



**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 das partes interessadas (stakeholder's)

Anexos

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

Anexo 2: Informação referente a investimento público

Anexo 3: Informações da Linha de Base

Anexo 4: Análise de Fluxo de Caixa

Anexo 5: Informação referente a localização física

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

Pequena Central hidrelétrica São João.

Versão 04. DCP concluído em 29/05/2007.

A.2. Descrição da atividade do projeto

Com um déficit de energia em torno de 85-90% na área do projeto, a atividade de projeto tem por objetivo gerar energia limpa a partir de hidrelétrica no estado do Espírito Santo (Sudeste do Brasil); área com uma grande flutuação de voltagem e grande perda na transmissão de energia importada. Baseado em um esquema de hidrelétrica a fio d'água com um conduto forçado inteiramente escavado em rochas de 7 quilômetros de extensão, a usina tem uma energia anual média de 14,1 MW e a atividade de projeto irá reduzir 32.344 tCO₂equ/ano além de contribuir com o aumento das pequenas centrais hidrelétricas dentro de um cenário crescente de geração de energia térmica

Desde 1984 tiveram vários programas governamentais para promover a construção de pequenas centrais hidrelétricas. O principal objetivo desses programas era de diminuir o consumo de combustível fóssil, promover a tecnologia local e o desenvolvimento rural. Entretanto nos últimos 20 anos, vários outros programas para promover pequenas centrais hidrelétricas foram discutidos¹, a geração de pequenas centrais hidrelétricas não tem aumentado substancialmente, e pelo contrário, a geração de energia térmica vem sendo utilizada suprimindo áreas rurais, isoladas ou os picos de energia da rede.

A atividade de projeto está sendo efetuada pela *Energest* uma empresa de geração de energia que faz parte do grupo EDP (Energias de Portugal). A atividade de projeto foi aprovada em 1999 pela *ANEEL* (Agência Nacional de Energia Elétrica), e o burocrático processo dos estudos de viabilidade pôde ser iniciado. O contrato de engenharia, fornecimento e construção (EPC) foi finalmente concedido no ano 2000 por MR\$ 37,97 para três companhias (*Engevix, Toniolo e Impsa*). O EPC foi rejeitado baseado no risco de defeito técnico causado pelo risco da não entrega por causa dos problemas macroeconômicos, os quais as companhias foram afetadas.

Finalmente no ano de 2002 o novo EPC foi assinado pela *Vatech Hydro, Energ Power, Edex e Engevix* com um custo maior no EPC de MR\$ 41,5 e 24 meses de prazo de construção. Mais tarde outra alteração nos custos e prazo da construção do projeto foi feita aumentando o EPC a um custo de MR\$ 41,78 por causa das impostos sociais (+3%) e a mão de obra civil. No ano de 2003, três novos ajustamentos no contrato elevaram o custo do EPC acima de MR\$ 43,73 (+15% do valor inicial do EPC) por causa do inesperado custo civil incrementado. O principal custo incrementado foi pela falta de conhecimento da empresa mineradora na implementação do conduto forçado (escavação mecânica na rocha).

No ano de 2004 o EPC foi rescindido e a usina foi paralisada. Vários cenários alternativos foram considerados a este ponto, baseado no cenário de que a usina hidrelétrica foi parcialmente construída, o proponente do projeto requisitou por um novo EPC. No final de 2004, o valor mínimo concedido para o EPC foi de MR\$ 83,82 (ou + 219% ou MR\$ 45 do valor inicial do EPC). Neste ponto o custo incrementado na usina foi considerado muito elevado tanto para os padrões da energia Brasileira quanto para *benchmark* interno do proponente do projeto (como definida na análise de adicionalidade) e o proponente do projeto definiu alguns investimentos e outro cenário.

¹ O Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PNCE (2000) e finalmente o PPrograma de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa (2006).



Finalmente no final de 2005 o proponente do projeto fechou um novo EPC e a data de operação prevista foi agendada para 24 de Abril de 2007.

Além dos impactos positivos que a construção da usina vai gerar (criações de emprego, implementação de novas tecnologias na região), os benefícios da operação da usina (o imposto de renda gerado para o município) e os programas ambientais (*Energest* está bastante engajada na educação ambiental e na assistência de projetos sustentáveis locais), a usina irá reduzir as emissões dos gases de efeito estufa que em outro cenário estariam sendo emitidos para a atmosfera e assim contribuindo para o desenvolvimento da economia local com atividades ambientais e impostos arrecadados pelas atividades implantadas.

Porém, o impacto mais importante no registro desta atividade de projeto como um projeto MDL é a provável promoção de várias pequenas centrais hidrelétricas em uma região que depende de importação de energia e geração térmica.

A.3. Participantes do projeto:

Nome das partes envolvidas	Entidade(s) privada(s) participante(s) do projeto	Indicar se a parte envolvida deseja ser considerada como participante 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:

Conceição do Castelo

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

A pequena central hidrelétrica São João é localizada no rio Castelo no município de Conceição do Castelo, no estado do Espírito Santo. As coordenadas geográficas são 20° 30' 29.140" S e 41° 16' 50.800" W (mais detalhado no anexo 5).

A.4.2. Categoria da atividade do projeto:

Geração de energia elétrica renovável para a rede .

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

A atividade de projeto é localizada na Pequena Central hidrelétrica (PCH) de São João que capta água do Rio Castelo para geração de energia, com uma pequena represa de 0,21 km² e uma queda líquida de 259,4



metros. A estação de energia é a única subterrânea no Espírito Santo, com duas turbinas hidráulicas Francis horizontais com 12,5MW de potência nominal cada, podendo processar em média uma vazão d'água de 11,20 m³/s. Os geradores síncronos com um rendimento de 14,0 MVA e voltagem nominal de 6,9kV cada.

O arranjo do empreendimento contempla no mesmo eixo a represa e a estrutura do vertedouro. A água é capturada na margem esquerda do Rio Castelo por um conduto forçado em rocha escavada. A energia gerada, cerca de 14,1 MW médios, será transportada por uma linha de transmissão (96 kV) que conectará a PCH com a subestação Castelo. A tecnologia para a energia elétrica gerada é conhecida e altamente aplicada no setor de energia Brasileira nas últimas décadas.

PCH São João	
Capacidade Instalada	25 MW
Número de geradores	2
Tipo da turbina	Francis
Vazão máxima por turbina	5,6 m ³ /s
Altura do vertedouro	60,00 m
Volume do reservatório	1.950.000 m ³
Área inundada	0,21 km ²
Área da bacia hidrográfica	552 km ²
Comprimento do túnel adutor	7.034 m
Queda d'água	259,4 m
Tensão de Geração	6,9 kV

Tabela 1. Descrição técnica da PCH São João.

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

Ano	Estimativa anual das reduções de emissões em toneladas de CO ₂ equ
2007	16.172
2008	32.344
2009	32.344
2010	32.344
2011	32.344
2012	32.344
2013	32.344
2014	16.172
Total de reduções estimadas (tCO₂ equ.)	226.408
Número total de anos de obtenção de créditos	7
Média anual das reduções estimadas durante o período de créditos (em toneladas de CO₂ equ.).	32.344

Tabela 2. Estimativa da quantidade de reduções de emissões dentro do período de créditos.

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”.

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

A atividade de projeto tem atualmente uma densidade de potência de 119 W/m² e como foi decidido pelo Comitê Executivo do MDL² pode se usar a metodologia de linha de base ACM 0002 e as emissões do projeto do reservatório podem ser negligenciadas.

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, 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 custo³) 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 hidrelétrica que pode ser despachada sem nenhuma restrição significativa de transmissão.

Os limites do projeto definidos para a atividade do projeto, compreendem o subsistema Sul/Sudeste e Centro-Oeste que 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.

² De acordo com o EB23 realizado em 22 – 24 Fevereiro 2006. (THRESHOLDS AND CRITERIA FOR THE ELEGIBILITY OF HYDROELECTRIC POWER PLANTS WITH RESERVOIRS AS CDM PROJECT ACTIVITIES)

³ A ONS deve estabelecer um planejamento de menor custo para determinar uma combinação de energia que compreenderia um recurso hipotético de menor custo realizado para servir uma certa carga esperada no limite do projeto.



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

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

Tabela 3. 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 e 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*) operam na base e são representados por grandes usinas hidrelétricas. A capacidade da base é 83,92%⁴ da energia total instalada. A combinação de energia é balanceada por um modo operacional intermediário das plantas 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 plantas 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 Termoeletricas na matriz energética baseada em ciclo combinado (+297%), geração à carvão

⁴ Capacidade instalada Brasileira. Ministério de Minas e Energia (MME) em seu plano de expansão decenal de 2006-2015. MME 2006.



(+ 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 cenário⁵ com o aumento da demanda energética, a atividade do projeto MDL causará provavelmente um impacto sobre o tamanho da capacidade adicional planejada ou no início (retardo) de plantas com modos de despacho similares. Um meio que o projeto MDL impactaria em futuro próximo as capacidades adicionais é baseado no modo de operação.

O início do projeto também pode 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) para novas adições na capacidade elétrica é relevante para o peso ponderado da Margem Operacional (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 4 mostra algumas usinas previstas 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 2006-2010⁶, o estudo referencial mostra novas adições de capacidade em usinas de turbinas de combustão, gás natural, e carvão, programadas para o final de 2008 e 2010 com um prazo de construção entre 2 a 4 anos (incluindo qualquer proposta e permissão remanescente).

Na tabela abaixo, existem duas plantas identificadas que podem ser afetadas pela atividade do projeto MDL. A Goiânia II, termelétrica a diesel, levaria dois anos para ser construída (iniciando em Novembro de 2006) no risco, sendo finalizada em Novembro de 2008. A segunda usina é a de geração energética a partir do carvão, a Carvão Ind., que inicia sua construção em Dezembro de 2006 e um prazo de construção 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 (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 planta	Modo de Operação	Tipo de Geração	Capacidade instalada	Previsão da data de Início	Tempo de Construção da ligação ⁷	Início da Construção
Termorio	Intermed.	Gás Natural (CC)	670 MW	Funcionando	3 anos	Março de 2003
			123 MW	Março de 2006		
			370 MW	Agosto de 2006	3 anos	Agosto 2003
Santa Cruz	Pico	Diesel (CT)	166 MW	Funcionando	3 anos	Fevereiro 2004
			316 MW	Fevereiro de 2007		
Três Lagoas	Intermed.	Gás Natural(CC)	240 MW	Funcionando	3 anos	Janeiro 2005
			110 MW	Janeiro 2008		
Canoas	Intermed.	Gás Natural	160 MW	Funcionando	3 anos	Janeiro 2005

⁵ O Ministério do Meio Ambiente prevê um aumento anual da demanda de energia entre 4% e 6% (cenário de baixo e elevado consumo)

⁶ As novas adições de capacidade previstas, estão baseadas no plano de expansão decenal do MME

⁷ Baseado no relatório OECD/IEA: *Custo projetado para a Geração de Eletricidade, 2005.*



		(CC)	90 MW	Janeiro 2008		
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

Tabela 4. Tempo para construção da ligação e operação das novas adições da capacidade, previstas pelo MME, 2006.

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, pois a atividade do projeto não irá requerer período de crédito antes do registro 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

Desde os primeiros estudos de viabilidade que foram realizados no final de 1999 até o início da operação esperada em Janeiro de 2007, a usina passou alguns ajustes de custos durante 2002 (início da construção), 2003, 2004 e finalmente 2005, com uma elevação total no investimento inicial de +250%. O início do cronograma de construção previa a implantação da usina em 24 meses ou equivalentemente, a atividade de projeto iniciaria as operações no final de 2004.

A média de custo padrão para tais usinas no Brasil, com características similares e sem subsídios governamentais do PROINFA é de cerca de US\$ 1,2 milhões /MW instalado⁸, enquanto a atividade de projeto teve um total de US\$1,54 milhões/MW instalado.

Basicamente, para o caso da PCH São João, o retorno financeiro estabelecido pela legislação brasileira é baseado na geração de energia, pelo qual o retorno do capital investido (rentabilidade) definida pelo MWh gerado, o retorno dos custos de operação e manutenção mais as taxas setoriais (taxas de

⁸ Fonte: http://www.unicamp.br/unicamp/unicamp_hoje/ju/julho2004/ju259pag4a.html



distribuição, de transmissão ou ambas, custos de conexão etc.). Além disso, a energia gerada irá para uma oferta pública com um preço máximo baseado no valor nominal (VN).

O custo adicional de US\$ 20 milhões em relação ao custo de investimento inicial de US\$ 16,5 milhões e o fato da construção da usina atrasar mais de três anos tiveram um grande impacto no equilíbrio financeiro do investimento. Soma-se ainda ao custo de investimento adicional do projeto, o custo da energia não-transmitida durante três anos (278 GWh para os três anos), o pagamento das instalações (taxa de juros anual de 12%) e o custo da perda da oportunidade por três anos, que fizeram a atividade de projeto financeiramente não-atrativa e portanto de nenhuma forma reproduzível.

2- Não implementar nenhuma Atividade de Projeto (continuação da situação atual, onde nenhuma Atividade de Projeto é conduzida)

Desde a época da proposta interna da referida atividade de projeto, o proponente do projeto teve a alternativa real e crível de não conduzir projetos de geração de energia renovável, ao invés disso, foi considerada a alternativa de continuar com o cenário de linha de base, caracterizado pela tendência de aumento na parcela de geração a partir de fontes não renováveis (termelétricas). Esta alternativa está de acordo com os requisitos legais mandatários.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de 2006 – 2015 do Ministério de Minas e Energia, a rede tende a diminuir sua dependência de recursos da hidroeletricidade, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas. Atualmente, por volta de 84% da rede nacional é relacionada a geração hidrelétrica, e o Governo brasileiro prevê um cenário de 70% de participação dessa fonte, o que representa um decréscimo de 14% de 2006 a 2023. É esperado que a geração térmica (gás natural e carvão) terá uma forte parcela na matriz de geração nacional.

Sub-Etapa 1b. Sanções das leis e regulamentos aplicáveis:

As alternativas identificadas estão todas de acordo com 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 2a. Determinação do método de análise mais apropriado

O propósito dessa etapa é determinar até onde a atividade de projeto é economicamente ou financeiramente menos atrativa do que as outras alternativas descritas na Etapa 1 sem a receita advinda da venda das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs). Para conduzir a análise de investimento foram considerados as seguintes sub-etapas:

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

O indicador financeiro mais apropriado para este tipo de projeto (como definido em *Tool for the demonstration and assessment of additionality, Sub-step 2b, Option III*) é a taxa interna de retorno (TIR) por ser o método mais direto e difundido no orçamento do capital e no contexto da decisão. O valor do *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* 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) 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

O *benchmark* empregado pela Energest para o ano de 2005 (no momento da decisão de retomar as atividades de construção) foi de 15% e de 14,72% no ano de 2003, quando o EPC inicial foi assinado.

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 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 das dívidas federais apresentam taxas nominais fixas (LTN e NTN-F e taxas flutuantes (LFT) assim como com o principal associado ao 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 presente⁹, 8,42% em 2005). Além disso, um investidor estrangeiro irá considerar um aumento no retorno esperado em função do risco país (atualmente estimado em 2,5% a 3%¹⁰). 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 em longo prazo.

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

⁹ http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/rentabilidade.pdf

¹⁰ index EMBI Brasil +, JP Morgan



Os seguintes indicadores financeiros para a atividade de projeto foram definidos para o cronograma de 2005, quando o novo EPC foi apresentado com o novo cenário de investimento, baseado nas seguintes características:

Serviço		Realizado em Dezembro de 2004
Represa da hidrelétrica		98 %
Desvio d'água		80%
Escavações na rocha		63%
Casa de força	Infraestrutura elétrica	0 %
	Obras civis	0 %
Casa de controle	Obras civis	50%

Tabela 5. Porcentagem de obras civis realizadas em dezembro de 2004.

Para a atividade de projeto a TIR é calculada baseada em novos valores para o EPC do ano de 2004, com um investimento total de R\$83,82 milhões (US\$ 34.49 milhões). O custo financeiro¹¹ devido a rescisão do EPC não foi incluída na análise da TIR. A tabela abaixo mostra os valores de TIR com e sem os benefícios do MDL.

Unidade	Valor da TIR
TIR para o projeto da <i>PCH São João</i> sem MDL.	10,71 %
TIR para o projeto da <i>PCH São João</i> com MDL. ¹²	13,51 %
Diferença (com e sem MDL)	2,8 %
<i>Benchmark</i> interno da companhia (WACC em 2005)	15 %
<i>Benchmark</i> (NTN-C, Notas do Tesouro Nacional em 2005 ¹³)	8 % + 8,42 % = 16,42 %

Tabela 6. Variação da TIR com e sem o incentivo do MDL. (Fonte: Parâmetros singulares fornecidos pelo proponente do projeto).

O fluxo de caixa financeiro do projeto é definido como se segue na tabela abaixo. O prazo para implementação da atividade do projeto é de três anos (início de operação programada para Janeiro de 2007).

As seguintes premissas foram consideradas para a análise:

- Uma média anual do IGPM de 5% (2005)
- A energia gerada estimada é de 123.516 MWh por ano. A capacidade instalada é de 25 MW e de 14,1 MWmed.
- EPC e programas ambientais (2% do total de investimentos).
- Taxa de geração estabelecida pela ANEEL de R\$ 127 /MWh em 2005.
- Custo financeiro (8,52 % da receita), depreciação, amortização e taxa de 4,03% da receita (taxa de venda e uso)
- 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 à emissão dos RCEs (Reduções Certificadas de Emissões), validação e da verificação anual não estão incluídas nos custos apresentados no fluxo de caixa.

¹¹ O custo associado aos três anos de energia não entregue (278 GWh) e o custo financeiro (taxa de juros de 36%) não estão inclusas.

¹² Inicial US\$/tCO₂equ: 20 Euros.

¹³ Fonte: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/estatisticas/historico.asp



A análise de fluxo de caixa para a atividade do projeto com o incentivo do MDL e as premissas financeiras estão detalhadas no Anexo 3.

**Sub-etapa 2d. Análise de sensibilidade.**

Há três variáveis analisadas aqui para o cenário de sensibilidade verificar o quão sólido é a conclusão dada na sub-etapa 2b: a tarifa de energia, o custo de investimento e a renda dos CERs. Os custos de operação e manutenção estão totalmente internalizados e, portanto, provavelmente sobre controle.

- Tarifa de energia (Δ +/- 25%):

Benchmark interno da companhia (WACC em 2005)	15 %
Tarifa de energia– Caso base: R\$ 127 (US\$ 52,26)¹⁴	Valor da TIR
TIR para a PCH São João	10,71 %
Tarifa de energia : R\$130 (US\$ 53,49)	Valor da TIR
TIR para a PCH São João	11,26 %
Tarifa de energia – Caso base: R\$135 (US\$ 55,55)	Valor da TIR
TIR para a PCH São João	12,2 %
Tarifa de energia: R\$ 140 (US\$ 57,61)	Valor da TIR
TIR para a PCH São João	13,14 %

Tabela 7. Análise de sensibilidade para a variação da tarifa de energia (Fonte: parâmetros singulares foram fornecidos pelo proponente do projeto).

- Energia gerada (Δ +/- 25%):

O retorno do investimento e custo da geração serão diretamente afetados pela quantidade de energia gerada. A variação na energia representa uma aproximação mais real do que considerar somente o custo de operação (que pode ser internalizado pela companhia). Há principalmente dois fatores que podem afetar o custo de energia; o custo técnico de operação e manutenção e o custo financeiro associado ao projeto, que poderá afetar o fluxo de caixa do projeto:

- Fatores ambientais com o fluxo hidrológico esperado que poderiam afetar diretamente a quantidade de energia gerada. A ANEEL estabelece alguns parâmetros para o cálculo na média de energia que a usina irá gerar e assim ser classificada nos registros da ANEEL. Os cálculos são baseados em um período mínimo de 30 anos, o tempo esperado que a usina estará em operação e manutenção e a eficiência do gerador. Portanto, a energia prevista é provavelmente pouco alterável em relação ao caso base.
- A perspectiva financeira daqueles que custeiam o projeto, (qual a taxa de retorno requerida no capital, amortização e tempo que o capital deverá ser restituído).

Assim muitos cenários possíveis são analisados.

Benchmark interno da companhia (WACC)	15 %
MWmédio (Caso Base) : 10,61 MWmédios	Valor da TIR
TIR para a PCH São João (CASO BASE)	10,71 %
MWmédio: 9,61 MWmédios	Valor da TIR
TIR para a PCH São João	8,6 %
MWmédio (Base Case) : 11,61 MWmédios	Valor da TIR
TIR para a PCH São João	12,83 %
MWmédio: 12,61 MWmédios	Valor da TIR
TIR para a PCH São João	14 %

Tabela 8. Variação no custo de investimento (Fonte: Parâmetros singulares foram fornecidos pelo proponente do projeto).

¹⁴ US\$ 1 = R\$ 2,43 em 2005.



- Variação sobre a renda relativa aos RCEs

Variação sobre a renda relativa aos RCEs		Valor da TIR
Caso Base		10,71 %
Valor da TIR com o MDL	8 US\$/tCO ₂ equ.	11,78 %
Valor da TIR com o MDL	9 US\$/tCO ₂ equ.	11,92 %
Valor da TIR com o MDL	10 US\$/tCO ₂ equ.	12,06 %
Valor da TIR com o MDL	11 US\$/tCO ₂ equ.	12,20%
Valor da TIR com o MDL	12 US\$/tCO ₂ equ.	12,34 %
Valor da TIR com o MDL	15 US\$/tCO ₂ equ.	12,77 %
Valor da TIR com o MDL	20 US\$/tCO ₂ equ.	13,51 %

Tabela 9. 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) dentro de uma faixa de preço real (ligada ao IGP-M) e de como a energia gerada possa ser alterada, 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 das barreiras.

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

As seguintes barreiras foram consideradas:

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

No cenário energético da década de 1990, o estado era o proprietário das empresas e definia os investimentos em novas unidades de geração. Em julho de 2005, 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). Durante este período, o setor energético do Brasil enfrentou incertezas regulatórias, falta de energia, instabilidade macroeconômica, que conduziu a 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 três 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 geo-elétricas: Nordeste, Norte, Sul e Sudeste/Centro Oeste.

Dentro do novo setor regulador energético, as plantas 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.

(b) Práticas prevalentes

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 Termelétricas¹⁵ originalmente planejado para 17.500 MW (47 termelétricas) como nova capacidade térmica para Dezembro de 2003. Já no início de 2002 a capacidade instalada foi reduzida para 13.637 MW (40 termelétricas)¹⁶. Sob este cenário de falta de energia, o governo Brasileiro aumentou drasticamente a participação da capacidade térmica¹⁷ e 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-pay¹⁸ com a companhia de geração térmica. 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. 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 no meio do ano de 2003.

Atualmente, a geração térmica se tornou estratégica para o desenvolvimento econômico no Brasil, pois grandes reservas de gás natural têm sido descobertas na bacia de Santos¹⁹. Conseqüentemente, o Ministério de Minas e Energia (MME)²⁰ prevê no período decenal de 2006-2015, um aumento na participação das termelétricas na matriz energética²¹ baseada em ciclo combinado (+297%), geração à carvão (+300%), energia nuclear (+150%) e um decréscimo na participação de grandes hidrelétricas (-15%).

Sob tais circunstâncias, muitos condutos extensos serão concluídos nos próximos 5 a 10 anos (O gasoduto GASENE (Nordeste-Sudeste) distribuirá mais de 20 milhões de Nm³ de gás natural por dia no fim de 2006) que devem aumentar a geração a partir de termelétricas em um futuro próximo.

Por outro lado, o Proinfa foi criado em 2002 pela Lei 10.438 com o propósito específico de promover o uso de fontes de energia renováveis alternativas (eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) e

¹⁵ Decreto Federal 3.,371 de 24 de Fevereiro de 2000 e Diretiva 43 do Ministério de Minas e Energia (MME) de 25 de Fevereiro de 2000

¹⁶ Lei federal 10.,438 de 26 de Abril de 2002, Artigo 29.

¹⁷ 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 %).

¹⁸ 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.

¹⁹ 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 Nm³ de gás natural por dia.

²⁰ Capacidade instalada brasileira. MME em seu Plano Decenal De Expansão 2006-2015. MME 2006.

²¹ Claramente, novas adições aos setor elétrico do Brasil estão trocando de hidrelétricas para termelétricas a gás natural (Schaeffer et al., 2000).



diversificar a matriz energética brasileira. Em sua primeira fase, o Proinfa previa a implementação de 3,300 MW de capacidade instalada, com operações iniciando até, no máximo, em Dezembro de 2008. O PPA é assegurado pelas Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobrás – a companhia brasileira de economia mista designada para assistir o governo brasileiro em alcançar os objetivos das Políticas Nacionais. De acordo com o disposto no Decreto 5.025/2004²², o Proinfa, além de buscar o incremento da participação de fontes alternativas de energia na matriz energética brasileira, tem ainda como objetivo estimular projetos que estejam inseridos no regime jurídico estabelecido pelo Protocolo de Quioto e pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC), reforçando o compromisso brasileiro na redução das emissões de GEE.

Como citado anteriormente, a atividade do projeto não está atualmente sob o regime do Proinfa. Além disso, o fator deste programa conceder uma tarifa de energia maior do que a obtida pela atividade de projeto²³, mostra que as pequenas centrais hidrelétricas precisam de incentivos e um baixo risco de investimento para promover uma geração elétrica limpa, inclusive em áreas rurais.

Isto mostra que as barreiras dificultaram o desenvolvimento deste tipo de atividade de projeto (pequenas centrais hidrelétricas) e por outro lado, promovem o investimento em geração por fontes térmicas.

(c) Barreira devido a dificuldades na construção

Em 1999, a Escelsa realizou muitos estudos de viabilidade simples no rio com a finalidade de obter mais licenças da ANEEL para empreender um estudo técnico-econômico mais complexo. Neste mesmo ano, o proponente do projeto recebeu uma concessão com os direitos de implementar a atividade de projeto para a escolhida fonte de energia identificada. Este processo padrão foi seguido por um EPC, que no caso da atividade do projeto foi assinado no ano de 2000 por três companhias (Engevix, Toniolo e Impsa).

O proponente do projeto enfrentou obstáculos devido à escavação da rocha, realizado com o propósito de construir a casa de força, um túnel (7 Km) subterrâneo e a câmara de carga, que exigiu um maior investimento em equipamentos e atrasou a construção.

Depois do início da construção (2002) e cinco ajustes de contratos entre o proponente do e o grupo do EPC, a companhia mineradora atrasou gradativamente a construção do túnel depois da fase de perfuração das rochas devido ao aumento do custo de construção não previsto no EPC inicial. Durante o ano de 2004, a companhia mineradora não pode saldar os débitos para as construtoras terceirizadas e a construção da hidrelétrica foi paralisada até o segundo semestre de 2004.

Finalmente, em 2005, as obras civis retomaram as construções depois do acordo de um novo EPC e um aumento no investimento de +250% do preço inicial. Neste período, a EDP, a matriz da Companhia Energética, analisou todos os cenários de investimentos possíveis e decidiu realizar a construção da hidrelétrica motivada parcialmente com a possível renda adquirida do MDL.

A companhia EDP tem atuado intensamente no mercado de carbono desde 2002, quando estudos potenciais e apresentações foram difundidos para promover o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo como um meio de tornar viáveis os projetos de geração de energia limpa nas áreas em que a EDP possuía unidades de geração. Estes estudos resultaram no fato de que as RCEs seriam essenciais na viabilidade do projeto para reduzir o risco associado às incertezas no mercado regulatório de energia.

²² Artigo 5 do Decreto 5.025, de 30 de Março de 2004.

²³ No ano de 2005, o PPA baseado no programa do PROINFA foi de R\$ 132/MWh e R\$ 127/MWh para a atividade do projeto.



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 (aqui compreendidas as do subsistema local com idade, capacidade, densidade energética e tecnologia semelhantes).

Levando em consideração projetos similares que foram identificados na região/estado da atividade de projeto sob as mesmas características técnicas (capacidade instalada, cenário econômico, legislação, densidade energética e tecnologia) e atuando sob as mesmas características de mercado (produtor independente de energia), os projetos identificados sob esse cenário são:

- Usina Hidrelétrica Suíça.
- Pequena Central Hidrelétrica Rio Bonito.
- Pequena Central Hidrelétrica Aparecida.
- Pequena Central Hidrelétrica São Domingos.
- Pequena Central Hidrelétrica Mangaraviti.
- Usina Hidrelétrica Salto Rio Verdinho.
- Pequena Central Hidrelétrica Rio preto (mini-PCH).

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 usina pode aumentar tanto a eficiência quanto a energia instalada, no entanto, até este momento, não há qualquer significado econômico para melhorar a eficiência dos geradores. A razão para isto é que parar a usina 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 produtora autônoma 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, no 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 usina 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 PCH 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.).

Novamente, o regulamento de energia Brasileira considerou a operação da usina 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 usina, então o projeto não é economicamente viável.

3.- Pequena Central Hidrelétrica Aparecida

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

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 à rede está localizada 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 elevados²⁴.

As melhorias que tem de ser feitas na usina, consideram a substituição de equipamentos eletro-técnicos e hidro-mecânicos, a instalação de controle de proteção e equipamentos auxiliares, sendo que a tecnologia é bem conhecida e deve ser fabricada no Brasil. A TIR da hidrelétrica é de 13,93% embora tenha uma TIR maior que a da atividade do projeto, a mesma está desativada uma vez que não apresenta atratividade aos investidores e é mais interessante investir em novas unidades geradoras.

4. – Pequena Central Hidrelétrica São Domingos.

A usina possui uma capacidade nominal de 48 MW ou 35,04 MW médio. Estima-se que tenha uma eficiência de 73% e irá gerar um total de 306.905 GWh/ano. Com um investimento total de R\$ 90 milhões (aprox. US\$ 42,25 milhões), a TIR do projeto é de 9,6%. O proponente do projeto não considera o investimento suficientemente atrativo devido a alta eficiência da usina.

5. – Pequena Central Hidrelétrica Mangaravitti.

²⁴ *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.*



Entre os anos de 2002 e 2003, o proponente do projeto analisou a PCH Mangaravitti. A pequena central hidrelétrica possui uma capacidade instalada de 3 MW com um potencial de geração de energia de 10.655 GWh/ano. O investimento total é de R\$ 4,3 milhões (aprox. US\$ 2.02 milhões) obtendo uma TIR de 13,41%. Sob este cenário de investimento, o proponente do projeto não considera a usina como uma opção suficientemente atrativa de investimento.

6. – Usina Hidrelétrica Salto Rio Verdinho.

Diversos estudos de viabilidade foram realizados para a Usina de Rio Verdinho. Com uma capacidade instalada de 93 MW ou 61 MW médios e com um investimento total estimado em R\$ 90 milhões (aprox. US\$ 42,25 milhões), a TIR do projeto é de aproximadamente 11,23% notadamente abaixo do valor de referência interno adotado pela empresa (*WACC*) no ano de 2002 (14,72). Portanto, a empresa não considerou o projeto como suficientemente atrativo financeiramente.

7. – Pequena Central Hidrelétrica Rio Preto

A mini PCH Rio Preto (770 KW) aproveita as características naturais do Rio Preto para implantar sua atividade com baixos impactos ambientais. A usina foi analisada em 2004 e estudos de viabilidade foram conduzidos posteriormente. O investimento total definido foi de R\$ 2,2 milhões (aprox. US\$ 1,0 milhão) e a TIR era de aproximadamente 11,26%. Novamente, o proponente do projeto não considerou a atividade como atrativa financeiramente.

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

A razão principal para que as atividades similares ao projeto proposto não sejam implantadas é a baixa atratividade financeira desses projetos. A PCH São João espera superar a barreira financeira através da receita proveniente da venda das RCEs, considerando a demanda devido ao déficit energético de 85-90% na região.

Etapa 5. Impactos do registro MDL.

Como visto anteriormente na Etapa 2, a atividade do projeto não representa um recurso economicamente atrativo e deve ser compreendido como uma atividade não abrangida pela prática comum em um país onde as grandes hidrelétricas e termoelétricas a combustíveis fósseis são priorizadas.

Considerando o fato de que a geração elétrica em PCHs ser uma fonte limpa de energia com baixos impactos ambientais e além disso, o fato de que o projeto reduzirá as perdas energéticas que ocorrem na transmissão para estados distantes, o registro do projeto proposto terá um forte impacto na análise de viabilidade de projetos similares (tipo, tecnologia e mercado) assim como aqueles citados na Sub-Etapa 4b.

Como demonstrado na Sub-Etapa 4b, os proponentes de projetos similares podem se beneficiar da receita advinda do MDL para superar os riscos associados à baixa atratividade dos projetos (TIR reduzida), sendo importante para reduzir o alto custo inicial de investimento.

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 CO₂ 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_y) utiliza a Margem Combinada (MC) para calcular as emissões linha de base. A quantidade de emissões da linha de base por ano (BE_y) é o resultado da quantidade líquida de eletricidade gerada anualmente pelo projeto (EG_y) multiplicada pelo fator de emissão da linha de base anual (EF_y).

$$BE_y = EG_y * EF_y$$

Equação 1

EG_y (MWh /ano) = A geração da atividade do projeto

EF_y (tCO₂/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_y) 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 ($EF_{OM, adjusted,y}$ in tCO₂/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:

- λ_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
- $COEF_{i,j}$: é o coeficiente CO₂e de combustível i (tCO₂e/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 termelétricas 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 confiáveis²⁵, 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 do projeto não terá nenhum efeito de destituição da energia provida por essa fonte de baixo custo ou despacho obrigatório que operará 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 (tCO₂/MWh) para uma amostra de plantas 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.

²⁵ O operador da rede (ONS deve fornecer dados suficientes para identificar tais planta(s) marginal(is)).



O grupo de amostras m , compreende as cinco plantas que foram construídas mais recentemente ou as adições de capacidade nas plantas no sistema de eletricidade que representam 20% do sistema de geração (em MWh) e que foram construídas ultimamente. As adições de capacidade em plantas, 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

$$EF_{BM_y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 3}$$

emissão de carbono da margem operacional) e o EF_{BM_y} (fator de emissão de carbono para a margem construída).

$$EF_y = (\omega_{BM} * EF_{BM_y}) + (\omega_{OM} * EF_{OM_y}) \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

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

As emissões linha de base (BE_y em tCO₂) são o resultado da multiplicação do fator de emissão linha de base (EF_y em tCO₂/MWh) com a eletricidade fornecida para a rede pela atividade do projeto (EG_y em MWh), como a seguir:

$$BE_y = EG_y * EF_y \quad \text{Equação 5}$$

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. De acordo com a metodologia ACM 0002, as emissões do projeto (PE_y) do reservatório podem ser desconsideradas se a densidade de potência é maior que 10W/m². A capacidade instalada da Hidrelétrica de São João é de 25 MW, com uma área inundada de 0,21 km², correspondendo a uma densidade de potência de 119W/m². Assim, as emissões do projeto podem ser consideradas nulas.

Redução de Emissões

A atividade do projeto reduz as emissões de CO₂ principalmente devido à substituição da geração de eletricidade fornecida à rede de usinas que utilizam combustível fóssil por usinas de 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):



$$ER_y = BE_y - PE_y - Ly$$

Equação 6

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

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

Dados/Parâmetros:	EF
Unidade do Dado	tCO ₂ equ/MWh
Descrição	CO ₂ 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 Gas 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

Dados/Parâmetros:	EF OM_v
Unidade do Dado	tCO ₂ equ/MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem operacional para os sistemas Sudeste/Centro Oeste Sul
Fonte do dado usado	<ul style="list-style-type: none"> Dados obtidos da ONS e calculado conforme a metodologia ACM0002 (versão 06). Os fatores de emissão e de oxidação foram obtidos no <i>Revised Guidelines of National Greenhouse Gas Inventories</i>. O poder calorífico foi obtido usando - se valores da ex-ante obtidos de valores específicos do país.
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.

Dados/Parâmetros:	EF BM_v
Unidade do Dado	tCO ₂ equ/MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ 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 plantas que foram construídas o mais recente e que estão em operação atualmente.

Dados/Parâmetros:	$F_{i,v}$
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

Dados/Parâmetros:	$COEF_i$
Unidade do Dado	tCO ₂ /massa
Descrição	CO ₂ 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

Dados/Parâmetros:	$GEN_{j/k/n,v}$
Unidade do Dado	MWh/y
Description:	Eletricidade gerada de cada fonte/ plantas de energia 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

Dados/Parâmetros:	Nome da Planta
Unidade do Dado	Texto
Descrição	Identificação da fonte de energia / planta para OM



Fonte do dado usado	Obtida do ONS
Valor aplicado	Refere-se às tabelas 16 e 17 constantes no anexo 3.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos usados	Obrigatório sob a metodologia ACM0002

Dados/Parâmetros:	Nome das Plantas
Unidade do Dado	Texto
Descrição	Identificação da fonte de energia / plantas para a BM
Fonte do dado usado	Obtido do ONS
Valor aplicado	Favor verificar tabela 11.
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.

Dados/Parâmetros:	λ_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 ONS
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 $\lambda_y = \frac{\text{hours per year for which low-cost run sources are on margin}}{8760 \text{ hours per year}}$

Dados/Parâmetros:	$GEN_{i,k,l,y \text{ imports}}$
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 CO₂equ/kWh). Conforme constam os valores na tabela abaixo:

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

Tabela 10. 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.*,²⁶ 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 definidos²⁷.

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 11):

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

²⁶ Martina Bossi: *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>

²⁷ OECD e IEA Information Paper, Bossi et al (2002).



Tabela 11. Plantas da margem de construção. Fonte>ONS e ANEEL

Usando Equação 4, o EF_{BM_y} para as plantas 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	Estimativa das Emissões do Projeto	Estimativa das Emissões da Linha de Base (tCO ₂ e)	Estimativa das Emissões Fugitivas (tCO ₂ e)	Estimativa do Total de Reduções de Emissões
2007	0	16.172	0	16.172
2008	0	32.344	0	32.344
2009	0	32.344	0	32.344
2010	0	32.344	0	32.344
2011	0	32.344	0	32.344
2012	0	32,344	0	32.344
2013	0	32.344	0	32.344
2014	0	16.172	0	16.172

B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:**B.7.1 Dados e parâmetros a serem monitorados:**

Dado/Parâmetros:	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	123.516 MWh
Descrição dos métodos de mensurar e procedimentos a serem aplicados	Será gravado a cada hora e arquivado em formato eletrônico e papel.
Procedimentos GQ/CQ 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:**

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/e 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, IMETRO²⁸ ou com padrões de fábrica.

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: alejandro@ecologica.ws WWW: www.ecologica.ws	NÃO

²⁸ 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:**

24/04/2007

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

22 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, incluindo os impactos transfronteiriços**

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 ESCELSA obteve autorização emitida pela ANEEL através da Resolução ANEEL n. 110 de 18 de maio de 1999²⁹, posteriormente transferida para a empresa Castelo S.A. mediante a Resolução ANEEL n. 406 de 18 de outubro de 2000. A LO requerida sob o processo número 24653578 foi concedida em 14 de Fevereiro de 2007 pelo IEMA.

A PCH São João possui todas as licenças ambientais até o momento exigidas por lei, sendo a Licença de Instalação emitida em 1999 sob n. 043/98, renovada em 17 de junho de 2005 pelo órgão estadual ambiental, IEMA – Instituto Estadual de Meio ambiente e Recursos Hídricos, sob n. 180/05, válida por quatro anos.

O impacto ambiental do Projeto é considerado pequeno pela definição nacional de pequenas centrais hidrelétricas. Por definição legal da ANEEL, Resolução no. 652, 9 de dezembro de 2003, pequena hidrelétrica é uma usina com capacidade instalada maior que 1 MW e de até 30 MW, com uma área de reservatório menor ou igual a 3 km². Geralmente, pequenas centrais hidrelétricas resultam em um mínimo impacto ambiental, como é o caso da PCH São João.

Entre outros fatores, a construção de pequenas centrais elétricas aumenta a cota de fontes de energia renovável na matriz de eletricidade brasileira para contribuir com uma melhor sustentabilidade ambiental.

²⁹ As licenças obtidas da ANEEL e do IEMA foram emitidas em 1999, quando a hidrelétrica de São João foi planejada. Entretanto, devido as barreiras descritas na Seção B, as obras foram paralisadas e o projeto iniciará a operação somente em Janeiro de 2007.



Como visto, o licenciamento ambiental 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:

i) Aceitação Pública

A aceitação pública de decisões fundamentais é essencial para o desenvolvimento equitativo e sustentável de recursos hídricos e energéticos. A aceitação surge quando os direitos são reconhecidos, os riscos são admitidos e estipulados, e as prerrogativas de todas as populações afetadas são salvaguardadas. Não houve deslocamento de pessoas para a construção da barragem, sendo respeitados todos os direitos originários da população local.

Por outro lado, no Brasil, dentre as etapas do licenciamento ambiental, definidas pelo artigo 10 da Resolução 237/97, está a realização de audiência pública, quando couber. Não houve nenhum tipo de objeção quanto à instalação da PCH São João na audiência pública.

ii) Avaliação abrangente das opções

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, a construção da PCH São João se apresenta como uma alternativa positiva do ponto de vista ambiental, pois como já mencionado anteriormente, a construção de pequenas centrais elétricas aumenta a cota de fontes de energia renovável na matriz de eletricidade brasileira para contribuir com uma melhor sustentabilidade ambiental dando melhores vantagens econômicas para estas fontes de energia renováveis.

iii) Preservação de rios e meios de subsistência

Os rios, bacias hidrográficas e ecossistemas aquáticos são os motores biológicos do planeta e do sustento de comunidades locais. A PCH São João está sendo construída de forma a contribuir para a integridade do ecossistema e para o sustento das comunidades locais, sendo projetada, modificada e operada de acordo com este preceito. Para a implantação da atividade de projeto, todas as opções para evitar impactos significativos no meio ambiente e em especial nas espécies aquáticas foram analisadas, nos casos em que não foram possíveis evitar impactos, foram tomadas medidas viáveis de compensação, resultando num ganho ambientalmente sustentável. A PCH São João não afeta o meio de vida da população local tendo em vista que a base da economia da região é a cafeicultura.

iv) Reconhecimento de direitos adquiridos e compartilhamento de Benefícios

O relatório da Comissão Mundial de Barragens diz que devem ser feitas negociações em conjunto com as populações afetadas por uma barragem, reconhecendo o direito adquirido das populações afetadas aos meios de subsistência e à qualidade de vida, e reconhecem que essas populações devem ser beneficiárias do projeto. Embora não tenha havido deslocamento de pessoas no caso da construção da atividade de projeto, e 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.



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 é baseada no cumprimento de toda a legislação ambiental nacional, em especial a Resolução CONAMA nº 237/97, Lei 6.938/81 e Lei 9.605/98. 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

As políticas de recursos hídricos devem estabelecer provisões específicas para acordos sobre o uso de bacias fluviais compartilhadas. No Brasil, há o sistema de formação de Comitês de bacias, que são a base do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Esses comitês são constituídos por representantes do Poder Público, dos usuários das águas e das organizações da sociedade com ações na área de recursos hídricos em uma determinada bacia. Os Comitês de Bacia Hidrográfica têm como objetivo a gestão participativa e descentralizada dos recursos hídricos em um território, por meio da implementação dos instrumentos técnicos de gestão, da negociação de conflitos e da promoção dos usos múltiplos da água. Os Comitês devem respeitar a dominialidade das águas, integrar as ações de todos os Governos, seja no âmbito dos Municípios, dos Estados ou da União, propiciar o respeito aos diversos ecossistemas naturais, promover a conservação e recuperação dos corpos d'água e garantir a utilização racional e sustentável dos recursos hídricos.

O Rio Castelo é um rio estadual, e não ultrapassa limites geográficos do Estado, e faz parte do Consórcio Intermunicipal da Bacia Hidrográfica do Rio Castelo, que foi devidamente contatado no processo de licenciamento ambiental.

A PCH SÃO João apresenta aspectos relevantes da inserção regional e local. Desta forma verifica-se que o uso do rio pela atividade de projeto 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 significantes. Até o momento a PCH São João possui todas as licenças ambientais exigidas pela legislação. A LI foi emitida em 1999 registrada sob o número 043/98, renovada em 17 de Junho de 2005 pelo IEMA, com o número 180/05, válida por 4 anos, assim como a autorização emitida pela Resolução n. 110 da ANEEL de 18 de Maio de 1999, que foi posteriormente transferida para a empresa Castelo S.A. pela Resolução n. 406 da ANEEL de 18 de Outubro de 2000.

**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 Clima³⁰, 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 12 abaixo), descrevendo os principais aspectos de implantação e operação do projeto proposto.

³⁰ Discutido em 02/12/2003, decreto de 07/07/1999.



Nome da Instituição	Tipo de Entidade	Endereço	Telefone/Fax	Contato	E-mail
Prefeitura de Castelo	Prefeitura	Av. Nossa Senhora da Penha, 103 Castelo-ES CEP 29360-000	(28)3542 8526/ 2124	<i>Cleone Gomes do Nascimento</i>	--
Câmara Municipal de Castelo	Pública	Av. Getulio Vargas, nº 118 – centro Castelo-ES CEP: 29360-000	(28) - 35421011	--	--
Secretaria do Meio Ambiente do Espírito Santo – SEAMA	Secretaria Pública	Km 0, BR 262, Cariacica – ES CEP: 29 140-500	(27) 3136-3438 / 3443	<i>Luiz Fernandes Shiettno</i>	presidente@iema.es.gov.br
Instituto Estadual do Meio Ambiente	Pública	Km 0, BR 262 Cariacica-ES CEP: 29140-500	(27) 3136 3434/ 3136 3436	<i>Sueli Passoni Tonini</i>	--
Conselho Estadual de Recursos Hídricos - CERH	Pública	Km 0, BR 262 Cariacica-ES CEP: 29140-500	(27) 3136 3508/ 3510	<i>Maria da Glória Brito Abaurre</i>	--
Instituto Capixaba de Pesquisa, Assistência Técnica e Extensão Rural - INCAPER	Pública	Rua Afonso Salo, 160 Vitória - ES. CEP:	(27) 3325 3111	--	central@incaper.es.gov.br
Ministério Público de Vitória	Ministério Público	Rua Humberto Martins de Paula, 350 Vitória – ES CEP: 29050-265.	(27) 3224 4500	--	--
Fórum Brasileiro de Ongs	ONG	SCS, Quadra 08, Bloco B-50 Venâncio 2000, Salas 133/135 Brasília – Distrito Federal CEP: 70333-900	(61) 3033-5535/5545	<i>Esther Neuhaus/ Marylaine Ribeiro</i>	coordenacao@fboms.org.br secretaria@fboms.org.br
Consórcio Intermunicipal da Bacia Hidrográfica do Rio Castelo	Pública	Av. Nossa Senhora da Penha, 103 – Centro Castelo - ES CEP: 29360-000	(31) 3542-2211	<i>Abílio Correia de Lima</i>	castelopmc@escelsa.com.br
Faculdade de Castelo	Universidade	Rua Luiz Ceotto, 57 - Centro Castelo – ES CEP:	(28) 3542-2253	--	diretoria.facastelo@terra.com.br
Associação Comercial e Industrial de Castelo	ONG	Rua Aristeu Borges Aguiar, 75 pa 2 – Centro Castelo – ES CEP: 29360-000	(28) 3542 – 2358	<i>Pres. Luciano Travaglia</i>	acicast@terra.com.br



Prefeitura Municipal de Conceição do Castelo	Prefeitura	Av. José Grilo, 426 - Centro - Conceição do Castelo-ES CEP: 29.370-000	(28) 3547 1102	<i>Francisco Saulo Belisário</i>	pmcc@ig.com.br
Secretaria Municipal da Agricultura e do Meio Ambiente de Conceição do Castelo	Secretaria Pública	Av. Joaquim Cornélio Filho, 219 Conceição do Castelo – ES CEP:	(28) 3547-1962/1245	--	--
Colégio Estadual Emílio Nemer de Castelo	Escola Pública	Rua Bernardino Monteiro, 126 – Centro – Castelo – ES CEP: 29360-000	(28) 3542-1284	<i>Dir. Ana Maria Vieira Callegari</i>	escolacetec@yahoo.com.br escolacetec@bol.com.br
Escola João Bley	Escola Pública	Rua Machado Assis, 694 – Santo Anderezinho Castelo – ES CEP: 29360-000	(28) 3542-1413	<i>Dir. Eliene Preduzi Cogo</i>	joabley_castelo@yahoo.com.br r
Escola Municipal 1º. Grau Eliza Paiva	Escola Pública	Av. José Grilo, 348 – Centro Conceição do Castelo – ES CEP: 29370-000	(28) 3547-1382	<i>Dir. Sebastião Thvoline</i>	--
Escola Professora Aldy Soares Mercon Vargar	Escola Pública	Praça da Matriz, 9 – Centro Conceição do Castelo – ES CEP: 29370-000	(28) 3547-1283	<i>Dir. Maria Belizares Spadeto</i>	--
Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Castelo	ONG	R. Glorinha Nemer, 327 Castelo – ES CEP 29360-000	(28) 3542-0015/2340	<i>Dir. José César Augustin</i>	str.castelo@yahoo.com.br
Cooperativa Agrícola de Castelo Ltda.	ONG	Rua Antônio Machado, 35 Castelo-ES CEP: 29360-000	(28) 3542-1387/0014	<i>Dir. Domingos João Piassi</i>	coop.cacal@terra.com.br
ACIC - Associação Comercial Industrial de Castelo	ONG	Rua Aristeu Borges de Aguiar, nº 71 - Centro Castelo – ES CEP:	(28) 3542-3742	--	--
Sindicato Rural de Castelo	ONG	Av. NS Penha, 396 – Centro Castelo – ES CEP: 29360-000	(28) 3542-1673	--	--
Associação Comercial e Industrial de Conceição do Castelo	ONG	R. Joaquim Cornélio Filho, 219 to – Centro Conceição do Castelo – ES	(28) 3547-1212	--	--



		CEP: 29370-000			
Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Conceição do Castelo	ONG	Rua José Souza Pinto, 93 – Pedro Rigo – Conceição do Castelo – ES CEP: 29370-000	(28) 3547-1323	--	--
Assembléia Legislativa do Estado do Espírito Santo	Pública	Av. Américo Buaiz, 205 – Enseada do Sua Vitória-ES CEP: 29050-950	(27) 3382-3713	Deputado César Colnago	--
Câmara Municipal de Conceição do Castelo	Pública	Av. José Grilo, 152 – Centro – Conceição do Castelo - ES. CEP: 29370-000	(28) 3547-1310	<i>Afonso Cláudio</i>	--
Companhia Espírito Santense de Saneamento	Privada	Rua Antônio Bento, 37 – Centro Castelo – ES. CEP: 29360-000	(28) 3542-0141	<i>José Carlos Destefanis</i>	idesu@cesan.com.br
Fórum Capixaba de Mudanças Climáticas e Uso Racional da Água	NGO	BR 262 Km 0 S/N – Jardim América Cariacica-ES CEP: 29140-500	--	--	--

Tabela 12. Partes interessadas.



E.2. Resumo dos comentários recebidos:

O proponente do projeto recebeu um comentário do Ministério Público solicitando esclarecimentos sobre o MDL.

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

O proponente do projeto solicitou uma reunião com o Ministério Público, mas não obteve qualquer resposta.

**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:	www.energiasdobrasil.com.br
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:	pedro.sirgado@energiasdobrasil.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público para o projeto.

**Anexo 3****INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE**

Abaixo segue a análise de fluxo de caixa da atividade do projeto. O fluxo de caixa do projeto e os indicadores financeiros foram baseados nos dados fornecidos pelo proponente do projeto.

Especificação	Descrição	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
FLUXO DE INVESTIMENTO													
Investimento Inicial		(10.915)	(25.468)	0	0	0	0						
Investimento Inicial VP		(39.399)											
(=)FLUXO OPERACIONAL	EBITDA	0	0	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045
(+) Resultados do serviço	EBIT	0	0	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210
(+) Depreciação	DEPR	0	0	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835
(+) Balanço													
Fluxo Financeiro													
Financial VP	70.00%	27.579											
(=)Prestações Financeiras (J+A)	Pfi	0	0	(3.768)	(3.640)	(3.512)	(3.384)	(3.255)	(3.127)	(2.999)	(2.870)	(2.742)	(2.614)
(+) Juros (J)	J	0	0	(2.263)	(2.135)	(2.006)	(1.878)	(1.750)	(1.621)	(1.493)	(1.365)	(1.237)	(1.109)
(+) Amortização (A)	1	0	0	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)
Efeitos dos Impostos													
Impostos sobre a receita	IR-CSSL	0	0	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)
Fluxo de Caixa Livre	FCL	(11.820)	0	1.137	1.265	1.394	1.522	1.650	1.779	1.907	2.035	2.163	2.291
Valor Presente Líquido (VPL)	8.44%	US\$ 8,368	Calculado baseado em um tempo operacional de 22 anos										
Taxa Interna de Retorno (TIR)	IRR	13.51%	Calculado baseado em um tempo operacional de 22 anos										
Refinanciamento Requerido	REF	65.00%											



Especificação	Descrição	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Fluxo de Investimento											
Investimento Inicial											
Investimento Inicial VP											
(=)Fluxo Operacional	EBITDA	<u>4.335</u>	<u>4.335</u>	<u>4.335</u>							
(+) Resultado do serviço	EBIT	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
(+) Depreciação	DEPR	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835	1.835
(+) Balanço											
Fluxo Financeiro											
Financeiro VP	70.00%										
(=) Prestações (J+A)	Pfi	<u>(2.486)</u>	<u>(2.357)</u>	<u>(2.229)</u>	<u>(2.101)</u>	<u>(1.972)</u>	<u>(1.844)</u>	<u>(1.716)</u>	<u>(1.588)</u>	<u>(224)</u>	<u>0</u>
(+) Juros (J)	J	(980)	(852)	(724)	(595)	(467)	(339)	(211)	(82)	(9)	0
(+) Amortização (A)	1	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(1.505)	(215)	0
Efeitos dos Impostos											
Inpostos sobre Receita - CSSL	IR-CSSL	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)	(140)
Fluxo de Caixa Livre	FCL	1.710	1.838	1.966	2.095	2.223	2.351	2.479	2.608	3.971	4.195

Tabela 13. Análise Financeira



Abaixo, os gráficos representam à curva de duração de carga e da demanda para 2003, 2004 and 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).

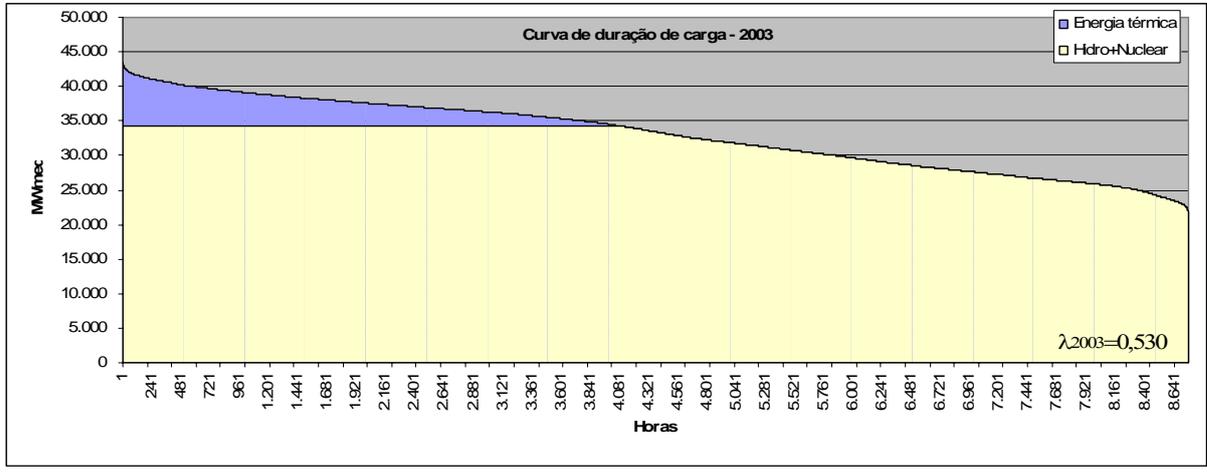


Figura 1. Demanda de energia 2003 para o sistema Sul –Sudeste – Centro oeste

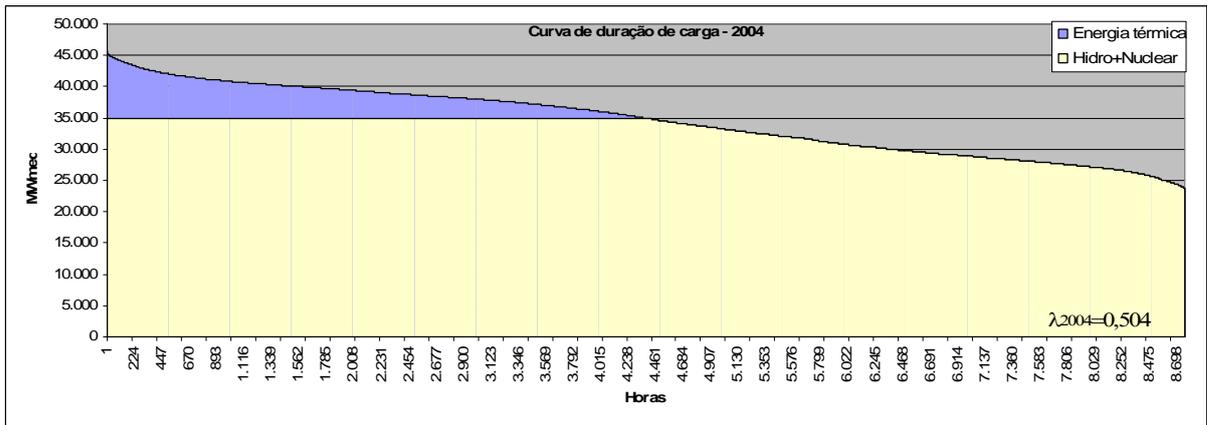


Figura 2. Demanda de energia 2004 para o sistema Sul – Sudeste – Centro oeste

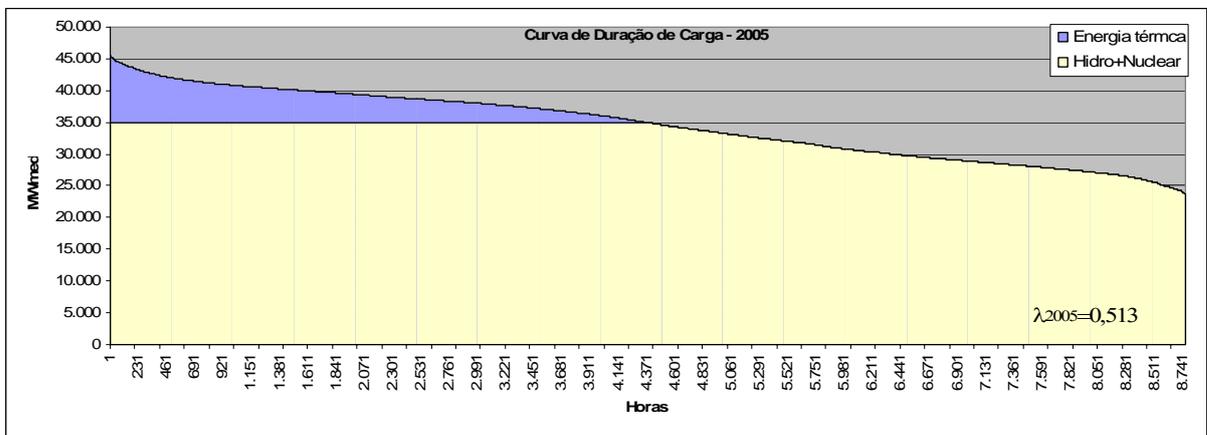


Figura 3. Curva de duração de carga 2005 para o sistema Sul – Sudeste – Centro oeste

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 15. Tempo estimado para entrar em operação para tecnologias de geração de elétrica.³¹

Na definição da linha de base, as plantas (baixo custo/despacho obrigatório) foram analisadas assim como as plantas 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.

Plantas Hidrelétricas	Potência Instalada (KW) (2006)	Município	2003	2004	2005
Água Vermelha	1.396.200	Indiaporã - SP/Iturama	1.396.200	1.396.200	1.396.200
Americana	30.000	Americana - SP	30.000	30.000	30.000
Antas II	16.800	Poços de Caldas - MG	16.800	16.800	16.800
Antônio Brennand	20.020	Araputanga - MT	20.020	20.020	20.020
Apucarantina	10.000	Tamarana - PR	10.000	10.000	10.000
Areal	18.000	Areal - RJ	18.000	18.000	18.000
Assis Chateaubrind	29.500	Ribas do Rio Pardo - MS	29.500	29.500	29.500
Bariri (Alvaro de Souza Lima)	143.100	Boracéia - SP	143.100	143.100	143.100
Barra Bonita	140.760	Barra Bonita - SP	140.760	140.760	140.760
Barúto	18.300	Campo Novo do Parecis	18.300	18.300	18.300
Benjamin Mário Baptista	9.000	Manhuaçu - MG	9.000	9.000	9.000
Bracinho	17.700	Schroeder - SC	17.700	17.700	17.700
Braço do Norte II	10.752	Guarantã do Norte - MT	10.752	10.752	10.752
Braço Norte	5.180	Guarantã do Norte - MT	5.180	5.180	5.180
Bugres	11.500	Canela - RS	11.500	11.500	11.500
Cachoeira Dourada	658.000	Cachoeira Dourada - MG	658.000	658.000	658.000
Caconde	80.400	Caconde - SP	80.400	80.400	80.400
Camargos	46.000	Itutinga - MG/Nazareno - MG	46.000	46.000	46.000
Cana Brava	465.900	Cavalcante - GO / Minaçu	465.900	465.900	465.900
Canastra	44.000	Canela - RS	44.000	44.000	44.000

³¹ Fonte: relatório OECD/IEA: Custo projetado de geração de eletricidade



<i>Canoas I</i>	82.500	<i>Itambaracá - PR / Cândido Mota - SP</i>	82.500	82.500	82.500
<i>Canoas II</i>	72.000	<i>Andirá - PR / Palmital - SP</i>	72.000	72.000	72.000
<i>Capão Preto</i>	5.520	<i>São Carlos - SP</i>	5.520	5.520	5.520
<i>Capivara</i>	640.000	<i>Porecatu - PR / Taciba - SP</i>	640.000	640.000	640.000
<i>Casca III</i>	12.420	<i>Chapada dos Guimarães - MT</i>	12.420	12.420	12.420
<i>Cedros (Rio dos Cedros)</i>	8.400	<i>Rio dos Cedros - SC</i>	8.400	8.400	8.400
<i>Celso Ramos</i>	5.400	<i>Faxinal dos Guedes - SC</i>	5.400	5.400	5.400
<i>Chaminé</i>	18.000	<i>São José dos Pinhais - PR</i>	18.000	18.000	18.000
<i>Chavantes</i>	414.000	<i>Chavantes - SP / Ribeirão Claro</i>	414.000	414.000	414.000
<i>Coronel Domiciano</i>	5.040	<i>Muriáe - MG</i>	5.040	5.040	5.040
<i>Corumbá I</i>	375.000	<i>Caldas Novas - GO</i>	375.000	375.000	375.000
<i>Costa Rica</i>	16.000	<i>Costa Rica - MS</i>	16.000	16.000	16.000
<i>Derivação do Rio Jordão</i>	6.500	<i>Reserva do Iguacu - PR</i>	6.500	6.500	6.500
<i>Dona Francisca</i>	125.000	<i>Nova Palma - RS / Agudo</i>	125.000	125.000	125.000
<i>Dourados</i>	10.800	<i>Nuporanga - SP</i>	10.800	10.800	10.800
<i>Eloy Chaves</i>	19.000	<i>Espírito Santo do Pinhal - SP</i>	19.000	19.000	19.000
<i>Emborcação</i>	1.192.000	<i>Cascalho Rico - MG/ Catalão -</i>	1.192.000	1.192.000	1.192.000
<i>Ervália</i>	6.970	<i>Guiricema - MG / Ervália - MG</i>	6.970	6.970	6.970
<i>Esmeril</i>	5.040	<i>Patrocínio Paulista - SP</i>	5.040	5.040	5.040
<i>Estreito -Luiz Carlos Barreto</i>	1.050.000	<i>Sacramento - MG/ Rifaina - SP</i>	1.050.000	1.050.000	1.050.000
<i>Euclides da Cunha</i>	108.800	<i>São José do Rio Pardo - SP</i>	108.800	108.800	108.800
<i>Fontes Nova</i>	130.300	<i>Pirai - RJ</i>	130.300	130.300	130.300
<i>Fruteiras</i>	8.736	<i>Cachoeiro de Itapemirim - ES</i>	8.736	8.736	8.736
<i>Funil</i>	216.000	<i>Itatiaia - RJ</i>	216.000	216.000	216.000
<i>Furnas</i>	1.216.000	<i>Alpinópolis - MG</i>	1.216.000	1.216.000	1.216.000
<i>Gafanhoto</i>	14.000	<i>Divinópolis - MG</i>	14.000	14.000	14.000
<i>Garcia</i>	8.920	<i>Angelina - SC</i>	8.920	8.920	8.920
<i>Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)</i>	1.676.000	<i>Pinhão - PR</i>	1.676.000	1.676.000	1.676.000
<i>Governador José Richa</i>	1.240.000	<i>Capitão Leônidas Marques</i>	1.240.000	1.240.000	1.240.000
<i>Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)</i>	1.260.000	<i>Mangueirinha - PR</i>	1.260.000	1.260.000	1.260.000
<i>Governador Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)</i>	260.000	<i>Antonina - PR</i>	260.000	260.000	260.000
<i>Guaricana</i>	36.000	<i>Guaratuba - PR</i>	36.000	36.000	36.000
<i>Henry Borden</i>	889.000	<i>Cubatão - SP</i>	889.000	889.000	889.000
<i>Ibitinga</i>	131.490	<i>Ibitinga - SP</i>	131.490	131.490	131.490
<i>Igarapava</i>	210.000	<i>Conquista - MG/ Igarapava - SP</i>	210.000	210.000	210.000
<i>Ilha dos Pombos</i>	187.169	<i>Além Paraíba - MG/ Carmo - RJ</i>	187.169	187.169	187.169
<i>Ilha Solteira</i>	3.444.000	<i>Ilha Solteira - SP/Selvília - MS</i>	3.444.000	3.444.000	3.444.000
<i>Itá</i>	1.450.000	<i>Aratiba - RS / Itá - SC</i>	1.450.000	1.450.000	1.450.000
<i>Itaipu (Parte Brasileira)</i>	6.300.000	<i>Foz do Iguacu - PR</i>	6.300.000	6.300.000	6.300.000
<i>Itatinga</i>	15.000	<i>Bertioga - SP</i>	15.000	15.000	15.000
<i>Itaúba</i>	512.400	<i>Pinhal Grande - RS</i>	512.400	512.400	512.400
<i>Itumbiara</i>	2.082.000	<i>Araporã - MG / Itumbiara</i>	2.082.000	2.082.000	2.082.000
<i>Itutinga</i>	52.000	<i>Itutinga - MG</i>	52.000	52.000	52.000
<i>Jacuí</i>	180.000	<i>Salto do Jacuí - RS</i>	180.000	180.000	180.000
<i>Jaguara</i>	424.000	<i>Rifaina - SP /Sacramento</i>	424.000	424.000	424.000
<i>Jaguari</i>	11.800	<i>Pedreira - SP</i>	11.800	11.800	11.800



<i>Jaguari</i>	27.600	<i>Jacarei - SP</i>	27.600	27.600	27.600
<i>João Camilo Penna</i>	21.600	<i>Raul Soares - MG</i>	21.600	21.600	21.600
<i>Joasal</i>	8.400	<i>Juiz de Fora - MG</i>	8.400	8.400	8.400
<i>Júlio de Mesquita Filho</i>	29.072	<i>Cruzeiro do Iguaçu - PR</i>	29.072	29.072	29.072
<i>Jupia (Engº Souza Dias)</i>	1.551.200	<i>Castilho - SP/Três Lagoas - MS</i>	1.551.200	1.551.200	1.551.200
<i>Jurumirim</i>	97.700	<i>Cerqueira César - SP</i>	97.700	97.700	97.700
<i>Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)</i>	32.000	<i>São José do Rio Pardo - SP</i>	32.000	32.000	32.000
<i>Macabu</i>	21.000	<i>Trajano de Moraes - RJ</i>	21.000	21.000	21.000
<i>Machadinho</i>	1.140.000	<i>Maximiliano de Almeida - RS / Piratuba - SC</i>	1.140.000	1.140.000	1.140.000
<i>Manso</i>	210.000	<i>Chapada dos Guimarães</i>	210.000	210.000	210.000
<i>Marechal Mascarenhas de Moraes</i>	478.000	<i>Ibiraci - MG / Sacramento</i>	478.000	478.000	478.000
<i>Marimondo</i>	1.440.000	<i>Fronteira - MG / Icém - SP</i>	1.440.000	1.440.000	1.440.000
<i>Martins</i>	7.700	<i>Uberlândia - MG</i>	7.700	7.700	7.700
<i>Mascarenhas</i>	130.000	<i>Aimorés - MG</i>	130.000	130.000	130.000
<i>Miranda</i>	408.000	<i>Indianópolis</i>	408.000	408.000	408.000
<i>Mogi-Guaçu</i>	7.200	<i>Mogi Guaçu - SP</i>	7.200	7.200	7.200
<i>Mourão I</i>	8.200	<i>Campo Mourão - PR</i>	8.200	8.200	8.200
<i>Neblina</i>	6.468	<i>Ipanema - MG</i>	6.468	6.468	6.468
<i>Nilo Peçanha</i>	378.420	<i>Pirai - RJ</i>	378.420	378.420	378.420
<i>Nova Avanhandava (Rui Barbosa)</i>	347.400	<i>Buritama - SP</i>	347.400	347.400	347.400
<i>Nova Ponte</i>	510.000	<i>Nova Ponte - MG</i>	510.000	510.000	510.000
<i>Padre Carlos (Ex- PCH Rolador)</i>	7.800	<i>Poços de Caldas - MG</i>	7.800	7.800	7.800
<i>Palmeiras</i>	24.602	<i>Rio dos Cedros - SC</i>	24.602	24.602	24.602
<i>Paraibuna</i>	85.000	<i>Paraibuna - SP</i>	85.000	85.000	85.000
<i>Parapanema</i>	29.840	<i>Piraju - SP</i>	29.840	29.840	29.840
<i>Paranoá</i>	29.700	<i>Brasília - DF</i>	29.700	29.700	29.700
<i>Passo do Meio</i>	30.000	<i>São Francisco de Paula</i>	30.000	30.000	30.000
<i>Passo Fundo</i>	226.000	<i>Entre Rios do Sul - RS</i>	226.000	226.000	226.000
<i>Passo Real</i>	158.000	<i>Salto do Jacuí - RS</i>	158.000	158.000	158.000
<i>Pedrinho I</i>	16.200	<i>Boa Ventura</i>	16.200	16.200	16.200
<i>Pereira Passos</i>	99.110	<i>Pirai - RJ</i>	99.110	99.110	99.110
<i>Peti</i>	9.400	<i>São Gonçalo</i>	9.400	9.400	9.400
<i>Piabanha</i>	9.000	<i>Areal - RJ</i>	9.000	9.000	9.000
<i>Piau</i>	18.012	<i>Santos Dumont - MG</i>	18.012	18.012	18.012
<i>Pinhal</i>	6.800	<i>Espirito Santo do Pinhal</i>	6.800	6.800	6.800
<i>Poço Fundo</i>	9.160	<i>Poço Fundo - MG</i>	9.160	9.160	9.160
<i>Porto Colômbia</i>	320.000	<i>Guaira - SP / Planura - MG</i>	320.000	320.000	320.000
<i>Porto Estrela</i>	112.000	<i>Açucena - MG/ Braúnas</i>	112.000	112.000	112.000
<i>Porto Primavera</i>	1.540.000	<i>Anaurilândia - MS</i>	1.430.000	1.540.000	1.540.000
<i>Primavera</i>	8.120	<i>Poxoréo - MT</i>	8.120	8.120	8.120
<i>Promissão (Mário Lopes Leão)</i>	264.000	<i>Ubarana - SP</i>	264.000	264.000	264.000
<i>Rasgão</i>	22.000	<i>Pirapora do Bom Jesus</i>	22.000	22.000	22.000
<i>Rio Bonito</i>	16.800	<i>Santa Maria de Jetibá - ES</i>	16.800	16.800	16.800
<i>Rio de Pedras</i>	9.280	<i>Itabirito - MG</i>	9.280	9.280	9.280
<i>Rio do Peixe (Casa de Força I e II)</i>	18.060	<i>São José do Rio Pardo - SP</i>	18.060	18.060	18.060
<i>Rosal</i>	55.000	<i>Bom Jesus - RJ</i>	55.000	55.000	55.000
<i>Rosana</i>	369.200	<i>Rosana - SP</i>	369.200	369.200	369.200
<i>Sá Carvalho</i>	78.000	<i>Antônio Dias - MG</i>	78.000	78.000	78.000
<i>Salto (Salto Weissbach)</i>	6.280	<i>Blumenau - SC</i>	6.280	6.280	6.280
<i>Salto Grande</i>	102.000	<i>Braúnas - MG</i>	102.000	102.000	102.000
<i>Salto Grande</i>	70.000	<i>Cambará - PR / Salto Grande</i>	70.000	70.000	70.000
<i>Salto Osório</i>	1.078.000	<i>Quedas do Iguaçu - PR</i>	1.078.000	1.078.000	1.078.000
<i>Salto Santiago</i>	1.420.000	<i>Saudade do Iguaçu - PR</i>	1.420.000	1.420.000	1.420.000
<i>Santa Branca</i>	56.050	<i>Jacarei - SP/ Santa Branca</i>	56.050	56.050	56.050
<i>Santa Cecília</i>	34.960	<i>Barra do Pirai - RJ</i>	34.960	34.960	34.960
<i>Santa Lúcia</i>	5.000	<i>Sapezal - MT</i>	5.000	5.000	5.000
<i>São Bernardo</i>	6.820	<i>Piranguçu - MG</i>	6.820	6.820	6.820



São Domingos	14.336	<i>São Domingos - GO</i>	14.336	14.336	14.336
São Joaquim	8.050	<i>Guará - SP</i>	8.050	8.050	8.050
São Simão	1.710.000	<i>Santa Vitória - MG</i>	1.710.000	1.710.000	1.710.000
Serra da Mesa	1.275.000	<i>Cavalcante - GO / Minaçu</i>	1.275.000	1.275.000	1.275.000
Suíça	30.060	<i>Santa Leopoldina - ES</i>	30.060	30.060	30.060
Taquaruçu (Escola Politécnica)	554.000	<i>Sandovalina - SP / Santa Inês</i>	554.000	554.000	554.000
Três Irmãos	807.500	<i>Pereira Barreto - SP</i>	807.500	807.500	807.500
Três Marias	396.000	<i>Três Marias - MG</i>	396.000	396.000	396.000
Tronqueiras	8.500	<i>Coroaci - MG</i>	8.500	8.500	8.500
Vigário	90.820	<i>Pirai - RJ</i>	90.820	90.820	90.820
Volta Grande	380.000	<i>Conceição das Alagoas - MG</i>	380.000	380.000	380.000
Braço Norte III	14.160	<i>Guaranã do Norte - MT</i>	14.160	14.160	14.160
Funil	180.000	<i>Lavras - MG / Perdões - MG</i>	180.000	180.000	180.000
Itiquira (Casas de Forças I e II)	156.060	<i>Itiquira - MT</i>	108.400	156.060	156.060
Ivan Botelho I (Ex-Ponte)	24.400	<i>Descoberto - MG / Guarani</i>	24.400	24.400	24.400
Ombreiras	26.000	<i>Araputanga - MT/ Jauru - MT</i>	26.000	26.000	26.000
Paraíso I	21.600	<i>Costa Rica - MS</i>	21.600	21.600	21.600
Pesqueiro	12.440	<i>Jaguariaíva - PR</i>	10.960	10.960	12.440
Salto Natal	15.120	<i>Campo Mourão - PR</i>	14.000	15.120	15.120
Salto Voltão	8.200	<i>Xanxerê - SC</i>	6.760	6.760	8.200
Santa Lúcia II	7.600	<i>Sapezal - MT</i>	7.600	7.600	7.600
Vitorino	5.280	<i>Itapejara d'Oeste - PR</i>	5.280	5.280	5.280
Faxinal II	10.000	<i>Aripuanã - MT</i>	0	10.000	10.000
Ferradura	9.200	<i>Redentora - RS / Eral</i>	0	9.200	9.200
Furnas do Segredo	9.800	<i>Jaguari - RS</i>	0	9.800	9.800
Indiavaí	28.000	<i>Indiavaí - MT / Jauru - MT</i>	0	28.000	28.000
Jauru	121.500	<i>Indiavaí - MT/Jauru - MT</i>	0	121.500	121.500
Ourinhos	44.000	<i>Jacarezinho - PR / Ourinhos</i>	0	44.000	44.000
Porto Góes	24.800	<i>Salto - SP</i>	11000	24.800	24.800
Quebra Queixo	121.500	<i>Ipaçu - SC / São Domingos</i>	0	121.500	121.500
Queimado	105.000	<i>Cristalina - GO /Unai - MG</i>	0	105.000	105.000
Salto Corgão	27.000	<i>Nova Lacerda - MT</i>	0	27.000	27.000
Túlio Cordeiro de Mello	15.800	<i>Abre Campo - MG</i>	14.000	15.800	15.800
Aimorés	330000	<i>Aimorés - MG</i>	0	0	0
Barra Grande	465.500	<i>Anita Garibaldi - SC</i>	0	0	0
Candonga	140.000	<i>Rio Doce - MG/</i>	0	0	140.000
Ivan Botelho II (Ex-Palestina)	12480	<i>Guarani - MG</i>	0	0	12480
Ivan Botelho III (Ex-Triunfo)	24.400	<i>Astolfo Dutra - MG</i>	0	0	24.400
Monte Claro	65.000	<i>Bento Gonçalves - RS</i>	0	0	65.000
Ormeo Junqueira Botelho	22.700	<i>Muriáé - MG</i>	0	0	22.700
Ponte de Pedra	176.100	<i>Itiquira - MT/Sonora - MS</i>	0	0	0
Santa Clara	60.000	<i>Nanuque - MG</i>	0	0	60.000
Santa Clara	120.168	<i>Candói - PR / Pinhão - PR</i>	0	0	60.000
Santa Edwiges II	12.100	<i>Buritinópolis - GO</i>	0	0	0
Xavier	6.006	<i>Nova Friburgo - RJ</i>	5.280	5.280	6.006
TOTAL			48.128.177	48.778.557	49.166.783

Tabela 16. Capacidade instalada das hidrelétricas.

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

Planta	Potência Instalada (kW)	Tipo de Combustível	2003	2004	2005
--------	-------------------------	---------------------	------	------	------



Alberto - Unidade I	657.000	Uranium	657.000	657.000	657.000
Alegrete	66.000	Fuel Oil	66.000	66.000	66.000
Angra II	1.350.000	Uranium	1.350.000	1.350.000	1.350.000
Araucária	484.500	Natural Gas	484.500	484.500	484.500
Brahma	13.080	Natural Gas	13.080	13.080	13.080
Brasília	10.000	Diesel Oil	10.000	10.000	10.000
Campos	30.000	Natural Gas	30.000	30.000	30.000
Carapina Brasympe	43.500	Diesel Oil	43.500	43.500	43.500
Carioba	36.160	Diesel Oil	36.160	36.160	36.160
Casa F-242	9.000	Natural Gas	9.000	9.000	9.000
Charqueadas	72.000	Coal	72.000	72.000	72.000
Civit Brasympe	22.510	Diesel Oil	22.510	22.510	22.510
Copesul	74.400	Residual Gas	74.400	74.400	74.400
Cuiabá	529.200	Natural Gas	529.200	529.200	529.200
Daía	44.300	Diesel Oil	44.300	44.300	44.300
Eletroboli	379.000	Natural Gas	379.000	379.000	379.000
Energy Works Kaiser	8.592	Natural Gas	8.592	8.592	8.592
Energy Works Rhodia	11.000	Natural Gas	11.000	11.000	11.000
Eucatex	9.800	Natural Gas	9.800	9.800	9.800
Figueira	20.000	Coal	20.000	20.000	20.000
Igarapé	131.000	Heavy Oil	131.000	131.000	131.000
Ipatinga	40.000	BGC gas	40.000	40.000	40.000
Jorge Lacerda I e II	232.000	Coal	232.000	232.000	232.000
Jorge Lacerda III	262.000	Coal	262.000	262.000	262.000
Jorge Lacerda IV	363.000	Coal	363.000	363.000	363.000
Macaé Merchant	922.615	Natural Gas	922.615	922.615	922.615
Negro de Fumo	24.400	Residual Gas	24.400	24.400	24.400
Nutepa	24.000	Fuel Oil	24.000	24.000	24.000
Piratininga	472.000	Fuel Oil	472.000	472.000	472.000
Ponta de Ubu Brasympe	42.640	Diesel Oil	42.640	42.640	42.640
Presidente Médici A/B	446.000	Coal	446.000	446.000	446.000
São Jerônimo	20.000	Coal	20.000	20.000	20.000
São José do Rio Claro	5.699	Diesel Oil	5.224	5.224	5.224
Sapezal	8.130	Diesel Oil	9.836	9.836	9.836
Tubarão Brasympe	42.640	Diesel Oil	42.640	42.640	42.640
UGPU (Messer)	7.700	Natural Gas	7.700	7.700	7.700
Uruguaiana	639.900	Natural Gas	639.900	639.900	639.900
Vila Rica	9.252	Diesel Oil	4.672	7.520	9.252
Canoas	160.573	Natural Gas	160.573	160.573	160.573
Capuava	18.020	Fuel Oil	18.020	18.020	18.020
EnergyWorks Corn Products Balsa	9.199	Natural Gas	9.199	9.199	9.199
Ibirité	226.000	Natural Gas	226.000	226.000	226.000
Modular de Campo Grande	194.000	Natural Gas	194.000	194.000	194.000
Xavantes Aruanã	53.576	Diesel Oil	53.576	53.576	53.576
Barreiro	12.900	BGC gas	-	12.900	12.900
Colniza	5.564	Diesel Oil	3.336	5.564	5.564
Rhodia Paulínia	10.000	Natural Gas	-	10.000	10.000
Corn Products Mogi	30.775	Natural Gas	-	30.775	30.775
Juiz de Fora	87.048	Natural Gas	82.000	87.048	87.048
Norte Fluminense	868.925	Natural Gas	-	868.925	868.925
Nova Piratininga	386.080	Natural Gas	-	386.080	386.080
Santa Cruz	766.000	Natural Gas	600.000	766.000	766.000
Três Lagoas	306.000	Natural Gas	-	240.000	306.000
TermoRio	793.050	Natural Gas	-	-	793.050
TOTAL			8.906.373	10.631.177	11.491.959

Tabela 17. Capacidade instalada das plantas térmicas



Anexo 4

INFORMAÇÃO SOBRE O 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”.

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 da PCH São João 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.

O proponente do projeto será responsável por desenvolver os formulários, as formas de registro dos dados coletados e pela classificação posterior, assim como garantir recursos humanos e materiais suficientes para o cumprimento das atividades dentro do 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”.

Anexo 5

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



Figura 7. Detalhe da localização. (Fonte: IBGE 2005)



Figura 8. Detalhe do município de Conceição do Castelo.