

**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO – (CDM SSC
PDD)
Versão 03 – em vigor desde: 22 de dezembro de 2006**

SUMÁRIO

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

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade de projeto de pequena escala proposta

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Informações sobre o monitoramento

Anexo 5: Simulação da geração média de eletricidade

Histórico das revisões deste documento

Nº da versão	Data	Descrição e razão da revisão
01	21 de janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 de julho de 2005	<ul style="list-style-type: none"> • O Conselho concordou em revisar o CDM-SSC-PDD, a fim de refletir a orientação e os esclarecimentos prestados pelo Conselho desde a versão 01 deste documento. • Como consequência, as diretrizes de preenchimento do CDM-SSC-PDD foram revisadas segundo a versão 2. A versão mais recente pode ser obtida no endereço: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>.
03	22 de dezembro de 2006	<ul style="list-style-type: none"> • O Conselho concordou em revisar o documento de concepção do projeto no âmbito do MDL para atividades de pequena escala (CDM-SSC-PDD), levando em conta o CDM-PDD e o CDM-NM.

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala

A.1 Título da atividade de projeto de pequena escala:

Pequenas Centrais Hidrelétricas Caquende e Juliões (*Daqui em diante referido como o Projeto*)

Versão 05.2, 15 de dezembro de 2010

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

O Projeto envolve a construção e a operação das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) Caquende e Juliões. Ambas PCHs são do tipo fio d'água e estão situadas no Rio Macaúbas, no estado de Minas Gerais, sudeste do Brasil.

A PCH Caquende terá uma capacidade instalada de 4 MW e fornecerá 18.728,88 MWh por ano à rede, enquanto a PCH Juliões terá uma capacidade instalada de 3,4 MW, e fornecerá 15.697,92 MWh de eletricidade por ano à rede.

Espera-se que o Projeto inicie plena operação a partir de maio de 2013, com uma capacidade instalada total de 7,4 MW. É esperado então que o total de energia elétrica fornecida à rede seja de 34.426,80 MWh por ano.

O Projeto irá fornecer eletricidade à rede brasileira por meio do complexo de distribuição CEMIG¹, no estado de Minas Gerais, e será gerido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS²).

Embora grande parte da eletricidade gerada no Brasil venha de fontes hidrelétricas, há um número considerável de usinas termelétricas e seu número deverá aumentar para atender à futura demanda de energia, especialmente no sudeste do Brasil, onde estão concentradas as principais atividades econômicas e industriais. Além disso, a maioria das usinas termelétricas está conectada à rede brasileira.

O Projeto contribuirá com a redução das emissões de gases de efeito estufa, causadas pela geração de eletricidade no Brasil, ao elevar a parcela de energia renovável na rede.

O Projeto prevê alcançar a média de redução de emissões em torno de 6.341 toneladas de CO₂ equivalentes por ano, pelo fato de substituir a eletricidade de origem térmica da rede com sua energia limpa e renovável de origem hídrica.

O Projeto fará ainda uma significativa contribuição ao desenvolvimento sustentável no país, como se vê abaixo:

Sustentabilidade ambiental

O Projeto irá contribuir para a redução dos gases de efeito estufa ao substituir a eletricidade gerada para a rede a partir de combustíveis fósseis. Além disso, as PCHs do tipo fio d'água apresentam impactos ambientais negativos bem inferiores aos das grandes usinas hidrelétricas, com grandes reservatórios, devido à menor ameaça de ocorrência de enchentes.

¹CEMIG – *Companhia Energética de Minas Gerais* – empresa de energia elétrica que opera também um grande complexo de transmissão (www.cemig.com.br).

² ONS – Operador Nacional do Sistema (www.ons.org.br)

MDL – Conselho Executivo

Desenvolvimento econômico

As PCHs oferecem uma geração localmente distribuída, ao contrário da prática usual de grandes usinas hidrelétricas e termelétricas, além de oferecer vantagens específicas de confiabilidade e benefícios de transmissão/distribuição, tais como:

- Maior confiabilidade, com quedas de energia mais curtas e restritas;
- Menores requisitos de margem de reserva;
- Qualidade de energia aperfeiçoada;
- Perdas menores nas linhas;
- Controle da energia reativa;
- Redução do congestionamento de transmissão e distribuição; e
- Aumento incremental da capacidade do sistema, juntamente com uma redução do investimento em transmissão e distribuição.

Gestão de recursos

A qualidade e a quantidade dos recursos hídricos não serão afetadas pela instalação do Projeto. Outras vantagens que podemos citar são a diversificação das fontes de geração de energia e a descentralização da geração de energia.

Desenvolvimento social

As oportunidades de emprego irão aumentar na área onde o Projeto está localizado, tanto para a construção como para a operação e a manutenção contínuas das usinas.

Desenvolvimento de tecnologia e infra-estrutura

Todos os recursos de tecnologia, mão-de-obra e manutenção técnica serão fornecidos dentro do Brasil. Todos os equipamentos para o Projeto tais como turbinas e geradores utilizam tecnologias de alta eficiência.

Além disso, a implementação do Projeto incluirá também a melhoria de qualidade das estradas locais e a construção de uma ponte sobre o rio Macaúbas que permitirá as pessoas atravessarem o rio em menor distância que anteriormente.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*) [(anfitrião) indica a Parte anfitriã]	Entidades públicas e/ou privadas que participam do Projeto (*) (conforme aplicável)	Indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Companhia Energética Integrada Ltda. (CEI) (empresa privada)	Não
Japão	Mitsubishi UFJ Morgan Stanley Securities Co., Ltd.(MUMSS), antiga Mitsubishi UFJ Securities Co., Ltd. (MUS) (empresa privada)	Não

(*) De acordo com os procedimentos e modalidades do MDL, na ocasião em que o DCP-MDL (CDM-PDD) é publicado, no estágio de validação, a Parte envolvida poderá ou não ter fornecido sua aprovação. Na ocasião do pedido de registro, será preciso ter a aprovação da(s) Parte(s).

Veja as informações de contato no Anexo 1 deste DCP.

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

A.4.1. Localização da atividade de projeto de pequena escala:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado, etc.:

Estado de Minas Gerais (sudeste do Brasil)

A.4.1.3. Cidade/Comunidade, etc.:

Cidade de Bonfim

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive informações que permitam a identificação inequívoca dessa atividade de projeto de pequena escala:

O estado de Minas Gerais está situado na região sudeste do Brasil e sua capital é Belo Horizonte. Bonfim é uma pequena cidade da região metropolitana de Belo Horizonte, com uma população de 6.632 habitantes e uma área total de 301.210 metros quadrados. A Figura A.1 indica a localização do estado de Minas Gerais no Brasil.

O Projeto está localizado junto ao rio Macaúbas. A PCH Caquende está localizada nas coordenadas geográficas de 20°23'22" sul e 44°11'21" oeste, e a PCH Juliões está localizada nas coordenadas geográficas de 20°22'05" sul e 44°11'45" oeste. O mapa com a localização da cidade de Bonfim pode ser visto na Figura A.2.

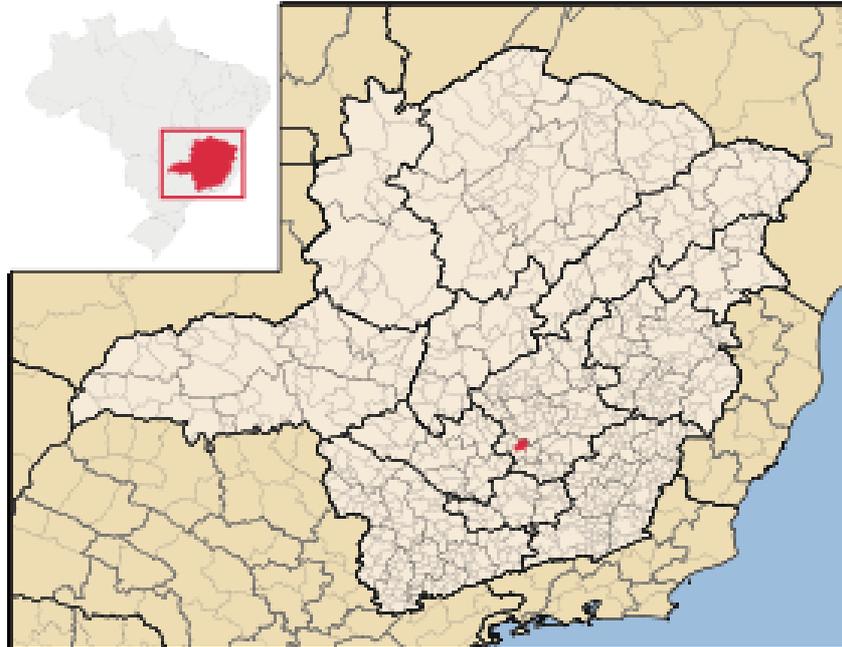


Figura A.1: Mapa do estado de Minas Gerais no Brasil



Figura A.2: Mapa com a região da cidade de Bonfim no estado de Minas Gerais

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

De acordo com o Apêndice B dos procedimentos simplificados para atividades de pequena escala, o Projeto proposto pertence ao tipo e à categoria a seguir: Tipo I – *Projeto de Energia Renovável*; Categoria I.D – *Geração de Eletricidade Renovável Conectada à Rede* (versão 16, EB54). A atividade de projeto proposto pertence à Categoria I.D baseada nos seguintes motivos:

Este é um Projeto para a geração de energia renovável que faz bom proveito da queda de água, a fim de gerar eletricidade com uma capacidade instalada total de 7,4 MW – ou seja, inferior ao limite de pequena escala que diz respeito à geração de energia renovável conectada à rede (15 MW). Assim sendo, está de acordo com a elegibilidade das atividades de pequena escala do MDL.

A atividade de projeto irá fornecer eletricidade a um sistema de distribuição que é ou seria alimentado por ao menos uma unidade geradora à base de combustível fóssil.

Construção e operação da central hidrelétrica de Caquende

A implementação da PCH Caquende envolve a construção de uma nova casa de força, que será instalada a 900 metros de distância de uma represa já existente, assim como um novo canal de adução com 550 metros de extensão. A usina será conectada por meio de uma linha de transmissão de 138 kV à subestação de Brumadinho, de onde a eletricidade será distribuída ao Sistema Interconectado Nacional (SIN) pela CEMIG. Há um projeto piloto em andamento, com a utilização de uma pequena usina hidrelétrica abandonada que não estava conectada ao SIN, a fim de se analisar a hidrologia do rio e oferecer mais segurança aos investidores – já que essa será a primeira PCH implementada pela CEI.

Os equipamentos e os parâmetros técnicos da PCH Caquende estão resumidos na Tabela A.1.

Tabela A.1: Equipamentos e parâmetros técnicos da PCH Caquende

Capacidade instalada	4 MW
Geração prevista de energia	18.728,88 MWh/ano
Geração média de energia ³	2,138 MW
Modelo da turbina hidráulica	Francis horizontal
Turbina 1	1,625 MW
Turbina 2	1,625 MW
Turbina 3	0,75 MW
Vazão média do rio ⁴	6,87 m ³ /s
Área do reservatório – incluindo a calha do rio	13.000 m ²
Densidade de potência	308 W/m ²
Fator de carga	53%
Altura máxima da represa	2,5 m

³ Fonte: Estudo *Projeto Pré Básico PCH Caquende*

⁴ A vazão média do rio e dados da área do reservatório estão disponíveis no documento *ANEEL Ficha Resumo PCH Caquende*.

Construção e operação da central hidrelétrica de Juliões

A PCH Juliões exigirá a construção de uma nova represa, uma casa de força, um circuito de adução e linhas de transmissão. A usina será conectada por meio de uma linha de transmissão de 138 kV à subestação de Brumadinho, de onde a energia será distribuída ao SIN pela CEMIG. Os equipamentos e os parâmetros técnicos da PCH Juliões estão resumidos na Tabela A.2.

Tabela A.2: Equipamentos e parâmetros técnicos da PCH Juliões

Capacidade instalada	3,4 MW
Geração prevista de energia	15.697,92 MWh/ano
Geração média de energia ⁵	1,792 MW
Modelo da turbina hidráulica	Francis horizontal
Turbina 1	1,4 MW
Turbina 2	1,4 MW
Turbina 3	0,6 MW
Vazão média do rio ⁶ -	7,36 m ³ /s
Área do reservatório – incluindo a calha do rio	5.700 m ²
Densidade de potência	596 W/m ²
Fator de carga	53%
Altura máxima da represa	4 m

A tecnologia empregada no Projeto proposto é totalmente nacional.

Operação da unidade piloto Caquende Antiga

Desde agosto de 2006, existe uma unidade piloto em operação com potência instalada de 0,8 MW, no mesmo local onde a PCH Caquende será instalada, daqui em diante referida como Caquende Antiga. Conforme o parágrafo 18 da metodologia AMS-I.D (versão 16, EB 54), a eletricidade existente da Caquende Antiga ($EG_{existing,y}$) é deduzida da geração de eletricidade da atividade de projeto para se calcular o aumento líquido de eletricidade que será fornecida para rede associada ao Projeto. Isto é considerado no cálculo linha de base descrito na seção B.6.

A.4.3 Quantidade estimada de reduções de emissão ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

O volume total estimado de reduções de emissão, ao longo do período de obtenção de créditos escolhido (7 anos), é de 44.387 toneladas de CO₂ equivalentes (uma média de 6.341 toneladas de CO₂ equivalente anuais), entre maio de 2013 e abril de 2020. A média anual durante o período de obtenção de créditos das reduções estimadas (toneladas de CO₂e) está resumida na Tabela A.3.

⁵ Fonte: Estudo *Projeto Pré Básico PCH Juliões*

⁶ A vazão média do rio e dados da área do reservatório estão disponíveis no documento *ANEEL Ficha Resumo PCH Juliões*.

Tabela A.3: Média anual durante o período de obtenção de créditos das reduções estimadas (toneladas de CO₂e)

Anos	Estimativa anual de redução das emissões em toneladas de CO ₂ e
2013 (maio)	4.227
2014	6.341
2015	6.341
2016	6.341
2017	6.341
2018	6.341
2019	6.341
2020 (janeiro - abril)	2.114
Redução estimada total (toneladas de CO₂e)	44.387
Número de anos do período de obtenção de créditos (anos)	7
Média anual ao longo do período de obtenção de créditos das reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	6.341

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

O Projeto não recebe financiamento público das Partes do Anexo I.

A.4.5. Confirmação de que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente desagrupado de uma atividade de projeto de grande escala:

De acordo com as definições estabelecidas no Apêndice C, de Modalidades e Procedimentos Simplificados para Projetos de Pequena Escala no âmbito do MDL, para fins de desmembramento, os participantes do projeto confirmam que o Projeto proposto não é um componente desmembrado de uma atividade de projeto maior.

Não há nenhuma atividade registrada para projetos de pequena escala do MDL ou solicitação para registrar qualquer outra atividade de projeto de pequena escala do MDL:

- Com os mesmos participantes deste projeto;
- Na mesma categoria e tecnologia / medida de projeto;
- Registrada no período dos dois anos anteriores; e
- Cujo limite do projeto esteja dentro de 1 km do limite do projeto da atividade de pequena escala proposta, a partir do local mais próximo.

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

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

A metodologia adotada para o Projeto proposto é a que foi aprovada para projetos de pequena escala do MDL - “AMS-I.D Geração de eletricidade renovável conectada à rede” (versão 16, EB54).

Foi adotada também a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” (versão 02), visando os cálculos de linha de base.

B.2 Justificativa da escolha da categoria de projeto:

Categoria I.D – Geração de eletricidade renovável para a rede
Trata-se de uma atividade de projeto de pequena escala do MDL de tipo I, ou seja, uma atividade de projeto de energia renovável, com uma capacidade de produção máxima equivalente a até 15 megawatts.

A capacidade do Projeto proposto será de 7,4 MW e não irá exceder os 15 MW durante o período de obtenção de créditos.

B.3. Descrição do limite do projeto:

De acordo com a metodologia AMS-I.D, os limites de projeto englobam tanto o local físico como geográfico da fonte de geração renovável, sendo definidos como a eletricidade da rede fornecida pelo Projeto. Dessa forma, o âmbito espacial dos limites de projeto abrange o local do Projeto e também as usinas conectadas fisicamente ao sistema da rede e irá incluir todas as emissões diretas referentes à geração de energia.

B.4. Descrição da linha de base e seu desenvolvimento:

De acordo com a metodologia AMS-I.D aprovada (versão 16, EB54), a linha de base corresponde ao número de kWh produzidos pela unidade de geração renovável multiplicado por um coeficiente de emissão (medido em kg de CO₂e/kWh). Há duas opções que podem ser aplicadas à categoria I.D de projeto para se calcular o coeficiente de emissão:

(a) Uma margem combinada (CM) obtida ao se combinar a margem operacional (OM) com a margem de construção (BM), de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” (versão 02). Pode-se escolher qualquer um dos quatro procedimentos de cálculo da margem operacional, mas é preciso considerar as restrições de uso dos cálculos da OM Simples e da OM Média;

Ou

(b) As emissões médias ponderadas (em kg de CO₂e/kWh) do mix de geração em questão. Deve-se utilizar os dados do ano em que ocorre a geração do projeto.

No caso deste projeto, foi escolhida a opção (a) Margem Combinada.

MDL – Conselho Executivo

Os valores de BM e OM foram calculados pela Autoridade Nacional Designada (AND), de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” (versão 02), que é determinado em sete etapas⁷:

1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante;
2. Escolher se as plantas não conectadas a rede serão incluídas nos sistemas elétricos do projeto;
3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (OM);
4. Calcular o fator de emissão da margem operacional, de acordo com o método selecionado;
5. Identificar o grupo de unidades de energia a ser incluído na margem de construção (BM);
6. Calcular o fator de emissão da margem de construção;
7. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

A AND utilizou a *OM de Análise dos Dados de Despacho* para calcular o fator de emissão da margem operacional.

Os limites da linha de base, no projeto proposto, correspondem a toda a rede brasileira; dessa forma, ao se calcular o fator de emissão da Margem Operacional e o fator de emissão da Margem de Construção da linha de base, os limites foram estabelecidos no âmbito das redes brasileiras interconectadas. Em suma, a redução das emissões de gases do efeito estufa, no projeto em questão, baseia-se no fator de emissão da rede e na eletricidade fornecida pelo Projeto à rede. Os parâmetros necessários para se calcular as reduções de emissão de gases do efeito estufa são apresentados na seção B.6.2.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de pequena escala registrada no âmbito do MDL:

De acordo com os requisitos do Apêndice A do documento *Modalidades e Procedimentos Simplificados para as Atividades de Projeto de Pequena Escala no Âmbito do MDL* para demonstrar a adicionalidade do projeto proposto, os participantes devem fornecer explicação que demonstre que a atividade de projeto não iria ocorrer de qualquer forma devido a, pelo menos, uma das seguintes barreiras:

- (a) Barreira de investimento;
- (b) Barreira tecnológica;
- (c) Barreira relacionadas com a prática comum do setor;
- (d) Outras barreiras.

Há dois cenários futuros possíveis, conforme descrito abaixo:

Cenário 1 – Continuidade da prática atual: A continuidade da prática atual é a geração de eletricidade com a participação significativa de grandes usinas hidrelétricas e termelétricas (alimentadas por combustível fóssil) na rede e sem a implementação da atividade de projeto.

⁷Os dados estão publicamente disponíveis na página da internet da AND:
<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72899.html>

MDL – Conselho Executivo

Cenário 2 – Construção de novas usinas de energia renovável: A construção de PCHs, como as unidades dessa atividade de projeto, faz parte deste cenário e é considerada uma fonte de eletricidade com baixa emissão de carbono.

O cenário mais plausível será aquele que enfrentar menos barreiras.

Análise do Investimento

TIR do Projeto

O projeto é estabelecido com uma projeção da Taxa Interna de Retorno (TIR) financeiro de 12,15% ao ano, incluindo os impostos nacionais, levando-se em conta um período de 30 anos, que é o período de concessão concedido para operação do projeto conforme a legislação brasileira⁸.

O cálculo da TIR foi realizado com base nos valores descritos na Tabela B.1.

Tabela B.1: Valores usados para análise da TIR

Parâmetro	Valor	Unidade
Investimento Inicial	25.837.822	BRL
Custos Anuais de O&M	788.613	BRL
Venda líquida de eletricidade	34.427	MWh/yr
Preço da venda de eletricidade	135	BRL/MWh
Receita da venda de eletricidade	4.647.645	BRL
Tempo de vida do Projeto	30	anos
TIR do Projeto	12,15	%

A TIR do Projeto é comparada à taxa de referência SELIC⁹; considerou-se a média dos valores SELIC entre junho de 2003 e maio de 2006, quando os desenvolvedores do Projeto decidiram implementá-lo como uma atividade de projeto no âmbito do MDL. Os dados oficiais para se calcular a taxa SELIC média desses três anos foram obtidos com o *Banco Central do Brasil*¹⁰ conforme a demonstrados na planilha anexa.

O valor médio da taxa SELIC (considerando os três anos mais recentes, anteriores à data em que os participantes do projeto começaram a considerar o MDL) é de 18,32% que é consideravelmente maior que a TIR do Projeto. Em tais circunstâncias, os desenvolvedores do Projeto poderiam obter uma receita igual ou mesmo superior com depósitos em banco, uma forma mais segura que o investimento de seu dinheiro no Projeto. A receita das RCEs é seriamente considerada pelos desenvolvedores do Projeto como um incentivo a mais para investir na construção e operação das usinas, já que começaram a desenvolver esse novo negócio levando em consideração que esta receita iria compensar parcialmente o risco adicional envolvido no projeto em questão.

Considerando a diferença de tempo entre a data em que a CEI decidiu implementar o projeto como MDL e a data real de início da atividade de projeto, a análise financeira mais atual utiliza valores médios para a taxa SELIC dos três anos mais recentes antes da data real de início do projeto (os valores da SELIC de janeiro de 2005 até dezembro de 2007 são considerados).

⁸ O tempo de vida da análise financeira da TIR é estabelecido conforme decreto federal nº41.019 de 26 de fevereiro de 1957. O artigo 79 do decreto padroniza que todos os tipos de serviços de eletricidade no Brasil são concedidos por um período de concessão de 30 anos. Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/dec195741019.pdf

⁹ SELIC – O Sistema Especial de Liquidação e Custódia é o sistema de compensação mais utilizado para a maioria (cerca de 96%) dos títulos internos do governo federal.

¹⁰ Taxa SELIC no período entre junho de 2003 e maio de 2006 (<http://www.bcb.gov.br/?SELICDIA>)

A média da taxa SELIC para este período é de 15,47%, a qual ainda é mais alta que a TIR do projeto. Sob estas circunstâncias, um depósito bancário é mais atrativo e menos arriscado do que investir no projeto.

Usa-se a comparação entre a taxa SELIC e a TIR para estabelecer um parâmetro de benchmark como referência para o benchmark da CEI. Assumindo que projetos de geração de energia são investimentos mais arriscados que títulos do governo, este é mais interessante ao investidor para obter um retorno financeiro bem maior, quando comparado com a taxa de referência SELIC.

Análise de Sensibilidade

De acordo com o Guia para Avaliação da Análise de Investimentos (versão 2), anexado à Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 5.2) as variáveis que constituem mais de 20% do total de custo do projeto e do total da receita do projeto devem ser submetidas a variações, incluindo o investimento inicial.

A análise de sensibilidade foi realizada para o custo de investimento inicial, custo de O&M e preço da eletricidade. As variáveis que são mais plausíveis a variar e interferir na atratividade financeira do projeto foram selecionados. A simulação de resultados da TIR para cada cenário diferente é a seguinte:

1) Variação do Investimento Inicial

TIR	-20%	-10%	0	+10%
	15,48%	13,65%	12,15%	10,90%

A análise de sensibilidade do investimento inicial mostra que a TIR do projeto só pode alcançar o referido nível de benchmark se o investimento inicial pudesse ser reduzido cerca de 20% do caso base.

A estimativa para o custo de investimento inicial foi realizada em 2007 por uma empresa de engenharia chamada ConEnergia baseada nas especificações definidas no *Projeto Básico* (Estudo de viabilidade aprovado pela ANEEL). A CEI solicitou propostas dos fornecedores de equipamentos e empresas de construção e selecionou um fornecedor que ofereceu o melhor preço a ser encontrado.

O custo dos equipamentos equivale à maior parte do custo de investimento inicial, o que corresponde a 57%. Levando em consideração que a taxa de inflação tem aumentado no Brasil e que o custo do equipamento é fixado no contrato assinado em 2008 com o fornecedor, é improvável que o preço do equipamento seja reduzido em 20% e assim o custo do investimento inicial.

2) Variação do custo de O&M

TIR	-100%	-10%	0	+10%
	15,39%	12,48%	12,15%	11,82%

A análise de sensibilidade do custo de O&M mostra que a TIR do projeto só pode alcançar o referido nível de benchmark se o custo de O&M pudesse ser eliminado (redução de 100%).

O custo de O&M aplicado para o cálculo da TIR foi derivado da estimativa de custo de O&M realizada pela CEI baseado na experiência do projeto piloto. O custo é baseado no que é necessário para a operação diária da usina do projeto sob condições normais. Reduzir este custo

MDL – Conselho Executivo

a tal medida representará riscos não apenas de operação como também de segurança da manutenção adequada do projeto. Portanto, não é provável reduzir os custos de O&M para atingir o nível onde a TIR alcançou o benchmark.

O custo de O&M pode ser afetado devido ao custo mais alto de mão de obra provocado pela inflação, e qualquer aumento nos custos resulta na redução da TIR do projeto.

3) Variação do preço de eletricidade

Preço de eletricidade (BRL/MWh)	122,00	135,00	149,00	158,50
	-10%	0	+10%	+17,41%
TIR	10,05%	12,15%	14,11%	15,47

O preço da eletricidade para este projeto foi estimado em R\$ 135,00 MWh, quando o projeto foi avaliado. A estimativa se refere ao preço mais alto de fechamento no leilão de energia da ANEEL para fontes de energia renovável em 2007, registrado com número de leilão 03-2007¹¹. Este foi o primeiro leilão em que pequenas centrais hidrelétricas foram vencedoras. A análise de sensibilidade fornecida acima estuda a variação do preço de eletricidade a ser determinado e fixado no Contrato de Compra e Venda de Energia.

A Figura B.1 apresenta os resultados de leilões de fontes hidrelétricas de 2005 a 2007 e a linha de tendência para os preços de fechamento mais altos. Os preços de fechamento mais altos de 2005 a 2007 variam de R\$ 129,67/MWh a R\$ 135,98/MWh apresentando um aumento de 4%. Se o preço continuar a subir 4% a cada dois anos até 2011, que é o ano que está planejado para o PPA ser assinado, a projeção do preço alcança R\$ 146/MWh, que ainda está abaixo do benchmark.

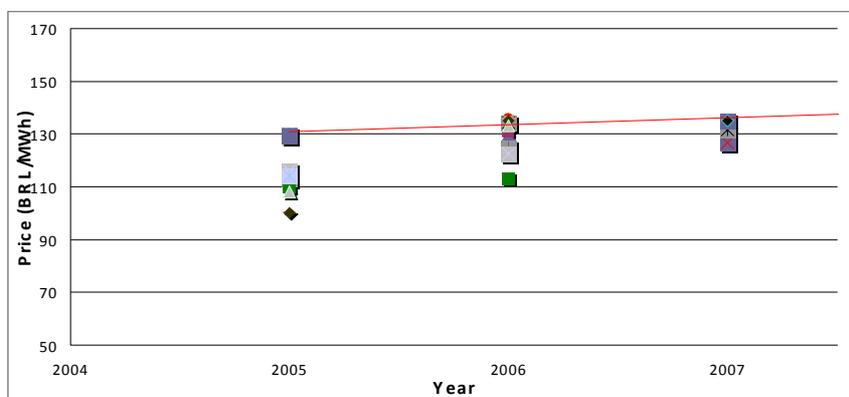


Figura B.1: Resultados dos leilões para centrais hidrelétricas

Análise de Barreiras

Barreira de investimento

O alto nível de garantias necessário para se financiar um projeto de energia no Brasil constitui uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguros, garantias financeiras e consultoria financeira são requisitos que elevam o custo do projeto e apresentam-se como barreiras ao financiamento do Projeto.

¹¹ Informação obtida do site da ANEEL: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/edital_geracao.cfm

O Projeto será desenvolvido com 80% de financiamento a projetos. Para financiar a construção, a CEI pretende obter um empréstimo de um banco de desenvolvimento, tal como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

O BNDES é a única instituição que efetua empréstimo de longo prazo, no Brasil, capaz de cobrir entre 60% e 80% dos custos de projeto. Isto irá exigir uma taxa TJLP¹² de 9,75%, além de um spread de 3% a 4%, para um prazo de 12 anos e um período de carência de 6 meses. No entanto, os empréstimos de longo prazo do BNDES estão normalmente disponíveis para grandes tomadores de empréstimos corporativos, com um valor de crédito já estabelecido, e para iniciativas especiais do governo – nenhum dos quais se aplica ao caso do Projeto. Assim sendo, é provável que o Projeto possa garantir menos que o valor previsto originalmente ou mesmo deixe de obter um empréstimo do BNDES. Isto irá fazer com que os desenvolvedores do Projeto procurem outras formas de financiamento.

Outra dificuldade enfrentada pela CEI é que os potenciais compradores de eletricidade do setor privado que estão em negociação com a empresa exigem Acordos de Compra de Energia (PPAs) com uma duração de 10 anos, no máximo. É improvável que a CEI garanta o pagamento de empréstimos sem uma receita de energia elétrica após esse período de 10 anos. A CEI preocupa-se com o fato de fechar acordos de PPAs com um período de duração inferior ao período de pagamento do empréstimo.

Confrontado com essas dificuldades relativas ao financiamento de projetos, a receita adicional proveniente da venda de RCEs tornou-se um pré-requisito para a implementação do Projeto.

Com relação ao Cenário 1, há menos incerteza para se obter financiamento de longo prazo para grandes hidrelétricas e para as grandes corporações já estabelecidas, que normalmente são os proprietários de usinas termelétricas, em comparação ao Projeto.

Além disso, o cronograma do projeto e a data de implementação do projeto estão dois anos atrasados devido às barreiras em encontrar fontes de investimentos e ao tempo requerido para obter licenças ambientais.

Barreiras relacionadas com a prática comum do setor

A prática comum no Brasil tem sido a construção de usinas hidrelétricas de grande escala, sendo que mais recentemente têm sido incluídas as usinas termelétricas movidas a combustível fóssil com gás natural, que também recebem incentivos do governo. De acordo com a Base de Dados de Geração de Energia de 2007 (BIG – *Banco de Informações de Geração*, atualizada em 08/11/2007) criada pela ANEEL¹³, 21,09% da eletricidade no país é gerada por usinas termelétricas e esse número tende a crescer em curto prazo, uma vez que 47,45% dos projetos aprovados entre 1998 e 2007 são usinas termelétricas (comparadas com apenas 12,43% das usinas hidrelétricas de pequena escala). Somente 1,75% da capacidade instalada do Brasil é gerada por fontes de PCH (1,75 GW de um total de 100,17 GW).

Além disso, dos 6,64 GW sob construção no país, somente 1,2 GW será gerado por PCHs e 3,93 GW serão gerados por grandes usinas hidrelétricas.

Além disso, essa é a primeira vez que o desenvolvedor do projeto investe nesse tipo de projeto. Foi iniciado um projeto piloto, conforme descrito na seção A.4.2, para a obtenção de

¹² Taxa de Juros de Longo Prazo do BNDES

¹³ ANEEL Geração Banco de dados 2007. Disponível em (www.aneel.gov.br).

MDL – Conselho Executivo

conhecimento sobre o setor de eletricidade e especialmente sobre a geração de eletricidade através de usinas hidrelétricas de pequena escala.

Outras barreiras

A atividade de projeto (Cenário 2) se depara com uma barreira inerente a usinas do tipo fio d’água que é o risco hidrológico. Para usinas do tipo fio d’água, a geração de energia depende diretamente da variação natural da vazão do rio, uma vez que não há reservatório para controlar a vazão de água a ser distribuída às turbinas para a geração de energia.

De acordo com os dados obtidos da *Agência Nacional de Águas (ANA)*¹⁴ há variações significativas na vazão do rio na região onde serão implementadas as centrais hidrelétricas. Essa variação da vazão do rio interfere diretamente com a quantidade potencial de eletricidade que as usinas são capazes de gerar. Os dados da Tabela B.2 indicam um resultado médio da simulação de geração de eletricidade para ambos os locais do projeto, com base nos locais oficiais das estações que medem taxas de vazão do rio de 1939 a 2005, tal como descrito no *Projeto Básico* (Estudo de viabilidade aprovado pela ANEEL). Os resultados da simulação de cada ano são mostrados no Anexo 5).

Tabela B.2: Geração média de eletricidade simulada para as PCHs Caquende e Juliões¹⁵

Período de 1939 a 2005	Caquende (kW _{média})	Juliões (kW _{média})
		2.138

O desenvolvedor do projeto assumiu que a eletricidade potencial a ser gerada pelo projeto é a média dos valores calculados para o período de 1939 a 2005, para cada PCH.

Os anos de 1990, 1999 e o período de 2001-2003 apresentaram condições críticas que levaram a uma simulação de geração de eletricidade mais baixa, conforme mostra o Anexo 5. De forma similar, há uma possibilidade, que depois da implementação do projeto, a geração de energia seja menor que a média. Nesse caso, a receita seria menor que a prevista.

Por outro lado, o Cenário 1, as grandes usinas hidrelétricas, não estão sujeitas a riscos hidrológicos e as usinas movidas por queima de combustível fóssil podem gerar energia sob demanda.

O resultado da análise de barreiras mostra que o Cenário 2, o cenário de atividade de projeto, se depara com barreiras significativas em comparação ao Cenário 1, continuação da prática atual, sem que seja implementado como uma atividade de projeto MDL.

Além disso, o Cenário 2, não é o cenário de negócio habitual em um país onde predomina no setor a construção de projetos como grandes hidrelétricas e usinas termelétricas a combustível fóssil. Com o benefício financeiro resultante das RCEs, o que é adicional ao da receita da venda de eletricidade, prevê-se que os desenvolvedores do projeto se beneficiariam dessa nova fonte

¹⁴ Agência Nacional de Águas (<http://hidroweb.ana.gov.br/>)

¹⁵ Fonte: Estudos *Projeto Básico PCH Caquende e Projeto Básico PCH Juliões*

MDL – Conselho Executivo

de receita e poderiam então decidir desenvolver projetos similares. Rendimentos adicionais podem ser obtidos pela venda de eletricidade à rede.

Dessa forma, pode-se concluir que a atividade de projeto proposta é adicional.

Consideração prévia e ações em andamento

Conforme o EB49 Anexo 22, atividades de projeto com data de início antes de 2 de agosto de 2008, para a qual a data de início foi anterior a data de publicação do DCP para consulta global das partes interessadas, é necessário demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto.

Tal demonstração exige que os seguintes elementos sejam atendidos:

- (a) *O participante do projeto deve demonstrar conhecimento prévio do MDL antes da data de início da atividade de projeto e que os benefícios do MDL foram um fator decisivo na decisão de implementar o projeto. São consideradas evidências disso, entre outros, atas e/ou notas explicativas relativas à análise da decisão tomada pelo Conselho Diretivo, ou equivalente, do participante do projeto, para implementar o projeto como atividade de projeto no âmbito do MDL.*

O entendimento da CEI sobre o MDL antes da data de início da atividade de projeto e que os benefícios do MDL foram um fator decisivo para implementar o Projeto é melhor demonstrado pelo fato que a CEI assinou um acordo de serviço de consultoria com a MUMSS (então MUS) em outubro de 2006 com o objetivo desenvolver o projeto como atividade de projeto no âmbito do MDL.

- (b) *O participante do projeto deve indicar, por meio de evidências confiáveis, que medidas contínuas e reais foram tomadas para garantir que o projeto fosse registrado no âmbito do MDL, paralelamente à sua implementação. São evidências disso, entre outros, contratos com consultores para prestação de serviços relativos ao MDL/DCP/metodologia, Contratos de Compra de Redução de Emissões ou outra documentação relativa à venda de RCEs potenciais (incluindo correspondência com instituições financeiras multilaterais ou fundos de carbono), evidência de contrato ou negociação com uma EOD para serviços de validação, submissão de uma nova metodologia ao Conselho Executivo do MDL, publicação em jornal, reuniões com a AND, correspondência anteriores sobre o projeto com a AND ou com o secretário da CQNUMC.*

Tabela B.3: Resumo dos eventos chaves para a consideração prévia e ações contínuas

Data	Eventos chaves
28 de setembro de 2007	Publicação do DCP para consulta global das partes interessadas como um passo para o processo de validação
3 de dezembro de 2007	Submissão de documentos para agência ambiental local para obter as licenças ambientais
Março a maio 2008	Aprovação do <i>Projeto Básico</i> (estudo de viabilidade) pela ANEEL
12 de março de 2008	Contrato com os fornecedores de turbinas
16 de fevereiro de 2009	Concessão da licença ambiental para instalação da usina

Como mostrado na Tabela B.3, a CEI considerou o incentivo do MDL antes da data de início da atividade de projeto, e tem tomado ações reais e contínuas para assegurar o status do MDL; pode ser observado que as exigências do EB49 Anexo 22 foram cumpridas.

Considerando o "Glossário de Termos do MDL", a data de início da atividade de projeto no âmbito do MDL é definida como "a data mais cedo entre a implementação ou a construção ou a

MDL – Conselho Executivo

ação real do início da atividade de projeto”. A partir desta definição, o cronograma do projeto é analisado acima.

A data de início do projeto é 12 de março de 2008, que é a data de assinatura do contrato com o fornecedor da turbina.

A construção de ambas usinas foram inicialmente planejadas para começar em abril de 2008, entretanto foi adiado para 2012 devido à dificuldade em obter o financiamento.

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

A redução de emissão obtida pelo projeto Pequenas Centrais Hidrelétricas Caquende e Juliões é calculada de acordo com a metodologia AMS-I.D (versão 16, EB54).

Cálculos do fator de emissão

Os dados tais como capacidade instalada, produção de eletricidade e consumo de diferentes tipos de combustíveis para cada usina foram disponibilizados pelo ONS¹⁶ e os cálculos foram determinados pela AND (conforme descritos na Seção B.6.2).

De acordo com a metodologia aprovada AMS-I.D (versão 16, EB54), há duas opções que podem ser aplicadas à categoria de projeto I.D para calcular o fator de emissão de linha de base:

(a) Uma margem combinada (CM), composta pela combinação da margem operacional (OM) com a margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” (versão 02). Qualquer um dos quatro procedimentos pode ser utilizado para calcular a margem operacional, mas é preciso considerar as restrições para utilizar os cálculos da OM Simples e da OM Média;

Ou

(b) As emissões por médias ponderadas (em kg CO₂e/kWh) do mix de geração atual. Devem ser utilizados os dados do ano em que ocorrer a geração do projeto.

As margens BM e OM foram calculadas pela Autoridade Nacional Designada (AND), de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” (versão 02), que são determinadas pelas sete etapas seguintes¹⁷:

1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante;
2. Escolher se as plantas não conectadas à rede serão incluídas nos sistemas elétricos do projeto;
3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (OM);
4. Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado;
5. Identificar o grupo de unidades de energia a ser incluído na margem de construção (BM);
6. Calcular o fator de emissão da margem de construção;
7. Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

¹⁶ Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional.

¹⁷ Dados disponíveis na página da AND em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72899.html>

MDL – Conselho Executivo

Etapa 1: Identificar o sistema de energia elétrica relevante

O sistema de energia elétrica foi identificado pela AND.

Etapa 2: Escolher se plantas não conectadas à rede serão incluídas nos sistemas elétricos do projeto

Opção I: Somente plantas conectadas à rede são incluídas nos cálculos.

Etapa 3: Selecionar um método para determinar a margem operacional (OM)

Quatro procedimentos distintos são sugeridos pela metodologia para determinar o fator de emissão da margem operacional. Tais procedimentos são:

- (a) Margem Operacional Simples;
- (b) Margem Operacional Ajustada Simples;
- (c) Margem Operacional por Análise de Dados de Despacho;
- (d) Margem Operacional Média.

O método (c) *Margem Operacional por Análise de Dados de Despacho* foi selecionado pela AND.

Etapa 4: Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado

O método *Margem Operacional por Análise de Dados de Despacho* foi selecionado a partir das quatro opções propostas na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” e é calculado da seguinte forma:

$$EF_{\text{gridOM} - \text{DD}, y} = \frac{\sum_h EG_{\text{PJ}, h} \cdot EF_{\text{EL}, \text{DD}, h}}{EG_{\text{PJ}, y}} \quad (1)$$

Onde:

$EF_{\text{gridOM-DD}, y}$: Fator de emissão de CO₂ da margem operacional por análise de dados de despacho no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{\text{PJ}, h}$: Eletricidade deslocada pela atividade de projeto na hora h do ano y (MWh)

$EF_{\text{EL}, \text{DD}, h}$: Fator de emissão de CO₂ para unidades de energia da rede no ponto mais alto da ordem de despacho em hora h e ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{\text{PJ}, y}$: Eletricidade total deslocada pela atividade de projeto no ano y (MWh)

h: Horas no ano y em que a atividade de projeto está deslocando eletricidade da rede

y: Ano em que a atividade de projeto está deslocando eletricidade da rede

O fator de emissão de CO₂ da margem operacional será calculado *ex-post* com base nos dados do ano em que a atividade de projeto desloca energia da rede e o fator de emissão será atualizado anualmente durante o monitoramento.

Para estimativas de RCEs, nas seções A.4.3 e B.6.4, o fator de emissão de CO₂ da margem operacional de 2007 foi considerado.

Etapa 5: Identificar o grupo de unidades de energia a ser incluído na margem de construção (BM)

MDL – Conselho Executivo

A AND definiu essa etapa com base nos procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” (versão 02).

Etapa 6: Calcular o fator de emissão da margem de construção (EF_{BM})

A equação utilizada para calcular o fator de emissão da margem de construção é a seguinte:

$$EF_{gridBM, y} = \frac{\sum_m EG_{m, y} \times EF_{EL, m, y}}{\sum_m EG_{m, y}} \quad (2)$$

Onde:

$EF_{gridBM, y}$: Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{m, y}$: Quantidade líquida de eletricidade gerada e fornecida à rede por unidade de energia m no ano y (MWh)

$EF_{EL, m, y}$: Fator de emissão de CO₂ de unidade de energia m no ano y (tCO₂/MWh)

m: Unidades de energia incluídas na margem de construção

y: Ano mais recente com histórico de dados de geração de energia disponíveis

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” (versão 02), o fator de emissão da margem de construção pode ser calculado utilizando uma das seguintes opções:

Opção 1: Para o primeiro período de obtenção de crédito, calcular o fator de emissão da margem de construção *ex-ante* com base nas informações mais recentes disponíveis nas unidades já construídas para o grupo de amostra m no momento da submissão do DCP–MDL à EOD para validação. Para o segundo período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base nas informações mais recentemente disponíveis sobre unidades já construídas no momento da submissão da solicitação de renovação do período de obtenção de crédito à EOD. Para o terceiro período de obtenção de crédito, deve ser utilizado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de crédito. Essa opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de obtenção de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção deverá ser atualizado anualmente *ex-post*, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se não houver informações disponíveis até o ano do registro, deve-se incluir as unidades construídas até o último ano cujas informações estejam disponíveis. Para o segundo período de obtenção de crédito, o fator de emissão da margem de construção deverá ser calculado *ex-ante*, conforme descrito na opção 1 acima. Para o terceiro período de obtenção de crédito, deve ser utilizado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de crédito.

A opção 2 foi selecionada entre as duas opções propostas.

MDL – Conselho Executivo

Etapa 7: Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

O fator de emissão da linha de base é calculado como a média ponderada do fator de emissão da margem de operação e do fator de emissão da margem de construção da seguinte forma:

$$EF_{gridCM,y} = EF_{gridOM,y} \times W_{OM} + EF_{gridBM,y} \times W_{BM} \quad (3)$$

Onde:

$EF_{gridBM,y}$: Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh)

$EF_{gridOM,y}$: Fator de emissão de CO₂ da margem operacional no ano y (tCO₂/MWh)

W_{OM} : Fator de ponderação do fator de emissões da margem operacional (%)

W_{BM} : Fator de ponderação do fator de emissões da margem de construção (%)

O fator de ponderação padrão de 50% foi utilizado para ambos os fatores de emissão, margem operacional e margem de construção.

Emissões de Linha de Base

A unidade piloto Caquende Antiga é uma instalação existente que será necessariamente desligada quando a atividade de projeto começar a operar.

De acordo com o parágrafo 18 da metodologia AMS-I.D (versão 16, EB54), se a unidade existente for desligada, a atividade de projeto não deverá obter créditos para geração de eletricidade proveniente dos mesmos recursos renováveis que de outra maneira teriam sido usados pela unidade existente. Portanto, a linha de base de energia corresponde ao aumento líquido na eletricidade gerada associada ao projeto e é calculada conforme a seguir:

$$BE_{addco2,y} = (EG_{PJ,add,y} - EG_{BL,existing,y}) * EF_{CO2} \quad (4)$$

Onde:

$EG_{PJ, add,y}$: A energia elétrica líquida total fornecida à rede no ano y por todas as unidades, unidades de projeto existentes e novas (MWh)

$EG_{BL, existing,y}$: A energia elétrica líquida estimada que seria gerada e fornecida à rede pelas unidades existentes (instaladas antes da atividade de projeto) no ano (y) na ausência da atividade de projeto (MWh)

$EG_{existing,y}$ é dado por:

$$EG_{BL, existing,y} = \text{MAX} (EG_{actual,y}, EG_{estimated,y}) \text{ até DATE}_{BaselineRetrofit} \quad (5)$$

Onde:

$EG_{actual,y}$: A quantidade real, medida de energia elétrica líquida gerada e fornecida à rede pelas unidades existentes no ano y (MWh)

$EG_{BL, existing,y} = 0$, *na/após* DATE_{BaselineRetrofit}

MDL – Conselho Executivo

Cálculo das emissões da atividade de projeto

De acordo com a metodologia AMS-I.D (versão 16, EB54), para fontes renováveis como pequenas hidrelétricas, as emissões de projeto (PE_y) são iguais a 0 tCO₂e.

Fuga

Não há nenhum equipamento de geração de energia transferido de outra atividade e nenhum equipamento existente transferido para outra atividade que faça parte da atividade de projeto. Não há fugas resultantes da implementação do projeto, assim sendo, a Fuga (L_y) é 0 tCO₂e.

Reduções de emissão

Os cálculos de reduções de emissão do projeto são demonstrados na Seção B.6.3.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Os dados disponíveis para a validação são descritos nas tabelas abaixo:

Dado/parâmetro:	$EG_{BL, existing, y}$
Unidade do dado:	kWh/y
Descrição:	A energia elétrica líquida estimada que seria gerada e fornecida à rede pelas unidades existentes (instaladas antes da atividade de projeto) no ano y e na ausência da atividade de projeto.
Fonte de dado usada:	Calculado de acordo com a metodologia AMS-I.D (versão 16, EB54)
Valor usado:	7.008.000
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente utilizados:	$EG_{estimated, y} \acute{e} > que EG_{actual, y}$
Comentário:	

Dado/parâmetro:	$EG_{actual, y}$
Unidade do dado:	kWh/y
Descrição:	A quantidade real, medida de energia elétrica líquida gerada e fornecida à rede pela unidade existente em 2008.
Fonte de dado usada:	De acordo com os dados medidos pela CEMIG e consolidados pela <i>Cooperativa de Serviços e Negócios em Energia</i> (ConEnergia).
Valor usado:	4.227.090
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente utilizados:	
Comentário:	

Dado/parâmetro:	$EG_{estimated,y}$
Unidade do dado:	kWh/y
Descrição:	A energia elétrica líquida estimada que seria gerada pelas unidades existentes no âmbito da disponibilidade observada dos recursos renováveis (ex. condições hidrológicas) por ano y.
Fonte de dado usada:	De acordo com a Portaria da ANEEL Diretiva N°52
Valor usado:	7.008.000
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente utilizados:	
Comentário:	

B.6.3. Cálculo *ex-ante* das reduções de emissões:

Cálculo do Fator de Emissão da Margem de Operação por Análise de Dados de Despacho

O fator de emissão da margem de operação é calculado conforme abaixo:

$$EF_{gridOM - DD, y} = \frac{\sum_h EG_{PJ, h} \times EF_{EL, DD, h}}{EG_{PJ, y}} = 0,2909 \text{ tCO}_2\text{e/MWh} \quad (6)$$

O fator de emissão da margem de construção é calculado como segue:

$$EF_{gridBM, y} = \frac{\sum_m EG_{m, y} \times EF_{EL, m, y}}{\sum_m EG_{m, y}} = 0,0775 \text{ tCO}_2\text{e/MWh} \quad (7)$$

O fator de emissão da margem combinada é calculado por meio de uma fórmula de média ponderada, considerando um valor padrão de ponderação de 50% para ambos OM e BM como segue:

$$EF_{gridCM, y} = 0,50 \times 0,2909 + 0,50 \times 0,0775 = 0,1842 \text{ tCO}_2\text{e/MWh} \quad (8)$$

Cálculo das Reduções de Emissões

As reduções de emissões (ER_y) pela atividade de projeto durante um determinado ano y é a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões devido à fuga (Ly) como segue:

$$ER_y = BE_{y,y} - PE_{y,y} - L_{y,y} = 6.341 - 0 - 0 = 6.341 \quad (9)$$

As emissões de linha de base seriam então proporcionais à eletricidade fornecida à rede por toda a vida útil do Projeto. As emissões de linha de base (BE_y em tCO_2) são o produto do fator das emissões da linha de base (EF_y em tCO_2/kWh) multiplicado pela energia elétrica da linha de base $BE_{addco2,y}$ expressada em kWh de eletricidade produzida pela unidade de geração renovável, da seguinte forma:

$$BE_y = BE_{addco2,y} \times EF_{CO_2} = 34.426.800 \times 0,1842 = 6.341 \quad (10)$$

A energia elétrica da linha de base ($BE_{addco2,y}$) corresponde ao aumento líquido da eletricidade gerada associado com o projeto e é calculado como abaixo:

$$EG_{add,y} = EG_{PJ,y} - EG_{existing,y} = 41.434.800 - 7.008.000 = 34.426.800 \quad (11)$$

$$EG_{existing,y} = \text{MAX}(EG_{actual,y}, EG_{estimated,y}) = \text{MAX}(4.227.090; 7.008.000) = 7.008.000 \quad (12)$$

Dessa forma, a emissão da linha de base é a seguinte:

$$BE_y = (41.434,8 \text{ MWh} - 7.008 \text{ MWh}) \times 0,1842 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 6.341 \text{ tCO}_2\text{e}$$

Em conformidade com a metodologia AMS-I.D (versão 16), as emissões do projeto são consideradas zero.

$$PE_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e}$$

A metodologia exige o cálculo de fuga se o equipamento gerador de energia foi transferido de uma atividade ou se o equipamento existente for transferido para outra atividade. Uma vez que nenhum dos casos é aplicável à atividade de projeto, não há fuga a ser considerada.

$$Ly = 0 \text{ tCO}_2\text{e}$$

Portanto, tanto a emissão do projeto quanto a fuga é considerada zero, $PE_y + Ly = 0$.

Assim a redução de emissão (ER_y) é calculada da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y - Ly$$

$$ER_y = 6.341 \text{ tCO}_2\text{e}$$

B.6.4. Síntese da estimativa *ex-ante* das reduções de emissões:

O projeto proposto adota o período renovável de obtenção de crédito de 7 anos. O primeiro período para a obtenção de crédito é de maio de 2013 a abril de 2020. As reduções de emissões no primeiro período de obtenção de crédito podem ser encontradas resumidas na Tabela B.4.

Tabela B.4: Reduções de emissões no primeiro período de obtenção de crédito

Ano	Estimativa da emissão da atividade de projeto (tCO ₂ e)	Estimativa da emissão de linha de base (tCO ₂ e)	Estimativa da emissão por fuga (tCO ₂ e)	Estimativa de reduções de emissão (tCO ₂ e)
2013 (a partir de maio)	0	4.227	0	4.227
2014	0	6.341	0	6.341
2015	0	6.341	0	6.341
2016	0	6.341	0	6.341
2017	0	6.341	0	6.341
2018	0	6.341	0	6.341
2019	0	6.341	0	6.341
2020 (até abril)	0	2.114	0	2.114
Média (tCO ₂ e)	0	6.341	0	6.341
Total (tCO ₂ e)	0	44.387	0	44.387

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

O projeto proposto adota o cálculo *ex-post* do fator de emissão da rede, dessa forma, tanto a eletricidade fornecida à rede, gerada pelas usinas hidrelétricas propostas, quanto o fator de emissão da rede precisarão ser monitorados durante o período de obtenção de crédito.

B.7.1. Dados e parâmetros monitorados:

Dado/parâmetro:	$EG_{PJ,h}$ e $EG_{PJ,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	A energia elétrica líquida total fornecida à rede no ano y por todas as unidades, as unidades do projeto novas e as existentes.
Fonte de dado usada:	Desenvolvedor do projeto
Valor do dado usado para o propósito de calcular as emissões de reduções esperadas na seção B.5:	34.426,80
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem utilizados:	As leituras do medidor de eletricidade serão feitas e registradas de acordo com os requisitos das normas nacionais.
Procedimentos de GQ/CQ a serem utilizados:	O equipamento de medição/monitoramento deve adotar o sistema de automação coligada em conformidade com as normas e tecnologias adequadas. Esses equipamentos e sistemas são propriedades do desenvolvedor do projeto e serão calibrados e verificados de acordo com os requisitos das normas nacionais. Medições e registros serão realizados mensalmente.
Comentário:	

MDL – Conselho Executivo

Dado/parâmetro:	$EF_{OM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem operacional
Fonte de dado usada:	Calculado de acordo com os dados do ONS
Valor do dado usado para o propósito de calcular as emissões de reduções esperadas na seção B.5:	0,2909 referente ao ano 2007
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente utilizados:	De acordo com os cálculos da AND com base na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade (versão02), este dado será calculado <i>ex-post</i> , baseado nos dados do ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade da rede. Os dados são anualmente atualizados durante o período de monitoramento.
Comentário:	Usado para determinar o fator de emissão da margem combinada $EF_{gridCM,y}$

Dado/parâmetro:	$EF_{BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de construção
Fonte de dado usada:	Calculado de acordo com os dados do ONS
Valor do dado usado para o propósito de calcular as emissões de reduções esperadas na seção B.5:	0,0775 referente ao ano 2007
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente utilizados:	De acordo com os cálculos da AND baseado na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade ” (versão02), será calculado <i>ex-post</i> , baseado nos dados do ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade de rede. Os dados são anualmente atualizados durante o período de monitoramento.
Comentário:	É usado para determinar o fator de emissão da margem combinada $EF_{gridCM,y}$

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

De acordo com a AMS-I.D (versão 16), o monitoramento deve consistir na medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

A eletricidade líquida que será fornecida à rede é monitorada pelo medidor de eletricidade de propriedade do desenvolvedor do projeto e verificada pela CCEE¹⁸, que é responsável pelo monitoramento, contabilidade e registro da eletricidade líquida fornecida a todas as unidades conectadas à rede.

Todos os procedimentos para a medição da eletricidade são definidos pelo ONS de acordo com o *Módulo 12*¹⁹ do documento de Procedimentos de Rede.

¹⁸ CCEE (www.ccee.org.br)

¹⁹ Procedimentos de Rede *Módulo 12* disponível em: www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx.

MDL – Conselho Executivo

A CEI terá um gerente de MDL que será responsável pelo monitoramento e registro de todos os dados, de acordo com os procedimentos de arquivamento do documento de procedimentos do ONS. Os dados serão armazenados eletronicamente, de forma sistemática e transparente.

O gerente de MDL irá rever os dados arquivados e apresentar regularmente um conjunto completo de documentação. A documentação conterá o procedimento de cálculo bem como a estimativa de redução de emissão de acordo com a eletricidade fornecida à rede pelo Projeto a cada ano.

O gerente do MDL será responsável também pelo monitoramento dos parâmetros descritos na Seção B.7.1.

O gerente do MDL será responsável pela organização e treinamento de quaisquer outros membros do quadro de funcionários da CEI que possam estar envolvidos no monitoramento, medição e elaboração de relatórios técnicos.

Todos os dados monitorados e necessários para verificação e emissão serão mantidos por um mínimo de dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer posteriormente.

B.8 Data de término da aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(is):

O estudo da metodologia de linha de base e de monitoramento do projeto proposto foi concluído em 28/06/2008.

A entidade responsável pela determinação da metodologia do estudo de linha de base e de monitoramento é o Comitê Financeiro de Energia Limpa, Mitsubishi UFJ Morgan Stanley Securities Co., Ltd.

Os detalhes de contato podem ser encontrados no Anexo 1.

MDL – Conselho Executivo

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

C.1 Duração da atividade de projeto:

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

12/03/2008

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

30 anos

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

C.2.1. Período de obtenção de crédito renovável:

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

01/05/2013 ou a data de registro, a que ocorrer por último.

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

7 anos

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não aplicável.

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável.

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Se solicitado pela Parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:**

De acordo com a legislação ambiental brasileira, há dois tipos de projetos de hidrelétricas de pequena escala: (a) aqueles que requerem o *Relatório Ambiental Preliminar* (RAP), e (b) aqueles que requerem o *Estudo de Impacto Ambiental* (EIA) e o *Relatório de Impacto Ambiental* (RIMA).

O processo de licenciamento ambiental começa com um estudo preliminar feito pela agência ambiental local. Após a sua conclusão se o projeto for considerado ambientalmente viável, os desenvolvedores do projeto precisam preparar a avaliação ambiental de acordo com a complexidade do projeto e seus potenciais impactos ambientais. Para projetos que causam baixo impacto ambiental, a Agência Ambiental solicita somente o RAP. Para projetos mais complexos ou com potenciais impactos negativos, tanto o EIA quanto o RIMA são necessários.

Para este Projeto, a agência ambiental local – *Fundação Estadual do Meio Ambiente* (FEAM)²⁰ solicitou o RAP, porque o projeto causa impacto ambiental relativamente baixo.

O RAP, que é também localmente conhecido como *Relatório de Controle Ambiental* (RCA), de acordo com a FEAM, é composto pelas seguintes informações:

- Motivos para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, incluindo informações sobre o reservatório e utilidades;
- Diagnóstico preliminar do Meio Ambiente levando em consideração os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativas preliminares sobre os impactos do projeto, e
- Possíveis medidas de mitigação e programas ambientais.

O resultado da submissão bem sucedida destas avaliações é a obtenção de aprovação da licença preliminar (LP).

Para obter a licença de instalação (LI), dependendo da decisão da agência ambiental local no momento é que a LP é concedida, é necessário apresentar ou: (a) informações adicionais simplificadas para a avaliação prévia, ou seja, o estudo preliminar; (b) uma nova avaliação mais detalhada; ou (c) o Projeto Básico Ambiental. A licença de operação (LO) pode ser obtida com os resultados dos testes pré-operacionais durante a fase de construção, que verifica se todos os requisitos da agência ambiental local foram atendidos.

O Projeto recebeu a LI em fevereiro de 2009. A CEI pretende solicitar a LO durante o período de construção, a fim de iniciar a operação em maio de 2013.

²⁰<http://www.feam.br/>

MDL – Conselho Executivo

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

Nenhum impacto ambiental negativo significativo é esperado decorrente da atividade de projeto.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

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

A Autoridade Nacional Designada Brasileira, *Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*, solicita comentários das partes interessadas locais e um relatório de validação por uma EOD autorizada como um pré-requisito para a emissão da carta de aprovação, de acordo com a Resolução No. 1, de 11 de setembro de 2003. A resolução estipula que cópias dos convites para comentários sejam enviadas às seguintes partes envolvidas e afetadas pelas atividades do projeto:

- Governos e Câmara Municipais;
- Agências Ambientais Estaduais e Municipais;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Associações comunitárias;
- Ministério Público.

Cartas de convites foram enviadas às partes em 3 de setembro de 2007 (cópias dessas cartas e as respectivas confirmações postais de recebimento podem ser obtidas sob solicitação). A Tabela E.1 mostra todas as partes interessadas que foram consultadas e seus respectivos endereços.

MDL – Conselho Executivo

Tabela E.1: Nomes e endereços das partes interessadas consultadas

PARTES INTERESSADAS	ENDEREÇOS
<i>Prefeitura de Bonfim</i>	<i>Av. Governador Benedito Valadares, 170-Bonfim-MG-35521-000</i>
<i>Secretaria Municipal de Meio Ambiente, Serviços Urbanos e Obras de Bonfim</i>	<i>Av. Governador Benedito Valadares, 170-Bonfim-MG-35521-000</i>
<i>Prefeitura de Piedade dos Gerais</i>	<i>R. Presidente Vargas, 33-Piedade dos Gerais-MG-35526-000</i>
<i>Secretária de Agricultura e Meio Ambiente do Município de Piedade dos Gerais</i>	<i>R. Presidente Vargas, 33-Piedade dos Gerais-MG-35526-000</i>
<i>Câmara de Vereadores de Bonfim</i>	<i>Av. João Batista de Paiva Campos, 311-Bonfim-MG-35521-000</i>
<i>Câmara Municipal de Piedade dos Gerais</i>	<i>Pça. Padre Pedro Thysen, 226-Piedade dos Gerais-MG-35526-000</i>
<i>SEMAD – Sec. de Estado de Meio-Ambiente e Desenvolvimento Sustentável</i>	<i>R. Espírito Santo, 495-Belo Horizonte-MG-30160-030</i>
<i>FEAM – Fundação Estadual do Meio Ambiente</i>	<i>R. Espírito Santo, 495-Belo Horizonte-MG-30160-030</i>
<i>FBOMS - Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento</i>	<i>SCS, Quadra 08, Bloco B-50 Venâncio 2000, Sala 105 Brasília-DF-70333-900</i>
<i>Ministério Público de Bonfim</i>	<i>Av. Governador Benedito Valadares, 196-Bonfim-MG-35521-000</i>
<i>Ministério Público do Estado de Minas Gerais Sede da Procuradoria-Geral de Justiça</i>	<i>Av. Álvares Cabral, 1690-Belo Horizonte-MG-30170-001</i>
<i>Ministério Público Federal</i>	<i>SAF Sul Quadra 4 Conjunto C-Brasília-DF-70050-900</i>
<i>IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis</i>	<i>SCEN Trecho 2-Ed. Sede-Cx. Postal 09870-Brasília-DF-70818-900</i>
<i>Associação Mineira dos Produtores de Bucha Vegetal</i>	<i>Pç. Rute Brandão Azeredo, 179-Bonfim-MG</i>
<i>EMATER – Empresa de Assistência Técnica e Extensão Rural do Estado de Minas Gerais</i>	<i>Av. Raja Gabágliã 1626-Belo Horizonte-MG-30350-540</i>
<i>Sindicado dos Trabalhadores Rurais</i>	<i>R. Coronel Olivio Villefor, 190-Bonfim MG-35521-000</i>
<i>Clube do Carnaval a Cavallo</i>	<i>Av. Governador Benedito Valadares, 170-Bonfim-MG-35521-000</i>
<i>Casa de Cultura de Bonfim</i>	<i>Av. Governador Benedito Valadares, 170-Bonfim-MG-35521-000</i>

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Até o momento, nenhum comentário foi recebido com relação ao Projeto.

E.3. Relato de como os comentários recebidos foram devidamente considerados:

Se algum comentário for recebido, o proponente do projeto apresentará todos os esclarecimentos às partes envolvidas e afetadas pelas atividades do projeto.

MDL – Conselho Executivo

Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATOS DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO.

Organização:	Companhia Energética Integrada Ltda. (CEI)
Rua/Caixa Postal:	Manuel Couto, 105 – Cidade Jardim
Edifício:	
Cidade:	Belo Horizonte
Estado/Região:	Minas Gerais
CEP:	30.380-080
País:	Brasil
Telefone:	55 31 3327 8876
FAX:	
E-Mail:	romero.ferreira@ceienergetica.com.br
URL:	
Representado por:	
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Sr
Sobrenome:	Ferreira
Nome do meio	Machado
Primeiro Nome:	Romero
Departamento:	
Celular:	
FAX Direto:	
Telefone Direto:	
E-Mail Pessoal:	

MDL – Conselho Executivo

Consultor do Projeto:

Organização:	Mitsubishi UFJ Morgan Stanley Securities Co., Ltd. (MUMSS) (antiga Mitsubishi UFJ Securities Co., Ltd.)
Rua/Caixa Postal:	5-4-9 Toyosu
Edifício:	2º andar, Edifício KR Toyosu
Cidade:	Koto-ku
Estado/Região:	Tokyo
CEP:	135-0061
País:	Japão
Telefone:	+81 3 6213 6850
FAX:	+81 3 6213 6175
E-Mail:	
URL:	http://www.mufg.jp/english/e_cafc/
Representado por:	
Cargo:	Presidente
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Watanabe
Nome do meio:	
Primeiro nome:	Hajime
Departamento:	Comitê Financeiro de Energia Limpa
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	watanabe-hajime@sc.mufg.jp

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Os planos financeiros do Projeto não envolvem captação de fundos públicos dos países do Anexo I.

Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

As emissões de linha de base são calculadas com base na geração anual (eletricidade anual do projeto despachada para a rede) multiplicada pela média do fator de emissão de CO₂ da linha de base estimada, da seguinte forma:

Energia monitorada do projeto fornecida à rede (MWh) (A)

Fator de emissão de linha de base (tCO₂/MWh) (B)

$$(A) \times (B) \text{ (tCO}_2\text{)}$$

O Centro Nacional de Despacho (*Operador Nacional do Sistema Elétrico, Centro Nacional de Operação do Sistema, Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional, relatórios diários de 1 de janeiro de 2007 a 31 de dezembro de 2007*) forneceu os dados brutos de despacho à rede.

Informações detalhadas podem ser encontradas na Seção B.6.

MDL – Conselho Executivo

Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE O MONITORAMENTO

Consulte a Seção B.7.2

Anexo 5**SIMULAÇÃO DA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DE 1939 A 2005**

O desenvolvedor do projeto, baseado nos dados da ANA, calculou os seguintes valores. De acordo com essa simulação, os anos 1990, 1999 e de 2001 a 2003 resultariam na mais baixa geração de energia para ambos os locais das usinas.

Tabela Anexo 5.1: Simulação de geração de eletricidade para a PCH Caquende

Ano	Média de Energia (kW_{médio})	Ano	Média de Energia (kW_{médio})
1939	2.114	1973	2.364
1940	2.476	1974	1.832
1941	2.342	1975	1.973
1942	2.356	1976	1.958
1943	2.767	1977	2.191
1944	2.435	1978	2.094
1945	2.399	1979	2.625
1946	1.910	1980	2.228
1947	2.550	1981	2.262
1948	1.897	1982	2.527
1949	2.230	1983	3.536
1950	2.383	1984	2.171
1951	2.717	1985	2.440
1952	2.196	1986	1.890
1953	1.797	1987	2.477
1954	1.555	1988	2.619
1955	1.285	1989	2.415
1956	1.626	1990	1.367
1957	1.951	1991	2.628
1958	1.506	1992	2.535
1959	1.365	1993	2.911
1960	2.023	1994	2.434
1961	2.084	1995	2.150
1962	1.728	1996	2.097
1963	1.139	1997	2.465
1964	1.887	1998	2.495
1965	2.279	1999	1.457
1966	2.335	2000	1.872
1967	2.359	2001	1.308
1968	1.901	2002	1.851
1969	2.075	2003	1.769
1970	1.904	2004	2.444
1971	1.369	2005	2.608
1972	2.344		

Tabela Anexo 5.2: Simulação de geração de eletricidade para a PCH Juliões

Ano	Média de Energia (kW_{médio})	Ano	Média de Energia (kW_{médio})
1939	1.771	1973	1.986
1940	2.082	1974	1.527
1941	1.970	1975	1.650
1942	1.983	1976	1.637
1943	2.338	1977	1.840
1944	2.049	1978	1.755
1945	2.016	1979	2.214
1946	1.594	1980	1.870
1947	2.148	1981	1.898
1948	1.583	1982	2.130
1949	1.870	1983	3.005
1950	2.002	1984	1.821
1951	2.292	1985	2.054
1952	1.842	1986	1.575
1953	1.498	1987	2.084
1954	1.287	1988	2.207
1955	1.051	1989	2.032
1956	1.346	1990	1.122
1957	1.632	1991	2.215
1958	1.243	1992	2.136
1959	1.119	1993	2.462
1960	1.691	1994	2.048
1961	1.743	1995	1.802
1962	1.435	1996	1.754
1963	923	1997	2.074
1964	1.575	1998	2.102
1965	1.913	1999	1.199
1966	1.963	2000	1.561
1967	1.983	2001	1.068
1968	1.587	2002	1.529
1969	1.737	2003	1.471
1970	1.587	2004	2.057
1971	1.120	2005	2.198
1972	1.970		