiente de emissão para cada tipo de combustível i
Fonte do dado usado	<i>Revised Guidelines of National Greenhouse Gas Inventories.</i>
Valor aplicado	Variável
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatória sob a ACM0002

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$GEN_{i/k/n,v}$
Unidade do Dado	MWh/y
Description:	Eletricidade gerada de cada fonte/ usina j, k ou n
Fonte do dado usado	Obtida de CCEE (Geração de energia mensal).
Valor aplicado	Variável
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002

<b>Dados/Parâmetros:</b>	<b>Nome da Planta</b>
Unidade do Dado	Texto
Descrição	Identificação da fonte de energia / planta para OM
Fonte do dado usado	Obtida do ONS
Valor aplicado	Refere-se a tabela 12 e 13 constantes no anexo 3.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002

<b>Dados/Parâmetros:</b>	<b>Nome da Planta</b>
--------------------------	-----------------------



Unidade do Dado	Texto
Descrição	Identificação da fonte de energia / planta para a BM
Fonte do dado usado	Obtido do ONS
Valor aplicado	Favor verificar tabela 9.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002. Consiste nas cinco mais recentes usinas construídas, que compreende uma geração anual maior quando comparada às 20% construída recentemente.

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$\lambda_y$
Unidade do Dado	Número adimensional
Descrição	Fração de tempo durante a qual as fontes baixo custo/ operação obrigatória estão na margem.
Fonte do dado usado	Calculado com dado fornecido pelo nos
Valor aplicado	$\lambda_{2003}=0,530, \lambda_{2004}=0,504, \lambda_{2005}=0,513$
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados :	Fator para o cálculo de número de horas por ano durante o qual as fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem $\lambda_y = \frac{\text{hours per year for which low-cost \ mus - run sources are on margin}}{8760 \text{ hours per year}}$

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$GEN_{j,k,l,y \text{ imports}}$
Unidade do Dado	MWh
Descrição	Quantidade de eletricidade importada
Fonte do dado usado	Obtido do ONS
Valor aplicado	Variável
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002

### B.6.3 Cálculo da redução de emissão ex-ante:

A margem operacional para os limites do projeto é calculada ex-ante usando a média ponderada de geração para os três anos mais recentes. A quantidade de combustível consumida pela geração térmica para os limites do projeto, está disponível para 2003, 2004 e 2005 (o último ano com dados disponíveis). A média  $EF_{OMy}$  para a atividade do projeto é 0,413 (kg CO<sub>2</sub>equ/kWh). Conforme constam os valores na tabela abaixo:

Data	EF_Omy (kg CO <sub>2</sub> equ/kWh)
2003	0,41
2004	0,38
2005	0,45

Tabela 8. Valores de  $EF_{OMy}$



A abordagem da margem construída é direcionada para fazer a “melhor suposição” sobre o tipo de unidade de geração de energia que poderia ter sido construída, na ausência do projeto de mitigação dos GEE.

Segundo *Kartha et al.*,<sup>32</sup>, até mesmo em sistemas de eletricidade bem planejados, não é fácil se determinar o tempo e tipo em que novas adições na capacidade elétrica ocorrem. Para a atividade do projeto a base de dados mais recente relativa ao histórico das adições de capacidade são fornecidos pela ONS.

Os valores para a geração de energia são definidos através de operador de mercado de venda por atacado de eletricidade (CCEE) e onde os dados não são disponibilizados, valores padrão para o sistema de rede Brasileira são definidos<sup>33</sup>.

A margem construída é estimada ex-ante, baseando-se nas cinco usinas construídas mais recentemente, que compreendem uma geração anual maior comparada com a 20% mais recentemente construída, e portanto representam a adição de capacidade ao sistema. A lista das unidades de geração energética consta na tabela a seguir (tabela 9):

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MWmed)	Energia Anual Gerada (MWh)	Combustível	Operação
Santa Clara	120,168	69,6	609.696	Jordão River	31/07/2005
Barra Grande	465,5	380,6	3.334.056	Pelotas River	nov/05
Aimorés	330	172	1.506.720	Doce River	30/07/2005 22/12/2005(L.O)
Ourinhos	44	23,7	207.612	Paranapanem a River	12/7/2005
TermoRio	793,05		5.210	Natural Gas	mar/06

Tabela 9. Usinas na margem de construção. Fonte>ONS e ANEEL

Usando Equação 4, o  $EF_{BM_y}$  para as usinas selecionadas é de 0,11.

Finalmente o fator de emissão linha de base  $EF_y$  é calculado como a média ponderada do fator de emissão da margem operacional ( $EF_{OM_y}$ ) e o fator de emissão da margem construída ( $EF_{BM_y}$ ):

$$EF_y = (\omega_{BM} * EF_{BM_y}) + (\omega_{OM} * EF_{OM_y}) = 0.262$$

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

Ano	Estimativas das Emissões do Projeto (toneladas CO2 e)	Estimativa das Emissões de Linha de Base (toneladas de CO2 e)	Estimativa das Emissões Fugitivas (toneladas CO2 e)	Estimativa do Total de Reduções de Emissões (toneladas CO2 e)
2007	0	25.233	0	25.233

<sup>32</sup> Martina Bosi: *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). Outubro de 2002. Disponível em: <http://www.oecd.org/dataoecd/45/54/2766208.pdf>

<sup>33</sup> OECD and IEA Information Paper, Bossi et al (2002).



2008	0	50.466	0	50.466
2009	0	50.466	0	50.466
2010	0	50.466	0	50.466
2011	0	50.466	0	50.466
2012	0	50.466	0	50.466
2013	0	50.466	0	50.466
2014	0	25.233	0	25.233

**B.7.1 Dados e parâmetros a serem monitorados:**

<b>Dado/Parâmetros:</b>	$EG_y$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Geração de eletricidade entregue a rede
Fonte do dado a ser usado:	Medida pelo proponente do projeto e monitorada pelo ONS.
Valor do dado aplicado com o propósito de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	192.720 MWh
Descrição dos métodos de mensurar e procedimentos a serem aplicados	Será gravado a cada hora e arquivado em formato eletrônico e papel.
Procedimentos QA/QC a serem aplicados	Os dados serão monitorados e registrados pelo proponente do projeto. As notas das vendas assegurarão a consistência do dado coletado.

**B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:**

O plano de monitoramento baseia-se na metodologia de monitoramento aprovada ACM0002, “Metodologia de monitoramento consolidada para geração de eletricidade conectada a rede através de fontes renováveis e com emissão zero”. A metodologia de monitoramento aplica-se para atividades de projeto de geração de eletricidade ligada a rede, com emissões zero, tais como adição na capacidade elétrica em hidrelétricas e reservatórios já existentes, sendo que o volume do reservatório não é aumentado.

**1. Processo de Monitoramento**

O plano de monitoramento apresenta uma série de procedimentos para um contínuo monitoramento da geração de eletricidade da atividade do projeto, a qual é exportada para a rede e medida por um aparelho medidor em kWh. A metodologia de monitoramento programa uma seleção contínua dos valores definidos e posterior armazenamento em formato eletrônico (planilha Excel).

O monitoramento do 4º unidade geradora será baseado em um controle interno e unidade de amostragem que executarão as rotinas operacionais, a pré-sincronização e a sincronização final do gerador com a rede elétrica. Um dispositivo mecânico interno será responsável pelo desligamento do



gerador com a rede elétrica. O processo e dados serão monitorados diretamente através da interface homem-máquina construída especialmente.

A estrutura operacional será baseada em um monitoramento contínuo da energia líquida gerada e transmitida para a rede. A coleta adicional, análise de dados e manipulação dos registros será gerenciada pela equipe operacional da planta e os registros serão mantidos em formato eletrônico. O proponente do projeto será responsável por desenvolver os formulários, as formas de registro dos dados coletados e pela classificação posterior.

A equipe técnica será responsável pela supervisão da atividade do projeto baseando-se nas planilhas de monitoramento conferindo os parâmetros que são necessários para realizar os cálculos necessários dos dados contidos na referida metodologia. Além disso, os procedimentos para controle de qualidade ou/qualquer outra auditoria técnica adicional serão consideradas nas premissas do projeto pela empresa responsável pela validação do projeto.

A manutenção da estrutura será de responsabilidade da equipe interna de operação e manutenção, para garantir o perfeito funcionamento dos aparelhos medidores de eletricidade. Esta estrutura de manutenção também irá assegurar que os equipamentos de monitoramento fiquem em perfeito equilíbrio em relação aos parâmetros da ANEEL, IMETRO<sup>34</sup> ou com padrões de fábrica.

O proponente do projeto é o único responsável pela operação, monitoramento direto e registro dos dados. O proponente do projeto também deve se assegurar em providenciar recursos humanos e materiais para a realização de todas as atividades contidas no plano de monitoramento.

## **2 Processo de cálculo das reduções de emissão**

Os principais dados necessários para se recalculer o fator de emissão da margem operacional são baseados no método de cálculo Margem Operacional Simples Ajustada, contido na metodologia de linha de base aprovada ACM0002 “Metodologia consolidada linha de base para geração de eletricidade conectada a rede a partir de fontes renováveis.”

Os principais dados necessários para recalculer o fator de emissão da margem construída são consistentes com a metodologia linha de base aprovada ACM0002 “Metodologia consolidada linha de base para geração de eletricidade conectada a rede a partir de fontes renováveis.”

### **B.8 Data de conclusão da aplicação do estudo linha de base e metodologia de monitoramento e o nome da pessoa (as) /organização (ões) responsável (eis):**

O estudo da linha de base para a atividade do projeto e plano de monitoramento foram concluídos em 05/06/2006 pela Ecológica Assessoria, a qual não é um participante do projeto. A seguir constam os nomes e entidades que determinaram a linha de base:

Nome da pessoa / Organização	Participantes do Projeto
Alejandro Bango Ecológica Assessoria Ltda. São Paulo, Brasil. Tel.: +55 11 5083 3252 Fax: +55 11 5083 8442 e-mail: <a href="mailto:alejandros@ecologica.ws">alejandros@ecologica.ws</a> WWW: <a href="http://www.ecologica.ws">www.ecologica.ws</a>	NO

<sup>34</sup> Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

**SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto / Período de crédito****C.1 Duração da atividade do projeto:****C.1.1. Data de início da atividade do Projeto:**

01/10/2006

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

28 anos – 0 m.

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

A atividade de projeto usará um período de obtenção de créditos renovável.

**C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

01/07/2007

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

7 anos – 0 m.

**C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:****C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

**C.2.2.2. Duração:**

Não se aplica.

**SEÇÃO D. Impactos ambientais****D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive impactos foram dos limites do projeto:**

A Política Nacional do Meio Ambiente - PNMA, instituída pela Lei 6.938/81, tem por objetivo preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental, visando assegurar no país condições ao desenvolvimento sócio-econômico e à proteção da dignidade da vida humana. Como instrumento da PNMA tem-se a avaliação de Impacto Ambiental, sendo que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, ou capazes de causar degradação ambiental dependerão de prévio licenciamento ambiental.

O processo de licenciamento ambiental inicia-se com uma análise prévia (estudos preliminares) pelo departamento do órgão ambiental local. Posteriormente, se o projeto é considerado ambientalmente viável, os empreendedores têm que preparar um estudo de impacto ambiental (EIA) ou outros estudos que considerarem pertinentes. O resultado desta avaliação é a Licença Prévia (LP), que reflete o entendimento positivo dos conceitos ambientais do projeto pelo órgão ambiental local ou federal. Para se obter a Licença de Instalação (LI) é necessário apresentar algumas informações adicionais da análise anterior; uma avaliação simplificada nova; e o Projeto Básico Ambiental (PBA), de acordo com as condicionantes designadas na LP. A Licença de Operação (LO) autoriza a operação da atividade ou empreendimento após a verificação do atendimento de todas as condicionantes anteriores.

A Usina Hidrelétrica de Mascarenhas encontra-se em operação desde 1774, momento anterior à PNMA e à Resolução CONAMA n. 001/86 e Resolução CONAMA 237/97. Desta forma, não foram realizados os estudos prévios de impactos ambientais para a construção da Usina. Por outro lado, para se adequar às novas exigências legais foi realizado um Diagnóstico Situacional e Zoneamento e a primeira Licença de Operação foi emitida em 1999, com renovação em 18 de abril de 2006, sob número 091/2006, Classe IV, pelo órgão competente – Instituto Estadual de Meio ambiente e Recursos Hídricos (IEMA), para exercer a atividade de Geração de Energia Elétrica – Usina Hidrelétrica de Mascarenhas.

O projeto de implantação da UHE Mascarenhas foi elaborado e executado para a instalação inicial de 3 (três) unidades geradoras, com possibilidade de ampliação futura da 4ª (quarta) unidade geradora. Na implantação inicial foram executadas as obras civis necessárias para eventual instalação da quarta unidade. Dessa forma, a atividade deste projeto não causará alteração no tamanho do reservatório durante o tempo de vida do projeto, minimizando e/ou eliminando impactos comumente causados pelo enchimento de reservatórios. Por esta razão, são mínimos os impactos causados ao meio ambiente, os quais seguem descritos adiante. Além disso, na usina hidrelétrica de Mascarenhas já existe um cuidado na reciclagem de resíduos, fazendo a separação total da água e do óleo para atendendo as unidades existentes e atenderá a nova unidade geradora. A atividade do projeto não terá o impacto negativo para a flora e a fauna local, desde que a usina já esta construída.

Por esta razão, o órgão licenciador do Espírito Santo - Instituto Estadual de Meio Ambiente - IEMA, emitiu parecer dispensando a necessidade de elaboração de estudos ambientais específicos para implantação da quarta unidade geradora, assim dizendo: *“(...) entendemos que o EIA por ser um procedimento analítico técnico-científico, que tem por fito descrever impactos ambientais “previsíveis”, antes da instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação ambiental, não é cabível nessa fase do empreendimento, eis que o mesmo já se encontra em operação desde 1974, portanto, anterior à Resolução CONAMA n. 001/86 e respaldado pelo §5º, do artigo 12 da Resolução CONAMA n. 006/87”* (Parecer n. 033/05 datado de 14 de março de 2005, pg. 169).

Como visto, o licenciamento é expressão do poder de polícia em matéria ambiental que atua preventivamente em relação às agressões ao meio ambiente, em razão de sua difícil ou até mesmo



impossível reparação. Em regra, o processo de licenciamento ambiental no Brasil, bem como outras normas ambientais, são muito exigentes, seguindo as melhores práticas internacionais, e exigindo dos empreendedores o cumprimento de regras e adequações para o exercício das suas atividades fins de forma sustentável, e visando sempre a melhoria contínua. Nesse contexto, verifica-se também a adequação do Projeto às recomendações da Comissão Mundial de Barragens (CMB) (“*World Commission on Dams*”), a saber:

Definição de grande barragem: A Comissão Internacional de Grandes Barragens estabeleceu em 1928, a definição de grande barragem como uma barragem de altura igual ou maior que 15 m a partir da sua fundação. Se a barragem for entre 5-15 m de altura e o seu reservatório com o volume maior que 3 milhões de m<sup>3</sup>, ele também será considerado uma grande barragem. UHE Mascarenhas tem um reservatório com o volume de 21.800.000 m<sup>3</sup> sendo considerada uma grande barragem.

Lista de verificação da CMB:

i) Aceitação Pública

Dentre as etapas do licenciamento ambiental, definidas pelo artigo 10 da Resolução 237/97, está a realização de audiência pública, quando couber. Como dito, o Projeto não precisou passar pelo processo de licenciamento, mas vêm cumprindo as condicionantes ambientais estabelecidas pela Licença de Operação e demais determinações do IEMA e Ministério Público. Entre elas está justamente a implantação de projetos de educação ambiental, como também outras atividades locais nas escolas e associações municipais. Todo esse trabalho resultou num bom relacionamento entre o empreendimento e a população local.

ii) Avaliação abrangente das opções e Aproveitamento das barragens existentes

Dentro de uma tendência nacional de instalação de usinas termelétricas, que desencadearia no aumento das emissões de gases de efeito estufa, e dos inúmeros projetos de construção de Usinas Hidrelétricas na região amazônica, com a construção de grandes barragens potencialmente causadoras de impactos ambientais de grande monta, o aproveitamento e ampliação da UHE Mascarenhas, através da instalação da quarta unidade geradora, vem ao encontro da premissa de se aproveitar barragens existentes, além de que o Projeto não causa impactos ambientais significativos, sendo a melhor alternativa para geração de energia pelo empreendedor.

iii) Preservação de rios e meios de subsistência

A atividade deste projeto não causará alteração no tamanho do reservatório, minimizando e/ou eliminando impactos comumente causados pelo enchimento de reservatórios.

Destaca-se dentre as ações de preservação, conservação e recuperação do meio ambiente, as de maior relevância para a sustentabilidade dos rios e habitat, a saber: Plano de Recuperação da Área de Influência Direta da Usina; Estudo da Conservação da Fauna Aquática e Ictiofauna e implementação das soluções apresentadas; Realização de projetos ambientais em prol da Reserva Biológica e Patrimônio Histórico Municipal de Itapina, limítrofe com o Complexo Hidrelétrico de Mascarenhas; Monitoramento quantitativo e qualitativo das águas do Rio Doce; Execução de projetos de revegetação das matas ciliares a jusante da Usina; A UHE Mascarenhas não afeta o meio de vida da população local tendo em vista que não há prática de pesca na região para subsistência.

iv) Reconhecimento de direitos adquiridos e compartilhamento de Benefícios



Não há deslocamento de população nem efeito negativo a seus interesses e direitos relacionados ao projeto. Verifica-se o compartilhamento de benefícios através da geração de empregos e usufruto de mão-de-obra local, contribuindo para geração de renda na região.

Como benefício ambiental verifica-se a recuperação das áreas degradadas através de projetos de revegetação das matas ciliares. Da mesma forma, a população, indiretamente, se beneficiará dos impostos gerados pela venda da eletricidade. Esse saldo positivo de capital na região pode ser traduzido em investimentos na melhoria da infra-estrutura, da capacidade produtiva e da cobertura de necessidades básicas da população (educação e saúde).

v) Garantia de Cumprimento

A garantia de cumprimento das condições estabelecidas pela Comissão Mundial de Barragens e de que a atividade de projeto está de acordo com os critérios de desenvolvimento sustentável baseia-se no cumprimento de toda a legislação ambiental nacional, em especial a Resolução CONAMA nº 237/97, Lei 6938/81 e Lei 9605/98. Este rol de legislação regula as licenças ambientais Política Nacional de Meio Ambiente e Crimes Ambientais. Além disso, o projeto obedece à legislação pertinente a energia elétrica, e Resoluções instituídas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e regulamentos relacionados.

(vi) Compartilhamento de rios para a paz, desenvolvimento e segurança

A base da atividade econômica de Baixo Guandu, município de área de influencia direta da UHE Mascarenhas, é a agropecuária. Há um pequeno registro de atividade industrial, caracterizado pela produção de cerâmica, confecções de roupas, cachaça, esquadrias de metal e de madeira, todas típicas de áreas urbanas.

A população urbana consome água potável enquanto a população rural se abastece de água de fontes, córregos e poços artesianos, grande parte da população utiliza filtro, de forma que o uso do Rio para barragem não afeta no uso da população. Quanto à eletrificação, os serviços são considerados satisfatórios no município, cobrindo praticamente todos os domicílios, especialmente na área urbana, contribuindo para a qualidade de vida das pessoas, o desenvolvimento da região e a segurança da população.

A UHE Mascarenhas apresenta aspectos relevantes da inserção regional e local no que se refere aos fatores que atuam no ambiente. Desta forma verifica-se que o uso do rio pela UHE Mascarenhas além de não travar o desenvolvimento das atividades de subsistência da região, contribui na integração regional para geração e distribuição de energia elétrica.

**D.2. Se os impactos ambientais são considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça conclusões e todas as referências da documentação de apoio de uma pesquisa de impacto ambiental feita conforme os procedimentos requeridos pela Parte anfitriã:**

Os impactos ambientais não foram considerados significativos. O estudo mostra que a implantação da quarta máquina não detectou grandes impactos. Não foi necessário abrir novos acessos e os resíduos gerados na construção serão condicionados e destinados corretamente após o término da mesma.

**SEÇÃO E. Comentários dos Atores****E.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:**

De acordo com a Resolução número 1 da Comissão Interministerial Brasileira de Mudança Global do Clima<sup>35</sup>, os convites para comentários para os atores locais são requeridos pela Autoridade Nacional Designada Brasileira (AND) como parte dos procedimentos para análise dos projetos MDL e emissão de pareceres de aprovação.

A AND solicita que os participantes do Projeto comuniquem o público através de cartas, convidando a realizar comentários. Estas foram enviadas para:

- Fórum brasileiro de ONGs.
- Procuradores e Promotores Públicos da região.
- Prefeitura e Câmara dos Vereadores.
- Autoridades ambientais municipais e estaduais.
- Associações comunitárias locais.

Como definido pela AND, o responsável pelo desenvolvimento do projeto enviou cartas informativas, às instituições mencionadas(ver tabela 10 abaixo), descrevendo os principais aspectos de implantação e operação do projeto proposto. .

---

<sup>35</sup> Discutido em 02/12/2003, decreto de 07/07/1999.



Nome da Instituição	Tipo da Entidade	Endereço	Tel. / Fax	Contato	E-mail
ADERES – Agência de desenvolvimento em rede do Espírito Santo	Pública	Av. Vitória, 2045, 3 andar Cep: 29.040.780 Vitória, Espírito Santo	(27) 3322-8282	Edson Caetano da Silva	<a href="mailto:bressan@sedetur.es.gov.br">bressan@sedetur.es.gov.br</a>
Prefeitura de Colatina	Prefeitura	Avenida Ângelo Gilberti, 343 Cep: 29.702.902 Colatina, Espírito Santo.	(27) 3177-7000	João Guerino Balestrassi	<a href="mailto:prefeitura@colatina.es.gov.br">prefeitura@colatina.es.gov.br</a>
Serviço Autônomo de Água e Esgoto de Baixo Guandú - SAAE- ES	Privado	Av. 10 de abril, 390 Baixo Guandu, Espírito Santo	(27) 3732-1117	Ronaldo Alves Pereira	<a href="mailto:saaebgu@logosnet.com.br">saaebgu@logosnet.com.br</a>
Associação dos pescadores de Baixo Guandu	ONG	Caixa Postal 72 Cep: 29.730.000 Baixo Guandu, Espírito Santo	--	João Rocha Ribeiro	--
Empresa de luz e força de Santa Maria	Privado	Av. Ângelo Giuberti 385 Caixa Postal 30 Cep: 29.702-900 Colatina, Espírito Santo	(27) 3723-2323	Henrique Barbieri Coutinho	<a href="mailto:elfsm@colatina.com.br">elfsm@colatina.com.br</a>
União dos trabalhadores rurais	ONG	Rua: Adamastor Salvador, 421 Cep: 29-700-050 Colatina, Espírito Santo.	(27) 3722-2988	Maria Emilia Brumatti	<a href="mailto:str@strcolatina.com.br">str@strcolatina.com.br</a>
Movimento Pró Rio Doce	Privado	Av. Rio Doce, 4160 Cep: 35.020-500 Gov. Valadares, Espírito Santo.	(33) 3275-1804	Joema Gonçalves de Alvarenga	<a href="mailto:movriodoce@uol.com.br">movriodoce@uol.com.br</a>
Fórum Brasileiro de ONG's	ONG	SCLN 210 Bloco C Sala 102 Cep: 70856-530 Brasília - Distrito Federal	(61) 3340-0741	--	<a href="mailto:forumbr@tba.com.br">forumbr@tba.com.br</a>
Câmara Municipal de Baixo Guandu	Pública	Av. Carlos de Medeiros, nº 59 Cep: 29.730.000 Baixo Guandu, Espírito Santo.	(27) 3732-4556	Zé Russo	--
Câmara Municipal Colatina	Pública	Rua: Professor Arnaldo de Vasconcelos Costa nº 32 Cep: 29700-220	(27) 3722-3036	Syro Tedoldi Neto Segundo	--
Câmara Municipal Vitória	Pública	Rua: Mal. Mascarenhas de Moraes, nº 1788 Cep: 29052-120.	(27) 3334-4626	Alexandre Passos	--
Instituto Estadual do Meio Ambiente	Pública	Km 0, BR 262 , Cariacica, Espírito Santo, Cep: 29140-500	(27) 3136 3434/ 3136 3436	Sueli Passoni Tonini	--
Ministério Público de Vitória	Pública	Rua: 350 Humberto Martins de Paula, Vitória, Espírito Santo, Cep: 29050-265.	(27) 3224 4500	--	--
Ministério Público de Baixo Guandu	Pública	Rua: Ibituba 30, Baixo Guandu, Espírito Santo, Cep: 29 730-000.	(27) 3732 1544	José Eugênio Rosetti Machado	--



Prefeitura de Baixo Guandu	Prefeitura	Rua: Fritz Von Lutzow 217, Baixo Guandu, Espírito Santo, Cep: 29730-000	(27) 37324562/ 3732 4638	Prefeito José Francisco de Barros	--
Conselho Estadual de Recursos Hídricos - CERH	Pública	Km 0, BR 262, Cariacica, Espírito Santo, Cep:29 140-500	(27) 3136 3508/ 3510	Presidente Maria da Glória Brito Abaurre	--
Comitê de Bacia Hidrográfica do Rio Doce	Associação Civil	Av. Brasil 4000, Governador Valadares, Minas Gerais, Cep: 35010-070.	(33) 3276 5477	Presidente João Guerino Balestrassi	--
Consórcio Rio Guandu	Associação Civil	Av. Dez de Abreu, Baixo Guandu, Espírito Santo, ZIP Code: 29 730 000.	(27) 3732 8374/ 9114	Gisele Moreira	--
Environment Secretariat of the State of Espírito Santo - SEAMA	Pública	Km 0, BR 262 Road, Cariacica, Espírito Santo, Cep: 29 140-500	(27) 3136-3438 / 3443	Luiz Fernandes Shiettno	<a href="mailto:presidente@iemma.es.gov.br">presidente@iemma.es.gov.br</a>
Instituto de Defesa Agropecuária Florestal – IDAF	Pública	Rua: Raimundo Nonato 153, Vitória, Espírito Santo, Cep: 29 010-540.	(27) 31321514	Diretor Paulo Roberto Viana de Araújo	<a href="mailto:dipre@idaf.es.gov.br">dipre@idaf.es.gov.br</a>
Polícia Ambiental de Colatina	Pública	Rua: Ambiental 249, Colatina, Espírito Santo, Cep: 29704-380.	(27) 3711 8151	Ricardo dos Passos Lírio	-
Instituto Capixaba de Pesquisa, Assistência Técnica e Extensão Rural - INCAPER	Pública	Rua: Afonso Salo160, Vitória, Espírito Santo.	(27) 3325 3111	--	<a href="mailto:central@incaper.es.gov.br">central@incaper.es.gov.br</a>
SANEAR – Serviço Colatinense de Meio Ambiente e Saneamento Ambiental	Associação	Rua: Benjamin Costa 105, Colatina, Espírito Santo.	-	Janaína	<a href="mailto:sanear.dir@zaz.com.br">sanear.dir@zaz.com.br</a>
Escola Municipal Professora Matilde	Pública	Rua: Castelo Branco, Colatina, Espírito Santo, Cep: 29 700-970.	(27) 3721 4504 / 4663	Ivanuze Pimenta Barbosa	<a href="mailto:matildeguerra@ig.com.br">matildeguerra@ig.com.br</a>

Tabela 10. Entidades participantes



**E.2. Resumo dos comentários recebidos:**

Até esta data nenhum comentário foi recebido.

**E.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:**

Não se aplica, pois nenhum comentário foi recebido.

Anexo 1**DADOS PARA CONTATOS DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	ENERGEST S.A.
Rua/Cep:	Rua Bandeira Paulista, nº 530, 11º andar
Edifício:	Bandeira Tower
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	SP
Cep:	04532-001
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 2185 5900
FAX:	+55 11 2185 5914
Site:	<a href="http://www.energiasdobrasil.com.br">www.energiasdobrasil.com.br</a>
Título:	Eng.º
Saudação:	Sr.
Sobrenome:	Sirgado
Nome do meio:	Miguel
Primeiro nome:	Pedro
Departamento:	Meio Ambiente e Sustentabilidade
Celular:	+ 55 11 9966 1498 / 11 8245 0093
FAX Direto:	+ 55 11 2185 5987
Telefone Direto:	+ 55 11 2185 5955
E-Mail Pessoal:	<a href="mailto:pedro.sirgado@energiasdobrasil.com.br">pedro.sirgado@energiasdobrasil.com.br</a>



Anexo 2

**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Não há financiamento público para o projeto.

### Anexo 3

## INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

Abaixo, os gráficos representam a curva de duração de carga e da demanda para 2003, 2004 e 2005. Esses dados foram extraídos diretamente com o Operador Nacional de Sistemas (ONS) para o sistema elétrico do projeto e o limite do projeto (Sudeste/ Centro oeste e sistema Sul).

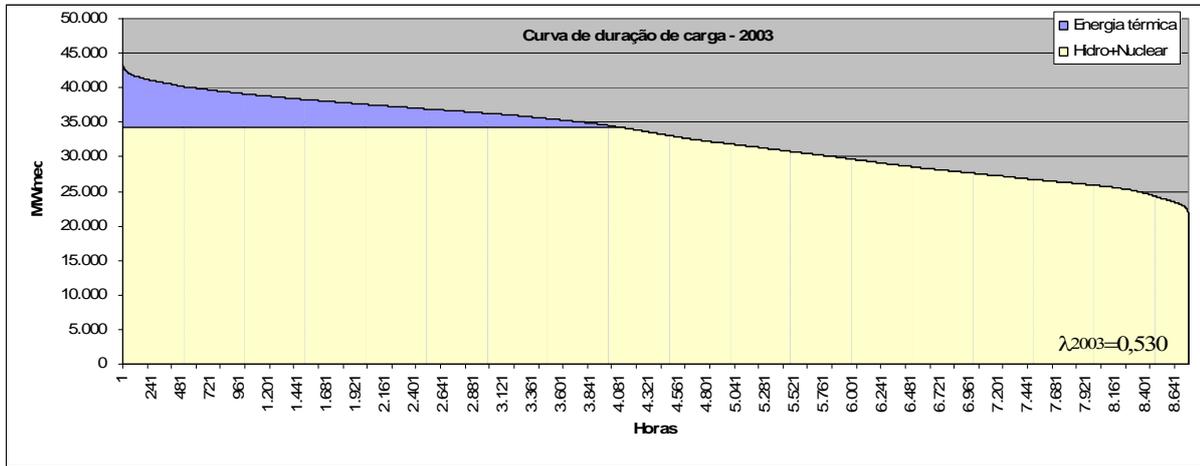


Figura 1. Demanda de energia 2003 para o sistema Sul – Sudeste – Centro oeste

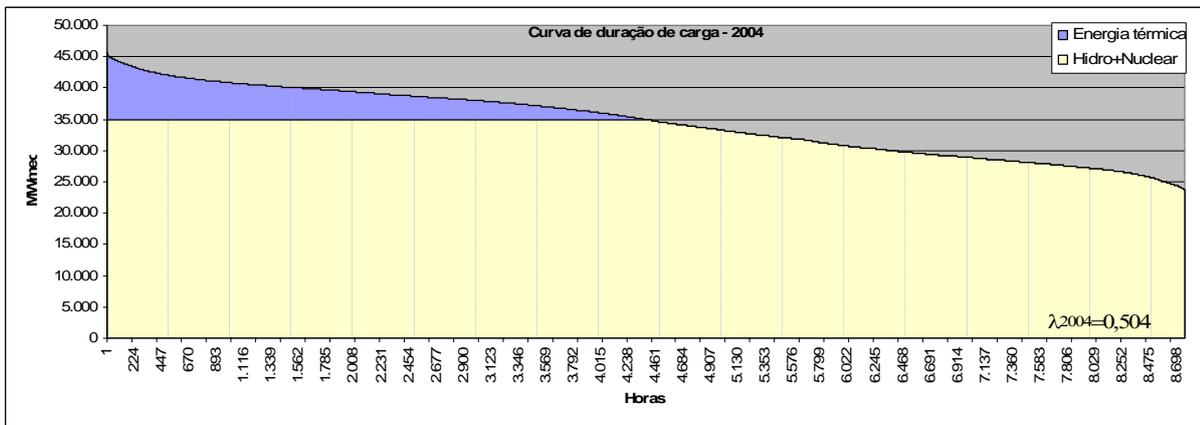


Figura 2. Demanda de energia 2004 para o sistema Sul – Sudeste – Centro oeste

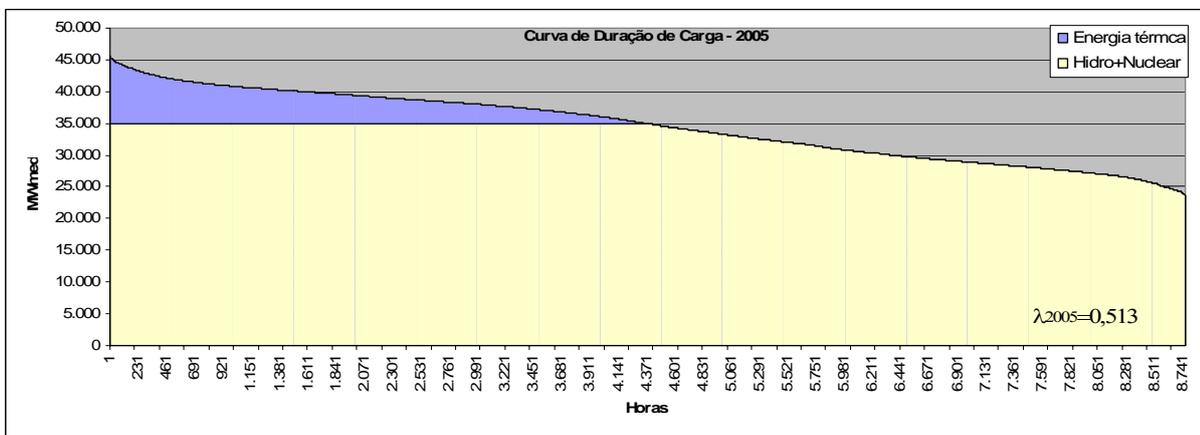


Figura 3. Curva de duração de carga 2005 para o sistema Sul – Sudeste – Centro oeste

A tabela abaixo representa o tempo para a entrada em operação das tecnologias para geração de energia elétrica. As suposições são usadas atualmente no modelo energético dos Estados Unidos. Estes valores são consistentes com os números para gás e carvão do relatório do OECD/IEA, e inclui estimativas do tempo de entrada em operação para tecnologias de geração elétrica. Uma suposição de três ou quatro anos pareceria ser razoável para tecnologias renováveis e fósseis.

Tecnologia	Tempo de entrada de operação (em anos)
Carvão	4
Gás Natural	3
Turbina de combustão	2
Nuclear	6
Eólica	3
Biomassa	4

Tabela 11. Tempo estimado para entrar em operação para tecnologias de geração de elétrica.<sup>36</sup>

Na definição da linha de base, as usinas (baixo custo/despacho obrigatório) foram analisadas assim como as usinas que não são de baixo custo e de despacho obrigatório. A tabela abaixo mostra a capacidade instalada das hidrelétricas dentro do limite de projeto da atividade de projeto.

Usinas Hidrelétricas	Potência Instalada (KW) (2006)	Municípios	2003	2004	2005
<a href="#">Água Vermelha</a>	1.396.200	Indiaporã - SP/Iturama	1.396.200	1.396.200	1.396.200
<a href="#">Americana</a>	30.000	Americana - SP	30.000	30.000	30.000
<a href="#">Antas II</a>	16.800	Poços de Caldas - MG	16.800	16.800	16.800
<a href="#">Antônio Brennard</a>	20.020	Araputanga - MT	20.020	20.020	20.020
<a href="#">Apucarantina</a>	10.000	Tamarana - PR	10.000	10.000	10.000
<a href="#">Areal</a>	18.000	Areal - RJ	18.000	18.000	18.000
<a href="#">Assis Chateaubrind</a>	29.500	Ribas do Rio Pardo - MS	29.500	29.500	29.500
<a href="#">Bariri (Alvaro de Souza Lima)</a>	143.100	Boracéia - SP	143.100	143.100	143.100
<a href="#">Barra Bonita</a>	140.760	Barra Bonita - SP	140.760	140.760	140.760
<a href="#">Baruíto</a>	18.300	Campo Novo do Parecis	18.300	18.300	18.300
<a href="#">Benjamim Mário Baptista</a>	9.000	Manhuaçu - MG	9.000	9.000	9.000
<a href="#">Bracinho</a>	17.700	Schroeder - SC	17.700	17.700	17.700
<a href="#">Braço do Norte II</a>	10.752	Guarantã do Norte - MT	10.752	10.752	10.752
<a href="#">Braço Norte</a>	5.180	Guarantã do Norte - MT	5.180	5.180	5.180
<a href="#">Bugres</a>	11.500	Canela - RS	11.500	11.500	11.500
<a href="#">Cachoeira Dourada</a>	658.000	Cachoeira Dourada - MG	658.000	658.000	658.000
<a href="#">Caconde</a>	80.400	Caconde - SP	80.400	80.400	80.400
<a href="#">Camargos</a>	46.000	Itutinga - MG/Nazareno - MG	46.000	46.000	46.000
<a href="#">Cana Brava</a>	465.900	Cavalcante - GO / Minaçu	465.900	465.900	465.900
<a href="#">Canastra</a>	44.000	Canela - RS	44.000	44.000	44.000
<a href="#">Canoas I</a>	82.500	Itambaracá - PR / Cândido Mota - SP	82.500	82.500	82.500
<a href="#">Canoas II</a>	72.000	Andirá - PR / Palmital - SP	72.000	72.000	72.000
<a href="#">Capão Preto</a>	5.520	São Carlos - SP	5.520	5.520	5.520
<a href="#">Capivara</a>	640.000	Porecatu - PR / Taciba -	640.000	640.000	640.000

<sup>36</sup> Fonte: relatório OECD/IEA: Custo projetado de geração de eletricidade



		SP			
<a href="#">Casca III</a>	12.420	Chapada dos Guimarães - MT	12.420	12.420	12.420
<a href="#">Cedros (Rio dos Cedros)</a>	8.400	Rio dos Cedros - SC	8.400	8.400	8.400
<a href="#">Celso Ramos</a>	5.400	Faxinal dos Guedes - SC	5.400	5.400	5.400
<a href="#">Chaminé</a>	18.000	São José dos Pinhais - PR	18.000	18.000	18.000
<a href="#">Chavantes</a>	414.000	Chavantes - SP / Ribeirão Claro	414.000	414.000	414.000
<a href="#">Coronel Domiciano</a>	5.040	Muriae - MG	5.040	5.040	5.040
<a href="#">Corumbá I</a>	375.000	Caldas Novas - GO	375.000	375.000	375.000
<a href="#">Costa Rica</a>	16.000	Costa Rica - MS	16.000	16.000	16.000
<a href="#">Derivação do Rio Jordão</a>	6.500	Reserva do Iguacu - PR	6.500	6.500	6.500
<a href="#">Dona Francisca</a>	125.000	Nova Palma - RS / Agudo	125.000	125.000	125.000
<a href="#">Dourados</a>	10.800	Nuporanga - SP	10.800	10.800	10.800
<a href="#">Eloy Chaves</a>	19.000	Espírito Santo do Pinhal - SP	19.000	19.000	19.000
<a href="#">Emborcação</a>	1.192.000	Cascalho Rico - MG/ Catalão -	1.192.000	1.192.000	1.192.000
<a href="#">Ervália</a>	6.970	Guiricema - MG / Ervália - MG	6.970	6.970	6.970
<a href="#">Esmeril</a>	5.040	Patrocínio Paulista - SP	5.040	5.040	5.040
<a href="#">Estreito -Luiz Carlos Barreto</a>	1.050.000	Sacramento - MG/ Rifaina - SP	1.050.000	1.050.000	1.050.000
<a href="#">Euclides da Cunha</a>	108.800	São José do Rio Pardo - SP	108.800	108.800	108.800
<a href="#">Fontes Nova</a>	130.300	Piraí - RJ	130.300	130.300	130.300
<a href="#">Fruteiras</a>	8.736	Cachoeiro de Itapemirim - ES	8.736	8.736	8.736
<a href="#">Funil</a>	216.000	Itatiaia - RJ	216.000	216.000	216.000
<a href="#">Furnas</a>	1.216.000	Alpinópolis - MG	1.216.000	1.216.000	1.216.000
<a href="#">Gafanhoto</a>	14.000	Divinópolis - MG	14.000	14.000	14.000
<a href="#">Garcia</a>	8.920	Angelina - SC	8.920	8.920	8.920
<a href="#">Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)</a>	1.676.000	Pinhão - PR	1.676.000	1.676.000	1.676.000
<a href="#">Governador José Richa</a>	1.240.000	Capitão Leônidas Marques	1.240.000	1.240.000	1.240.000
<a href="#">Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)</a>	1.260.000	Mangueirinha - PR	1.260.000	1.260.000	1.260.000
<a href="#">Governador Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)</a>	260.000	Antonina - PR	260.000	260.000	260.000
<a href="#">Guaricana</a>	36.000	Guaratuba - PR	36.000	36.000	36.000
<a href="#">Henry Borden</a>	889.000	Cubatão - SP	889.000	889.000	889.000
<a href="#">Ibitinga</a>	131.490	Ibitinga - SP	131.490	131.490	131.490
<a href="#">Igarapava</a>	210.000	Conquista - MG/ Igarapava - SP	210.000	210.000	210.000
<a href="#">Ilha dos Pombos</a>	187.169	Além Paraíba - MG/ Carmo - RJ	187.169	187.169	187.169
<a href="#">Ilha Solteira</a>	3.444.000	Ilha Solteira - SP/Selvíria - MS	3.444.000	3.444.000	3.444.000
<a href="#">Itá</a>	1.450.000	Aratiba - RS / Itá - SC	1.450.000	1.450.000	1.450.000
<a href="#">Itaipu (Parte Brasileira)</a>	6.300.000	Foz do Iguacu - PR	6.300.000	6.300.000	6.300.000
<a href="#">Itatinga</a>	15.000	Bertioga - SP	15.000	15.000	15.000
<a href="#">Itaúba</a>	512.400	Pinhal Grande - RS	512.400	512.400	512.400
<a href="#">Itumbiara</a>	2.082.000	Araporã - MG / Itumbiara	2.082.000	2.082.000	2.082.000
<a href="#">Itutinga</a>	52.000	Itutinga - MG	52.000	52.000	52.000
<a href="#">Jacuí</a>	180.000	Salto do Jacuí - RS	180.000	180.000	180.000
<a href="#">Jaguara</a>	424.000	Rifaina - SP /Sacramento	424.000	424.000	424.000
<a href="#">Jaguari</a>	11.800	Pedreira - SP	11.800	11.800	11.800
<a href="#">Jaguari</a>	27.600	Jacareí - SP	27.600	27.600	27.600
<a href="#">João Camilo Penna</a>	21.600	Raul Soares - MG	21.600	21.600	21.600
<a href="#">Joasal</a>	8.400	Juiz de Fora - MG	8.400	8.400	8.400
<a href="#">Júlio de Mesquita Filho</a>	29.072	Cruzeiro do Iguacu - PR	29.072	29.072	29.072
<a href="#">Jupiá (Eng° Souza Dias)</a>	1.551.200	Castilho - SP/Três Lagoas - MS	1.551.200	1.551.200	1.551.200
<a href="#">Jurumirim</a>	97.700	Cerqueira César - SP	97.700	97.700	97.700
<a href="#">Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)</a>	32.000	São José do Rio Pardo - SP	32.000	32.000	32.000
<a href="#">Macabu</a>	21.000	Trajano de Moraes - RJ	21.000	21.000	21.000
<a href="#">Machadinho</a>	1.140.000	Maximiliano de Almeida - RS / Piratuba - SC	1.140.000	1.140.000	1.140.000
<a href="#">Manso</a>	210.000	Chapada dos Guimarães	210.000	210.000	210.000



<a href="#">Marechal Mascarenhas de Moraes</a>	478.000	Ibiraci - MG/ Sacramento	478.000	478.000	478.000
<a href="#">Marimbondo</a>	1.440.000	Fronteira - MG / Icém - SP	1.440.000	1.440.000	1.440.000
<a href="#">Martins</a>	7.700	Uberlândia - MG	7.700	7.700	7.700
<a href="#">Mascarenhas</a>	130.000	Aimorés - MG	130.000	130.000	130.000
<a href="#">Miranda</a>	408.000	Indianópolis	408.000	408.000	408.000
<a href="#">Mogi-Guaçu</a>	7.200	Mogi Guaçu - SP	7.200	7.200	7.200
<a href="#">Mourão I</a>	8.200	Campo Mourão - PR	8.200	8.200	8.200
<a href="#">Neblina</a>	6.468	Ipanema - MG	6.468	6.468	6.468
<a href="#">Nilo Peçanha</a>	378.420	Piraiá - RJ	378.420	378.420	378.420
<a href="#">Nova Avanhadava (Rui Barbosa)</a>	347.400	Buritama - SP	347.400	347.400	347.400
<a href="#">Nova Ponte</a>	510.000	Nova Ponte - MG	510.000	510.000	510.000
<a href="#">Padre Carlos (Ex- PCH Rolador)</a>	7.800	Poços de Caldas - MG	7.800	7.800	7.800
<a href="#">Palmeiras</a>	24.602	Rio dos Cedros - SC	24.602	24.602	24.602
<a href="#">Paraibuna</a>	85.000	Paraibuna - SP	85.000	85.000	85.000
<a href="#">Parapanema</a>	29.840	Piraju - SP	29.840	29.840	29.840
<a href="#">Paranoá</a>	29.700	Brasília - DF	29.700	29.700	29.700
<a href="#">Passo do Meio</a>	30.000	São Francisco de Paula	30.000	30.000	30.000
<a href="#">Passo Fundo</a>	226.000	Entre Rios do Sul - RS	226.000	226.000	226.000
<a href="#">Passo Real</a>	158.000	Salto do Jacuí - RS	158.000	158.000	158.000
<a href="#">Pedrinho I</a>	16.200	Boa Ventura	16.200	16.200	16.200
<a href="#">Pereira Passos</a>	99.110	Piraiá - RJ	99.110	99.110	99.110
<a href="#">Peti</a>	9.400	São Gonçalo	9.400	9.400	9.400
<a href="#">Piabanha</a>	9.000	Areal - RJ	9.000	9.000	9.000
<a href="#">Piau</a>	18.012	Santos Dumont - MG	18.012	18.012	18.012
<a href="#">Pinhal</a>	6.800	Espírito Santo do Pinhal	6.800	6.800	6.800
<a href="#">Poço Fundo</a>	9.160	Poço Fundo - MG	9.160	9.160	9.160
<a href="#">Porto Colômbia</a>	320.000	Guaira - SP / Planura - MG	320.000	320.000	320.000
<a href="#">Porto Estrela</a>	112.000	Açucena - MG/ Braúnas	112.000	112.000	112.000
<a href="#">Porto Primavera</a>	1.540.000	Anaurilândia - MS	1.430.000	1.540.000	1.540.000
<a href="#">Primavera</a>	8.120	Poxoréo - MT	8.120	8.120	8.120
<a href="#">Promissão (Mário Lopes Leão)</a>	264.000	Ubarana - SP	264.000	264.000	264.000
<a href="#">Rasgão</a>	22.000	Pirapora do Bom Jesus	22.000	22.000	22.000
<a href="#">Rio Bonito</a>	16.800	Santa Maria de Jetibá - ES	16.800	16.800	16.800
<a href="#">Rio de Pedras</a>	9.280	Itabirito - MG	9.280	9.280	9.280
<a href="#">Rio do Peixe (Casa de Força I e II)</a>	18060	São José do Rio Pardo - SP	18.060	18.060	18.060
<a href="#">Rosal</a>	55.000	Bom Jesus - RJ	55.000	55.000	55.000
<a href="#">Rosana</a>	369.200	Rosana - SP	369.200	369.200	369.200
<a href="#">Sá Carvalho</a>	78.000	Antônio Dias - MG	78.000	78.000	78.000
<a href="#">Salto (Salto Weissbach)</a>	6.280	Blumenau - SC	6.280	6.280	6.280
<a href="#">Salto Grande</a>	102.000	Braúnas - MG	102.000	102.000	102.000
<a href="#">Salto Grande</a>	70.000	Cambará - PR / Salto Grande	70.000	70.000	70.000
<a href="#">Salto Osório</a>	1.078.000	Quedas do Iguaçu - PR	1.078.000	1.078.000	1.078.000
<a href="#">Salto Santiago</a>	1.420.000	Saudade do Iguaçu - PR	1.420.000	1.420.000	1.420.000
<a href="#">Santa Branca</a>	56.050	Jacareí - SP/ Santa Branca	56.050	56.050	56.050
<a href="#">Santa Cecília</a>	34.960	Barra do Piraiá - RJ	34.960	34.960	34.960
<a href="#">Santa Lúcia</a>	5.000	Sapezal - MT	5.000	5.000	5.000
<a href="#">São Bernardo</a>	6.820	Piranguçu - MG	6.820	6.820	6.820
<a href="#">São Domingos</a>	14.336	São Domingos - GO	14.336	14.336	14.336
<a href="#">São Joaquim</a>	8.050	Guará - SP	8.050	8.050	8.050
<a href="#">São Simão</a>	1.710.000	Santa Vitória - MG	1.710.000	1.710.000	1.710.000
<a href="#">Serra da Mesa</a>	1.275.000	Cavalcante - GO / Minaçu	1.275.000	1.275.000	1.275.000
<a href="#">Suíça</a>	30.060	Santa Leopoldina - ES	30.060	30.060	30.060
<a href="#">Taquaruçu (Escola Politécnica)</a>	554.000	Sandovalina - SP / Santa Inês	554.000	554.000	554.000
<a href="#">Três Irmãos</a>	807.500	Pereira Barreto - SP	807.500	807.500	807.500
<a href="#">Três Marias</a>	396.000	Três Marias - MG	396.000	396.000	396.000
<a href="#">Tronqueiras</a>	8.500	Coroaci - MG	8.500	8.500	8.500
<a href="#">Vigário</a>	90.820	Piraiá - RJ	90.820	90.820	90.820
<a href="#">Volta Grande</a>	380.000	Conceição das Alagoas - MG	380.000	380.000	380.000
<a href="#">Braço Norte III</a>	14.160	Guarantã do Norte - MT	14.160	14.160	14.160
<a href="#">Funil</a>	180.000	Lavras - MG / Perdões - MG	180.000	180.000	180.000
<a href="#">Itiquira (Casas de Forças I e II)</a>	156.060	Itiquira - MT	108.400	156.060	156.060
<a href="#">Ivan Botelho I (Ex-Ponte)</a>	24.400	Descoberto - MG /	24.400	24.400	24.400



		Guarani			
<a href="#">Ombreiras</a>	26.000	Araputanga - MT/ Jauru - MT	26.000	26.000	26.000
<a href="#">Paraíso I</a>	21.600	Costa Rica - MS	21.600	21.600	21.600
<a href="#">Pesqueiro</a>	12.440	Jaguariaíva - PR	10.960	10.960	12.440
<a href="#">Salto Natal</a>	15.120	Campo Mourão - PR	14.000	15.120	15.120
<a href="#">Salto Voltão</a>	8.200	Xanxerê - SC	6.760	6.760	8.200
<a href="#">Santa Lúcia II</a>	7.600	Sapezal - MT	7.600	7.600	7.600
<a href="#">Vitorino</a>	5.280	Itapejara d'Oeste - PR	5.280	5.280	5.280
<a href="#">Faxinal II</a>	10.000	Aripuanã - MT	0	10.000	10.000
<a href="#">Ferradura</a>	9.200	Redentora - RS / Erval	0	9.200	9.200
<a href="#">Furnas do Segredo</a>	9.800	Jaguari - RS	0	9.800	9.800
<a href="#">Indiavaí</a>	28.000	Indiavaí - MT / Jauru - MT	0	28.000	28.000
<a href="#">Jauru</a>	121.500	Indiavaí - MT/Jauru - MT	0	121.500	121.500
<a href="#">Ourinhos</a>	44.000	Jacarezinho - PR / Ourinhos	0	44.000	44.000
<a href="#">Porto Góes</a>	24.800	Salto - SP	11.000	24.800	24.800
<a href="#">Quebra Queixo</a>	121.500	Ipaçu - SC / São Domingos	0	121.500	121.500
<a href="#">Queimado</a>	105.000	Cristalina - GO /Unai - MG	0	105.000	105.000
<a href="#">Salto Corgão</a>	27.000	Nova Lacerda - MT	0	27.000	27.000
<a href="#">Túlio Cordeiro de Mello</a>	15.800	Abre Campo - MG	14.000	15.800	15.800
<a href="#">Aimorés</a>	330.000	Aimorés - MG	0	0	0
<a href="#">Barra Grande</a>	465.500	Anita Garibaldi - SC	0	0	0
<a href="#">Candonga</a>	140.000	Rio Doce - MG/	0	0	140.000
<a href="#">Ivan Botelho II (Ex-Palestina)</a>	12.480	Guarani - MG	0	0	12.480
<a href="#">Ivan Botelho III (Ex-Triunfo)</a>	24.400	Astolfo Dutra - MG	0	0	24.400
<a href="#">Monte Claro</a>	65.000	Bento Gonçalves - RS	0	0	65.000
<a href="#">Ormeo Junqueira Botelho</a>	22.700	Muriae - MG	0	0	22.700
<a href="#">Ponte de Pedra</a>	176.100	Itiquira - MT/Sonora - MS	0	0	0
<a href="#">Santa Clara</a>	60.000	Nanuque - MG	0	0	60.000
<a href="#">Santa Clara</a>	120.168	Candói - PR / Pinhão - PR	0	0	60.000
<a href="#">Santa Edwiges II</a>	12.100	Buritópolis - GO	0	0	0
<a href="#">Xavier</a>	6.006	Nova Friburgo - RJ	5.280	5.280	6.006
<b>TOTAL</b>			<b>48.128.177</b>	<b>48.778.557</b>	<b>49.166.783</b>

Tabela 12. Capacidade instalada das hidrelétricas.

A tabela abaixo mostra a capacidade instalada para as usinas termelétricas no limite de projeto da atividade de projeto.

Usina	Potência Instalada (kW)	Tipo de combustível	2003	2004	2005
<a href="#">Alberto - Unidade I)</a>	657.000	Uranium	657.000	657.000	657.000
<a href="#">Alegrete</a>	66.000	Fuel Oil	66.000	66.000	66.000
<a href="#">Angra II</a>	1.350.000	Uranium	1.350.000	1.350.000	1.350.000
<a href="#">Araucária</a>	484.500	Natural Gas	484.500	484.500	484.500
<a href="#">Brahma</a>	13.080	Natural Gas	13.080	13.080	13.080
<a href="#">Brasília</a>	10.000	Diesel Oil	10.000	10.000	10.000
<a href="#">Campos</a>	30.000	Natural Gas	30.000	30.000	30.000
<a href="#">Carapina Brasympe</a>	43.500	Diesel Oil	43.500	43.500	43.500
<a href="#">Carioba</a>	36.160	Diesel Oil	36.160	36.160	36.160
<a href="#">Casa F-242</a>	9.000	Natural Gas	9.000	9.000	9.000
<a href="#">Charqueadas</a>	72.000	Coal	72.000	72.000	72.000
<a href="#">Civit Brasympe</a>	22.510	Diesel Oil	22.510	22.510	22.510
<a href="#">Copesul</a>	74.400	Residual Gas	74.400	74.400	74.400
<a href="#">Cuiabá</a>	529.200	Natural Gas	529.200	529.200	529.200
<a href="#">Daia</a>	44.300	Diesel Oil	44.300	44.300	44.300
<a href="#">Eletrobolt</a>	379.000	Natural Gas	379.000	379.000	379.000
<a href="#">Energy Works Kaiser</a>	8.592	Natural Gas	8.592	8.592	8.592
<a href="#">Energy Works Rhodia</a>	11.000	Natural Gas	11.000	11.000	11.000
<a href="#">Eucatex</a>	9.800	Natural Gas	9.800	9.800	9.800
<a href="#">Figueira</a>	20.000	Coal	20.000	20.000	20.000
<a href="#">Igarapé</a>	131.000	Heavy Oil	131.000	131.000	131.000
<a href="#">Ipatinga</a>	40.000	BGC gas	40.000	40.000	40.000



<a href="#">Jorge Lacerda I e II</a>	232.000	Coal	232.000	232.000	232.000
<a href="#">Jorge Lacerda III</a>	262.000	Coal	262.000	262.000	262.000
<a href="#">Jorge Lacerda IV</a>	363.000	Coal	363.000	363.000	363.000
<a href="#">Macaé Merchant</a>	922.615	Natural Gas	922.615	922.615	922.615
<a href="#">Negro de Fumo</a>	24.400	Residual Gas	24.400	24.400	24.400
<a href="#">Nutepa</a>	24.000	Fuel Oil	24.000	24.000	24.000
<a href="#">Piratininga</a>	472.000	Fuel Oil	472.000	472.000	472.000
<a href="#">Ponta de Ubu Brasympe</a>	42.640	Diesel Oil	42.640	42.640	42.640
<a href="#">Presidente Médici A/B</a>	446.000	Coal	446.000	446.000	446.000
<a href="#">São Jerônimo</a>	20.000	Coal	20.000	20.000	20.000
<a href="#">São José do Rio Claro</a>	5.699	Diesel Oil	5.224	5.224	5.224
<a href="#">Sapezal</a>	8.130	Diesel Oil	9.836	9.836	9.836
<a href="#">Tubarão Brasympe</a>	42.640	Diesel Oil	42.640	42.640	42.640
<a href="#">UGPU (Messer)</a>	7.700	Natural Gas	7.700	7.700	7.700
<a href="#">Uruguiana</a>	639.900	Natural Gas	639.900	639.900	639.900
<a href="#">Vila Rica</a>	9.252	Diesel Oil	4.672	7.520	9.252
<a href="#">Canoas</a>	160.573	Natural Gas	160.573	160.573	160.573
<a href="#">Capuava</a>	18.020	Fuel Oil	18.020	18.020	18.020
<a href="#">EnergyWorks Corn Products Balsa</a>	9.199	Natural Gas	9.199	9.199	9.199
<a href="#">Ibirité</a>	226.000	Natural Gas	226.000	226.000	226.000
<a href="#">Modular de Campo Grande</a>	194.000	Natural Gas	194.000	194.000	194.000
<a href="#">Xavantes Aruanã</a>	53.576	Diesel Oil	53.576	53.576	53.576
<a href="#">Barreiro</a>	12.900	BGC gas	-	12.900	12.900
<a href="#">Colniza</a>	5.564	Diesel Oil	3.336	5.564	5.564
<a href="#">Rhodia Paulínia</a>	10.000	Natural Gas	-	10.000	10.000
<a href="#">Corn Products Mogi</a>	30.775	Natural Gas	-	30.775	30.775
<a href="#">Juiz de Fora</a>	87.048	Natural Gas	82.000	87.048	87.048
<a href="#">Norte Fluminense</a>	868.925	Natural Gas	-	868.925	868.925
<a href="#">Nova Piratininga</a>	386.080	Natural Gas	-	386.080	386.080
<a href="#">Santa Cruz</a>	766.000	Natural Gas	600.000	766.000	766.000
<a href="#">Três Lagoas</a>	306.000	Natural Gas	-	240.000	306.000
<a href="#">TermoRio</a>	793.050	Natural Gas	-	-	793.050
<b>TOTAL</b>			<b>8.906.373</b>	<b>10.631.177</b>	<b>11.491.959</b>

Tabela 13. Capacidade instalada das usinas térmicas.



Anexo 4

**PLANO DE MONITORAMENTO**

Descrito no item B.7.2.

**Anexo 5:****ANÁLISE DO FLUXO DE CAIXA**

Abaixo está a análise de fluxo de caixa da atividade de projeto. O fluxo de caixa do projeto e os indicadores financeiros da atividade de projeto foram providos pelo proponente do projeto.

**ANALISE DA 4ª MÁQUINA DE MASCARENHAS**

1US Dolar = R\$ 3,07 (Cotado na época do empre

Especificação	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>IMOBILIZADO</b>								
Investimentos		8.387	9.628	1.539				
Saldo Acumulado		8.387	18.015	19.554	19.554	19.554	19.554	19.554
<b>DEPRECIÇÃO ACUMULADA</b>								
Quota média (3%aa)					0.587	0.587	0.587	0.587
Saldo Acumulado					0.587	1.173	1.760	2.346
<b>INVEST. REMUNERÁVEL</b>					<b>18.967</b>	<b>18.381</b>	<b>17.794</b>	<b>17.207</b>
<b>FINANCIAMENTO CONTRATADO</b>								
Saques previstos								
(-) Amortizações								
(=) Saldo Devedor								
(-) Encargos Pagos								
<b>DRE Adicionado</b>								
<b>Receita Permitida</b>					<b>1.593</b>	<b>3.722</b>	<b>3.622</b>	<b>3.522</b>
Remuneração do Investimento					1.348	3.136	3.036	2.936
Quota de Depreciação					0.244	0.587	0.587	0.587
(-) PIS / COFINS					0.074	0.173	0.168	0.164
(-) Quota de Depreciação					0.244	0.587	0.587	0.587
<b>(=) Resultado Operacional</b>					<b>1.274</b>	<b>2.963</b>	<b>2.867</b>	<b>2.772</b>
(-) Despesa Financeira					0	0	0	0
<b>(=) Lucro antes dos Impostos</b>					<b>1.274</b>	<b>2.963</b>	<b>2.867</b>	<b>2.772</b>
(-) Impostos					0.433	1.007	0.975	0.942
<b>(=) Lucro Líquido Adicionado</b>					<b>1.707</b>	<b>3.970</b>	<b>3.842</b>	<b>3.714</b>

**ANÁLISE DA 4ª MÁQUINA DE MASCARENHAS ( Não Alavancada)**

Especificação	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>FLUXO DE CAIXA DO ACIONISTA</b>								
Lucro Líquido + Depreciação					1.952	4.557	4.429	4.301
(-) Encargos pagos antes da Operação		0	0	0	0	0	0	0
(-) Amortizações		0	0	0	0	0	0	0
<b>(=) FCX Agregado</b>	<b>(19.554)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.952</b>	<b>4.557</b>	<b>4.429</b>	<b>4.301</b>
	(19.554)	0	0	0	1.127	2.293	1.943	1.645
<b>Valor Presente FCX</b>	<b>3.931</b>							
<b>TIR</b>	<b>12,16%</b>							
						<b>14,42%</b>		

	<b>Rec. Próprios (Data base)</b>
Investimento necessário	19.554
(-) Valor a devolver ao BNDES	
(-) Saque adicional BNDES	
<b>Partic. Acionista Adicional</b>	<b>19.554</b>

<b>Financiamento BNDES :</b>
Investimento na 4ª Máquina da UHE Mascarenhas
Financiamento aprovado BNDES ( 70% obra)
Saldo já sacado em 2001+ multa :
<b>Valor adicional a ser liberado p/ BNDES</b>







Anexo 6

**LOCALIZAÇÃO FÍSICA DETALHADA, INCLUINDO INFORMAÇÕES QUE PERMITAM A IDENTIFICAÇÃO ÚNICA DA ATIVIDADE DE PROJETO**



*Figura 4 .Estado do Espírito Santo (Sudeste do Brasil)*

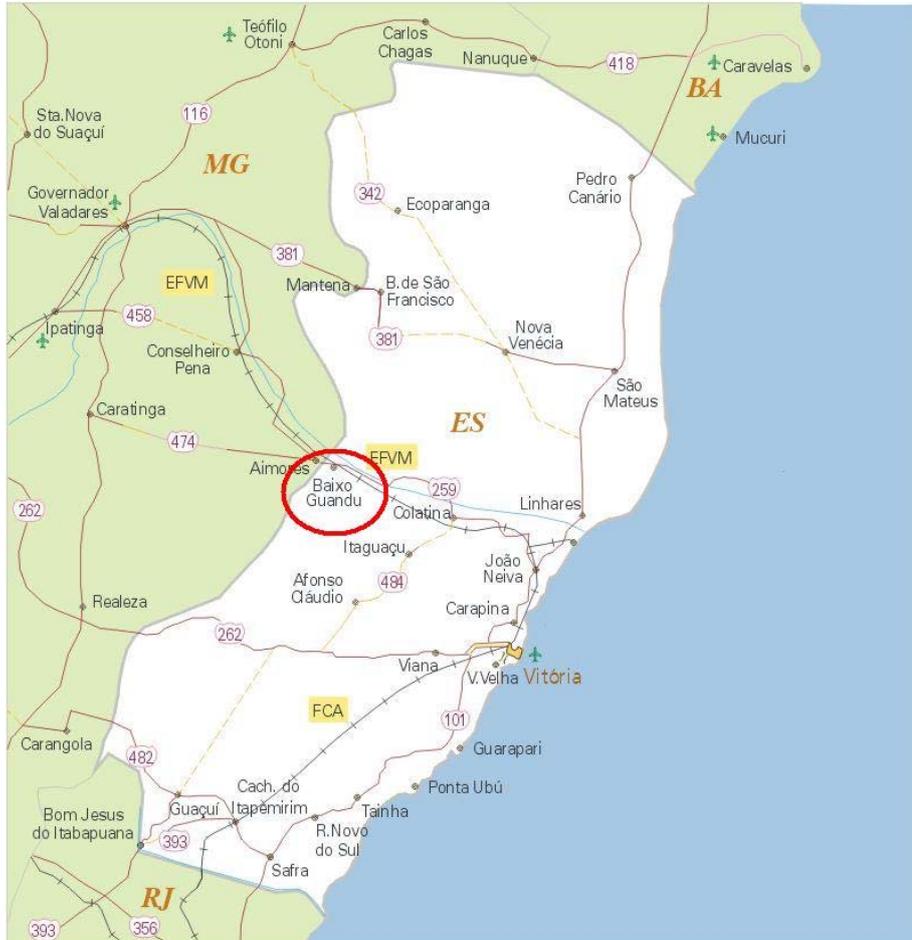


Figura 5. Município de Baixo Guandu, estado do Espírito Santo (Sudeste do Brasil).



Figura 6. Localização física da Hidrelétrica de Mascarenhas, localizada no município de Baixo Guandu.

A posição para a execução do projeto encontra-se aproximadamente 106,81 quilômetros da capital de estado, a cidade de Vitória.



*Figura 7. Localização específica da hidrelétrica de Mascarenhas, localizada no município de Baixo Guandu.*