



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP)  
Versão 03 - em vigor desde: 28 de julho de 2006**

**CONTEÚDO**

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos atores

**Anexos**

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

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

Anexo 5: Referências

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

Pequena Central Hidrelétrica de Ouro – uma Atividade do Projeto de MDL da Brennand.

Número da versão do DCP: 07.

Data (DD/MM/AAAA): 21/02/2011.

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

O objetivo principal da Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Ouro (Projeto da PCH Ouro) é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de energia, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica, através do aumento na participação do consumo de eletricidade renovável no Brasil (e na região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso no sentido de atingir a meta de 10% de energia renovável em relação ao total da energia utilizada na região. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002<sup>1</sup>, realizou-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development") em Johannesburgo em 2002. No Plano de Implementação final da WSSD, não houve definição de metas ou cronogramas específicos; no entanto, sua importância foi reconhecida por atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio<sup>2</sup>.

O processo de privatização iniciado em 1995 começou com uma expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e preços melhores para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Infelizmente, faltava ao mercado brasileiro de energia um plano de expansão consistente, com os maiores problemas sendo as incertezas políticas e regulatórias. No final da década de 1990, um forte aumento na demanda em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada, causou o início do racionamento/crise no fornecimento em 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi uma legislação flexível, o que favoreceu os produtores de energia independente de menor porte. Ademais, a

<sup>1</sup> UNEP-LAC (2002). Relatório final da 7a Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).

<sup>2</sup> Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "*Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas ofereçam apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim.*"



eventual elegibilidade segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto atraiu a atenção dos investidores para os pequenos projetos de energia hidrelétrica.

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que de outro modo teriam ocorrido se o projeto não existisse. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) que seriam geradas (e emitidas) na ausência do projeto evitando a geração de eletricidade a partir de fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO<sub>2</sub>).

O projeto consiste na construção de uma pequena central hidrelétrica (PCH), com 16 MW<sup>3</sup> de capacidade instalada e área de reservatório de 0,09 km<sup>24</sup>. A planta está localizada no município de Barracão, estado do Rio Grande do Sul, região Sul do Brasil. As operações comerciais foram iniciadas em julho de 2009<sup>5</sup>. A Ouro Energética S.A., empresa que controla a pequena central hidrelétrica de Ouro, é de propriedade da BK Energia Participações Ltda., que pertence ao Grupo Brennand.

O Grupo Brennand iniciou suas atividades relacionadas a projetos de geração de energia com a construção de três pequenas centrais hidrelétricas: Antônio Brennand, Indivaí e Ombreiras, que estão registradas juntas em uma Atividade do Projeto de MDL (ARAPUtanga Centrais Elétricas S. A. - ARAPUCCEL - Projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas, MDL 0530<sup>6</sup>).

Antes da implementação da atividade do projeto, não havia nenhuma PCH ou outra atividade do projeto em operação no local onde a PCH Ouro está sendo construída. Conforme a ACM0002, a atividade do projeto consiste na instalação de uma nova central elétrica renovável interligada à rede e, portanto, o cenário da linha de base é a *“eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria, de outro modo, sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na ‘Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico’”*. Concluindo, o cenário da linha de base e o cenário antes da implementação da atividade do projeto são os mesmos.

O Projeto da PCH Ouro pode ser visto como uma solução do setor privado para a crise de eletricidade brasileira de 2001, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país e tendo um efeito positivo para o país, além das evidentes reduções de GEE.

As receitas do MDL também ajudarão a atividade do projeto a apoiar a comunidade fornecendo benefícios sociais e ambientais. Este projeto propiciará distribuição de renda em razão da geração de empregos, salários dos empregados e um pacote de benefícios, como previdência social e seguro de vida, e créditos de reduções de emissões. Além disso, haverá um gasto menor devido ao fato de que o dinheiro não será mais gasto nos mesmos níveis de eletricidade fornecidos por outras plantas de outras regiões do

---

<sup>3</sup> Licença de Operação nº 1109/2009-DL, emitida pela Agência Ambiental do estado do Rio Grande do Sul em 13 de março de 2009.

<sup>4</sup> Veja a Licença de Construção nº 39/2007-DL, emitida em 16 de janeiro de 2007, que estabelece o nível de água de 590 m para o projeto Ouro. Além disso, veja o “Projeto Básico” de concepção do projeto datado de julho de 2008, que estabelece a área do reservatório de 0,09 km<sup>2</sup> com base no nível de água de 590 m.

<sup>5</sup> Resolução ANEEL nº 2.455 publicada em 7 de julho de 2009. Informações disponíveis no website da ANEEL: <<http://www.aneel.gov.br/>>.

<sup>6</sup> Fonte: Website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima [do inglês "United Nations Framework Convention on Climate Change"] (UNFCCC). Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1152891235.76/view>.



país. Com a implementação da atividade do projeto, as receitas ficarão na região e serão usadas para fornecer serviços melhores à população e melhorar a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica.

Embora o Projeto Ouro não tenha um impacto positivo relevante no país anfitrião em vista do tamanho do sistema elétrico, ele é, indubitavelmente, parte de uma ideia maior. O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável, pois atende às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações de atenderem às suas próprias necessidades, como definido pela Comissão Brundtland (1987). Em outras palavras, a implementação de pequenas centrais hidrelétricas assegura a geração de energia renovável, evita o impacto social e ambiental negativo causado pela construção de grandes hidrelétricas com grandes reservatórios e de centrais termelétricas a combustível fóssil, e impulsiona a economia regional, aumentando a qualidade de vida nas comunidades locais.

Portanto, é evidente que o projeto tem reduzido os impactos ambientais negativos e desenvolvido a economia regional, resultando, conseqüentemente, em melhor qualidade de vida. Isto é, a sustentabilidade ambiental associada à justiça social e econômica, contribuindo inegavelmente para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

### **A.3. Participantes do projeto:**

**Tabela 1– Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto**

<b>Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)</b>	<b>Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participante(s) do projeto (*) (conforme o caso)</b>	<b>Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)</b>
Brasil (anfitrião)	Ouro Energética S.A. (entidade privada)	Não
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada)	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de divulgar o MDL - DCP, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).		

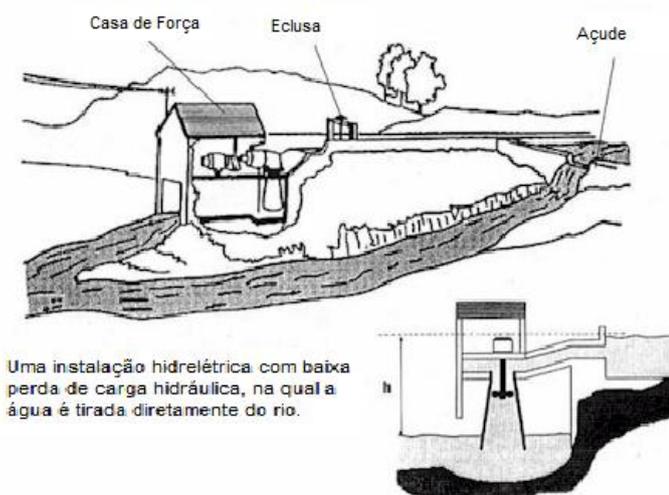
As informações detalhadas de contato da(s) parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto estão relacionadas no Anexo 1.

**A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:**

Pela definição legal estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – na Resolução nº 652/2003<sup>7</sup>, uma pequena hidrelétrica deve ter capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km<sup>2</sup>.

A Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Ouro está em construção no rio Marmeleiro (vazão média anual de 11,40 m<sup>3</sup>/s<sup>8</sup>), bacia do rio Uruguai, localizada no município de Barracão, estado do Rio Grande do Sul. Tem capacidade instalada de 16 MW e uma área de reservatório de 0,09 km<sup>2</sup> (densidade de potência de 177,77 W/m<sup>2</sup>)<sup>4</sup>, que armazena água para gerar eletricidade por curtos períodos de tempo. Assim, está de acordo com a definição da ANEEL. Além disso, também é classificada como um novo projeto de hidrelétrica, de acordo com a ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”.

Também, por causa de seu pequeno reservatório, a planta é considerada um projeto de fio d’água, que são os que não incluem um armazenamento significativo de água e devem, portanto, utilizar totalmente a vazão de água. Um típico esquema de fio d’água envolve um reservatório com baixo desvio e geralmente fica em correntezas de fluxo rápido (Figura 1).



**Figura 1- Vista esquemática de uma central elétrica de fio d’água**

<sup>7</sup> ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 652, de 9 de Dezembro de 2003. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>> .

<sup>8</sup> Fonte: Projeto Básico Consolidado da pequena central hidrelétrica Ouro preparado pela Intertechne, datado de julho de 2008. Revisão 3.



De acordo com a definição da Comissão Mundial de Barragens (CMB)<sup>9</sup>, os projetos de fio d'água são definidos como “reservatórios que criam uma altura manométrica hidráulica no rio para desviar parte da vazão do rio. Não possuem reservatório de armazenagem ou reserva de compensação diária limitada. Dentro dessas classificações gerais, há uma grande diversidade em escala, projeto, operação e potencial para impactos adversos”.

Considerando o pequeno reservatório de Ibirama (0,09 km<sup>2</sup>), que resulta em uma densidade de potência de 177,77 W/m<sup>2</sup>, pode-se considerar este um projeto de fio d'água.

**A.4.1. Local da atividade do projeto:****A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil.

**A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.**

Rio Grande do Sul.

**A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.:**

Barracão.

**A.4.1.4. Detalhe da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade de projeto (máximo de uma página):**

A atividade do projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Ouro está localizada no município de Barracão, estado do Rio Grande do Sul, região sul do Brasil Figura 2.

A PCH explora o potencial hidrográfico do Rio Marmeleiro. As coordenadas geográficas do projeto e os locais de onde foram obtidas são descritos a seguir, de acordo com a síntese técnica da ANEEL<sup>10</sup>:

- Reservatório: 27° 38' 12'' latitude sul e 51° 29' 23'' longitude oeste;
- Casa de força: 27° 37' 41'' latitude sul e 51° 29' 8'' longitude oeste.

<sup>9</sup> Comissão Mundial de Barragens – CMB (2000). Dams and development: a new framework for decision making [Reservatórios e desenvolvimento: um novo modelo para tomada de decisões]. Earthscan Publications. Londres, Reino Unido.

<sup>10</sup> Anexo 2 do Projeto Básico Consolidado da Pequena Central Hidrelétrica de Ouro, preparado pela Intertechne, datado de julho de 2008. Revisão 3.

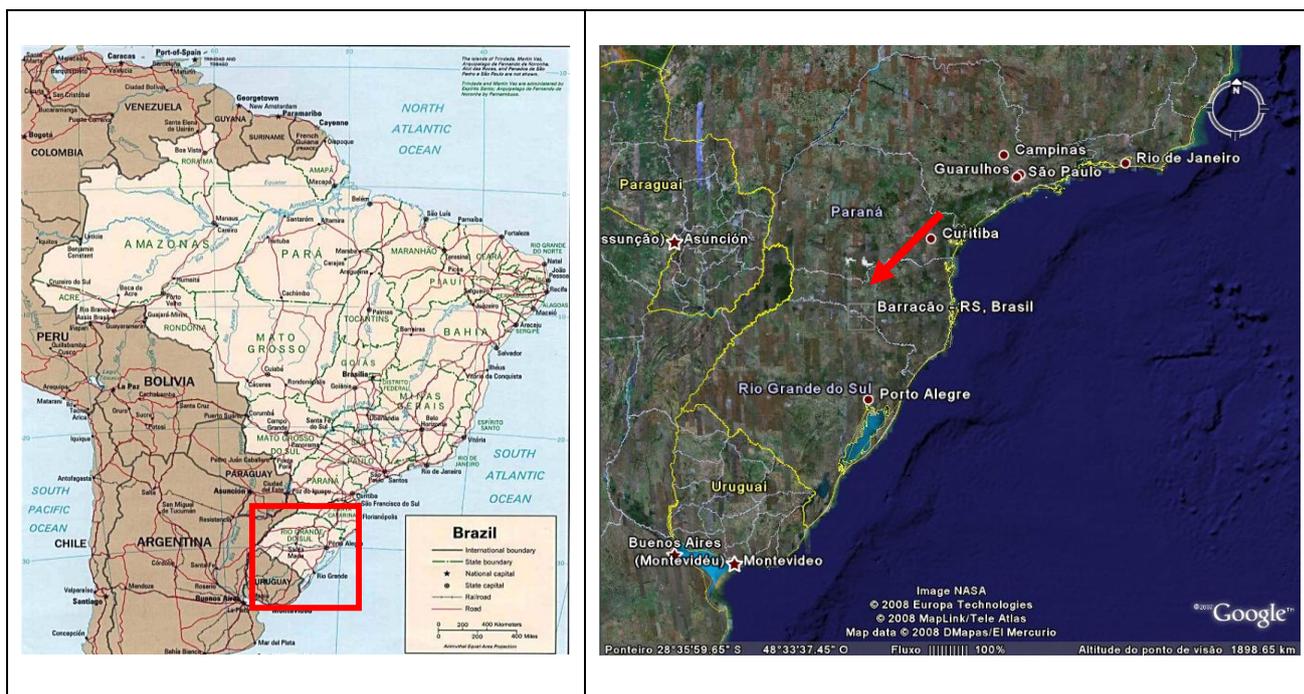


Figura 2 - Localização geográfica do estado do Rio Grande do Sul e do município de Barracão

Fonte: City Brazil, 2008<sup>11</sup>; Google Earth, 2008

A cidade de Barracão tem 5.306 habitantes e área de 516 km<sup>212</sup>. O Rio Grande do Sul possui, aproximadamente, 90% das reservas brasileiras de carvão mineral, com um total de 28.802 milhões de toneladas<sup>13</sup>.

#### A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:

Escopo setorial: 1 - Setores de energia (fontes renováveis / não-renováveis).

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede.

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

As turbinas Francis, usadas na Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Ouro, são as mais amplamente utilizadas entre as hidroturbinas Figura 3.

<sup>11</sup>Disponível em: <[www.citybrazil.com.br](http://www.citybrazil.com.br)>. Acessado em 22 de abril de 2008.

<sup>12</sup> IBGE (2008). Banco de dados Cidades. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/>.

<sup>13</sup> Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM). Disponível em: <http://www.carvaomineral.com.br/carvaomineral/historia.asp>. Acessado em 07 de março de 2008.



A turbina Francis é um tipo de turbina de reação hidráulica na qual o fluxo sai das pás da turbina na direção radial. São comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de um tanque em espiral e é direcionada para as pás. Então, a água com baixo momento sai da turbina através de um duto conhecido como tubo de sucção. No modelo, a vazão de água é fornecida por uma bomba centrífuga de velocidade variável. Aplica-se uma carga à turbina através de um freio magnético, e o torque é medido observando-se a deflexão de molas calibradas. O desempenho é calculado comparando-se a energia de saída com a energia fornecida.



**Figura 3 - Exemplo de uma turbina Francis**

**Fonte: NTUA, 2009<sup>14</sup>**

Conforme mencionado anteriormente na seção A.2., na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. Portanto, o cenário da linha de base é identificado como o cenário existente antes da implementação da atividade do projeto.

Os equipamentos e a tecnologia usados na Atividade do Projeto de MDL da Pequena Central Hidrelétrica de Ouro foram aplicados com sucesso em projetos semelhantes no Brasil e em todo o mundo. A descrição técnica da instalação é a seguinte, de acordo com a etiqueta do equipamento:

---

<sup>14</sup> NTUA (2009). Department of mechanical engineering. Fluids section. Universidade Técnica Nacional de Atenas. Disponível em: <<http://www.fluid.mech.ntua.gr/lht/PB0303011.JPG>>. Acessado em 30 de abril de 2009.

Tabela 2 - Configuração técnica da PCH Ouro<sup>15</sup>

Descrição:		PCH Ouro
Turbinas	Tipo	Francis
	Quantidade	3
	Potência nominal (kW)	5.919
	Velocidade da turbina (rpm)	900
	Vazão nominal da turbina (m <sup>3</sup> /s)	6,252
	Vida útil (ano)	30
	Fabricante	HISA – Hidráulica Industrial S.A.
	Ano de fabricação	2007
Geradores	Tipo	Síncrono
	Quantidade	3
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	900
	Potência nominal (kVA)	6.060
	Vida útil	30
	Ano de fabricação	2008
	Fabricante	Weg Equipamentos Elétricos S.A.
Transformador	Quantidade	1
	Frequência (Hz)	60
	Potência nominal (kVA)	15000/20000
	Tensão nominal (kV)	6,9/138
	Vida útil (ano)	25
	Ano de fabricação	2007
	Fabricante	Weg Equipamentos Elétricos S.A.
Gerador a diesel	Modelo	6.10T
	Potência (CV)	180
	Rotação (rpm)	1.800
	Fabricante	MWM

A linha de transmissão da PCH Ouro tem extensão de aproximadamente 14 km (de acordo com a Resolução ANEEL nº 537) e passa pelos municípios de Barracão e Capinzal, nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, respectivamente. A PCH é interligada à Rede Nacional, na subestação de Campos Novos, no estado de Santa Catarina, que é de propriedade da Eletrosul - Centrais Elétricas S.A.

<sup>15</sup> Embora a potência nominal das turbinas e geradores seja maior que as descritas no DCP, a PCH tem autorização para operar somente com uma capacidade instalada de 16 MW, devido ao fluxo do rio. Além disso, a empresa não irá gerar mais energia do que o estabelecido pela ANEEL, pois pode comercializar somente a energia total garantida, que também é autorizada pela mesma agência.



É importante ressaltar que todos os equipamentos usados na PCH Ouro foram produzidos no Brasil. Isso contribui para o desenvolvimento do setor elétrico, resultando em mais pesquisas e capacidade no setor industrial.

**A.4.4 Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:**

O fator de emissão estimado a partir dos dados publicados pela AND brasileira e usado para estimar as reduções de emissões pela planta é igual a 0,1842 tCO<sub>2</sub>e/MWh. Consulte o Anexo 3 para obter detalhes sobre o cálculo do fator de emissão usado na estimativa ex-ante. Os resultados são apresentados na tabela abaixo.

**Tabela 3 – Reduções estimadas de emissões do projeto**

<b>Anos</b>	<b>Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO<sub>2</sub>e</b>
Ano 1 - (2012)	13.875
Ano 2 - (2013)	13.875
Ano 3 - (2014)	13.875
Ano 4 - (2015)	13.875
Ano 5 - (2016)	13.875
Ano 6 - (2017)	13.875
Ano 7 - (2018)	13.875
<b>Total de reduções estimadas (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	97.128
<b>Número total de anos de crédito</b>	7
<b>Média anual durante o período de obtenção de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	13.875

**A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:**

Não existe nenhum recurso de financiamento público para os PPs na atividade do projeto proposta. Os proponentes do projeto confirmam por meio deste que não há nenhuma restrição da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD) à atividade do projeto proposta.

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

ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 12.1).

A ACM0002 também referencia às versões mais recentes aprovadas das seguintes ferramentas:

- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2);
- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 5.2);
- Ferramenta para calcular as emissões de CO<sub>2</sub> do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis (versão 2);
- Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (versão 2.2).

A *ferramenta para identificar o cenário da linha de base e demonstrar adicionalidade* e a *ferramenta combinada para calcular as emissões de CO<sub>2</sub> do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis*, não são aplicáveis à atividade do projeto e, portanto, não são usadas.

**B.2 Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:**

A metodologia ACM0002 se aplica a projetos que consistem em “*instalar ou modificar/modernizar uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d’água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas ou unidade/central de energia de marés*”.

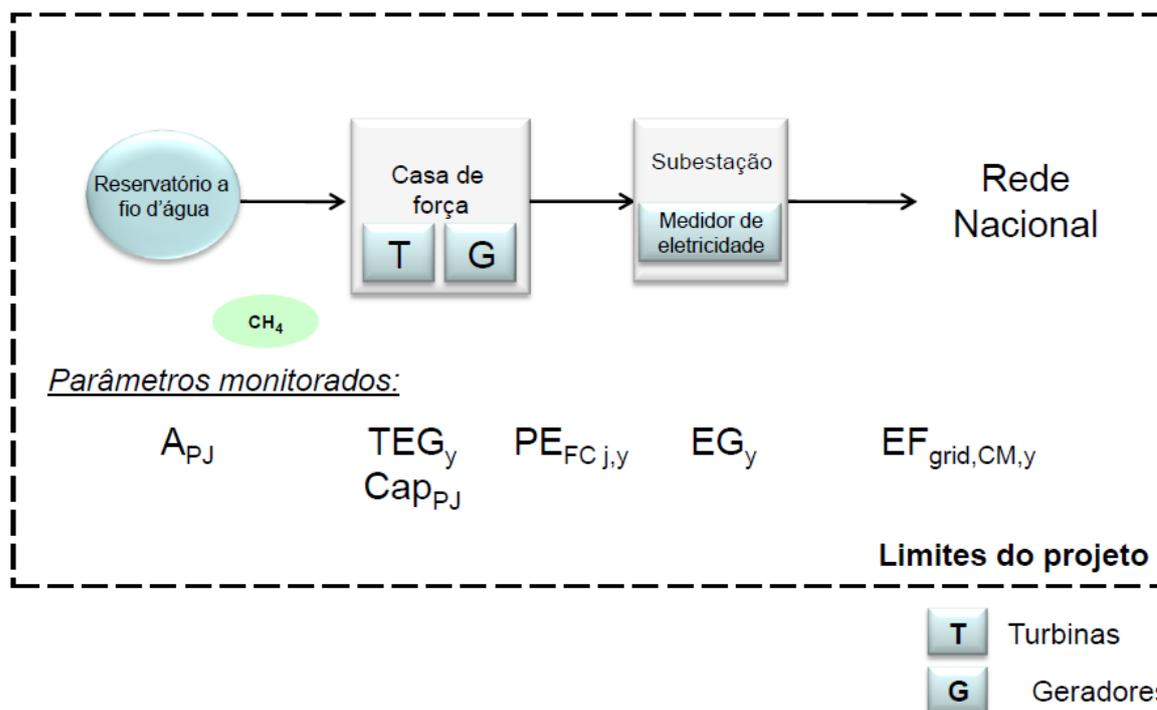
Além disso, a densidade de potência das centrais hidrelétricas com novos reservatórios deve ser maior que 4 W/m<sup>2</sup>. Também, os limites geográficos e do sistema para a rede elétrica relevante podem ser claramente identificados e as informações sobre as características da rede estão disponíveis.

O Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Ouro atende a todos os critérios estabelecidos pela metodologia ACM0002, consistindo em um novo projeto de hidrelétrica interligado à rede elétrica brasileira, com um reservatório de fio d’água e com densidade de potência de 177,77 W/m<sup>2</sup> - superior a 4 W/m<sup>2</sup> (para obter detalhes, consulte a seção B.6.3). O Sistema Interligado Nacional está claramente identificado e as informações sobre este sistema estão disponíveis ao público no website da AND brasileira.

É importante mencionar que a atividade do projeto não envolve substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade de projeto e não consiste em uma central elétrica alimentada com biomassa.

**B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto**

Conforme descrito na ACM0002, a extensão espacial do limite do projeto inclui a central elétrica do projeto e todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a central elétrica do projeto de MDL está conectada. Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8, que define o Sistema Interligado Nacional como um sistema único<sup>16</sup>.



**Figura 4 - Limite do Projeto da atividade do projeto.**

As fontes de gases de efeito estufa e emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostradas na tabela abaixo.

<sup>16</sup> Resolução da CIMGC nº 8 de 26 de maio de 2008. Disponível em: <[http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0024/24719.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf)>.



Tabela 4 – Fontes de GEE e emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído(a) ?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO <sub>2</sub> decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO <sub>2</sub>	Sim	Fonte principal de emissão
		CH <sub>4</sub>	Não	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena
		N <sub>2</sub> O	Não	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena
Atividade do projeto	Emissões de CH <sub>4</sub> do reservatório.	CO <sub>2</sub>	Não	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena
		CH <sub>4</sub>	Não	Considerando que a densidade de potência de Ouro é 177,77 W/m <sup>2</sup> , não há emissões do projeto a partir de reservatório, de acordo com a ACM0002.
		N <sub>2</sub> O	Não	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena

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

A atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica renovável interligada à rede. Portanto, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base é o seguinte:

*“A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto seria, de outra forma, gerada pela operação das centrais interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), como descrito na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.*

Na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria importada da rede interligada. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO<sub>2</sub>), que seriam geradas (e emitidas) se o projeto não



existisse. De acordo com a ANEEL (2011)<sup>17</sup>, 67,9% da capacidade instalada do Brasil correspondem a usinas hidrelétricas e 26,3% a usinas termelétricas.

**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 registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):**

**(i) Data de início**

O Glossário de termos do MDL define a data de início da atividade do projeto de uma atividade de projeto não F/R como “a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto”.

Da definição acima, foram analisadas as datas a seguir:

**Tabela 5 – Datas relacionadas à data de início do Projeto Ouro**

<b>Data</b>	<b>Ações</b>
10/04/2006	Rija Investimentos Energéticos Ltda. Ata da reunião para aquisição da Pequena Central Hidrelétrica de Ouro considerando as receitas de MDL
01/08/2006	A ANEEL transferiu a autorização para exploração do potencial hídrico da PCH Ouro da Guascor Geratec Ltda. para a Ouro Energética S.A.
16/01/2007	Permissão de construção (Licença de Instalação) <sup>18</sup>
24/07/2007	A ANEEL autorizou a incorporação da Rija Investimentos Energéticos Ltda. (empresa do Grupo Brennand) pela Ouro Energética S.A. <sup>19</sup>
28/02/2007	Aquisição de turbinas e geradores <sup>20</sup>
05/07/2007	Assinatura do contrato EPC [sigla em inglês de "Engineering, Procurement and Construction", engenharia, suprimento e construção] <sup>21</sup>
01/08/2007	Início da construção <sup>22</sup>
17/10/2007	Solicitação do patrocinador do projeto para o aumento da

<sup>17</sup> ANEEL (2011). Banco de Informações de Geração. Dados atualizados em 24 de janeiro de 2011. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>.

<sup>18</sup> Licença de Construção nº 39/2007-DL emitida em 16 de janeiro de 2007

<sup>19</sup> Resolução ANEEL nº 988, datada de 24 de julho de 2007. Disponível em: <<http://aneel.gov.br/>>.

<sup>20</sup> Contrato assinado entre a Ouro Energética S/A e a Hidráulica Industrial S/A Indústria e Comércio – HISA em 28 de fevereiro de 2007.

<sup>21</sup> EPC é um tipo de contrato no qual todos os contratos relacionados à construção de uma central elétrica são centralizados (construção, implementação, entre outros). Informações disponíveis em: <[http://www.cndpch.com.br/zpublisher/paginas/bom\\_negocio.asp](http://www.cndpch.com.br/zpublisher/paginas/bom_negocio.asp)>. A evidência usada para esta ação do projeto é o Contrato entre a Ouro Energética S/A e a Bucagrans – Construtora de Obras Ltda. assinado em 5 de julho de 2007.

<sup>22</sup> Relatório da ANEEL “Acompanhamento das Pequenas Centrais Hidrelétricas com Licença de Instalação”. Versão 2. Disponível em: <<http://aneel.gov.br/>>.



	capacidade instalada da Ouro <sup>23</sup>
01/12/2007	Assinatura do CCVE <sup>24</sup>
20/03/2008	Carta da ANEEL confirmando que foram recebidos os documentos enviados em outubro de 2007 pelo patrocinador do projeto <sup>25</sup>
25/08/2008	Fechamento financeiro <sup>26</sup>
22/09/2008	Aprovação da ANEEL para o aumento da capacidade instalada da Ouro <sup>27</sup>
23/05/2009	Início do comissionamento <sup>28</sup>
08/07/2009	Início das operações comerciais <sup>29</sup>

De acordo com o Relatório da 41ª Reunião do CE, o Conselho esclareceu que:

*“a data de início deve ser considerada a data na qual o participante do projeto se comprometeu a arcar com despesas relacionadas à implementação ou à construção da atividade do projeto. Essa, por exemplo, pode ser a data de assinatura dos contratos de equipamentos ou de serviços de construção/operação necessários para a atividade do projeto. Despesas menores pré-projeto, como, por exemplo, a contratação de serviços/pagamento de honorários para estudos de viabilidade ou pesquisas preliminares, não devem ser consideradas na determinação da data de início, pois não indicam necessariamente o começo da implementação do projeto”.*

Considerando a definição acima, a data da compra de turbinas e geradores deve ser considerada a data de início do projeto, pois as ações anteriores não representam que o projeto seria construído e implementado<sup>30</sup>. Portanto, a data de início do projeto é 28 de fevereiro de 2007. Todas as evidências documentadas relacionadas à data de início apresentadas acima estão disponíveis com os participantes do projeto e a EOD.

## (ii) Consideração do MDL

<sup>23</sup> Carta nº PR-OUR-001-07 enviada pelo patrocinador do projeto em 17 de outubro de 2007. Veja a carta da ANEEL nº 649/2008-SGH/ANEEL, que menciona a solicitação do aumento da capacidade instalada do projeto Ouro.

<sup>24</sup> Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica entre a Ouro Energética S/A e a Sadia S/A assinado em 1º de dezembro de 2007.

<sup>25</sup> Carta nº 649/2008-SGH/ANEEL (Processo 48500.000692/2002-62) enviada pela ANEEL em 20 de março de 2008. Nessa carta, a ANEEL considerou positivo o aumento da capacidade instalada.

<sup>26</sup> Contrato entre o Banco Itaú BBA S/A e a Ouro Energética S/A assinado em 25 de agosto de 2008.

<sup>27</sup> Veja a nota técnica da ANEEL nº 211/2008-SGH/ANEEL datada de 22 de setembro de 2008 e as Resoluções nº 608, datada de 16 de fevereiro de 2009, e 2.452, datada de 7 de julho de 2009.

<sup>28</sup> Resolução ANEEL nº 1.880, publicada em 22 de maio de 2009.

<sup>29</sup> Resolução ANEEL nº 2.455 publicada em 7 de julho de 2009.

<sup>30</sup> Na verdade, não é incomum a emissão de permissões de construção mais de uma vez. Além disso, o projeto poderia ser vendido após a obtenção da licença de construção.



A consideração do incentivo do MDL datada de 10 de abril de 2006. Isso pode ser evidenciado através da Ata da Reunião realizada pela Rija Investimentos Energéticos Ltda., na qual a empresa decidiu comprar a PCH da Guascor Geratec Ltda., considerando as receitas do MDL.

Na reunião mencionada acima, todos os membros do Conselho, além do presidente Sr. Mozart de Siqueira Campos Araújo e seu secretário Sr. Pedro Pontual Marletti, estavam presentes. Nesta reunião os membros do Conselho decidiram adquirir o projeto, considerando que o projeto poderia ser registrado como uma atividade do projeto de MDL, e capaz de gerar créditos de carbono. As receitas obtidas com a venda dos créditos de carbono do Projeto foram consideradas essenciais para superar os riscos relacionados à alta volatilidade do preço da energia no Brasil.

Duas condições foram importantes para a aprovação do projeto pela empresa: os aspectos legais e regulatórios e a possibilidade de gerar RCEs, que viabilizariam o projeto. Após a comercialização das RCEs geradas pela ARAPUtanga Centrais Elétricas S. A. - ARAPUCEL - Projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas<sup>31</sup> (três pequenas centrais hidrelétricas – Antônio Brennand, Indiavaí e Ombreiras – registradas no MDL), de propriedade do mesmo participante do projeto, concluída com a assinatura do ERPA [do inglês "Emission Reduction Purchase Agreement", Contrato de compra e venda de redução de emissões], em dezembro de 2006, o processo de MDL ficou mais bem conhecido e foi tomada a decisão de implementar outro projeto considerando as receitas do MDL.

A Rija Investimentos Energéticos Ltda., a empresa que realizou a reunião, é de propriedade do Grupo Brennand. Em 24 de julho de 2007, a Rija Investimentos Energéticos Ltda. foi incorporada pela Ouro Energética S.A., atualmente a proprietária da PCH. Isso pode ser evidenciado pela Resolução ANEEL nº 988, datada de 24 de julho de 2007. Todos os documentos foram apresentados à EOD e estão disponíveis para o público. É importante mencionar que a Ouro Energética S.A. já contratou a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (antiga Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda.) para consultoria no processo de MDL no projeto da PCH, em 6 de julho de 2005. Para um melhor entendimento, uma linha do tempo para a consideração de MDL do projeto é apresentada da seguinte forma:

**Tabela 6 - Datas relacionadas à consideração do MDL do Projeto Ouro**

<b>Data</b>	<b>Ações</b>
06/07/2005	Assinatura do contrato entre a Ouro Energética S.A. e a Ecopart Assessoria Negócios Empresariais Ltda., consultora do processo de MDL do projeto (A Ouro Energética S.A. era de propriedade da Guascor Geratec Ltda. naquela época)
10/04/2006	Rija Investimentos Energéticos Ltda. Ata da reunião para aquisição da Pequena Central Hidrelétrica de Ouro considerando as receitas de MDL
24/10/2007	Troca de e-mails entre o Grupo Brennand e a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. para o início do processo de MDL
15/02/2008	Solicitação das propostas de validação
17/06/2008	Cartas enviadas para consulta pública local
19/06/2008	Assinatura do Contrato de Serviços de Validação com a TÜVSÜD
10/09/2008 a 09/10/2008	Início do processo de comentário público internacional

<sup>31</sup> Ref.: MDL 0530. Disponível no website da UNFCCC: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1152891235.76/view>



Embora, no momento da aquisição do projeto, o patrocinador do projeto soubesse que a Ouro Energética S/A (de propriedade da Guascor Geratec Ltda. naquela época) havia assinado um contrato com a Ecopart em 6 de julho de 2005 para assessorá-la com o processo do MDL para o projeto Ouro, por razões conservadoras, a data na qual a Rija Investimentos Energéticos Ltda. realizou uma reunião para a compra da pequena central hidrelétrica Ouro da Guascor Geratec Ltda. em 10 de abril de 2006 foi considerada para conhecimento do MDL por parte dos participantes do projeto. As ações continuadas para garantir o status de MDL são apresentadas na tabela acima.

Conforme mencionado acima, os participantes do projeto enfatizam que o Grupo Brennand já registrou uma atividade do projeto de MDL. Isso também confirma a confiança do Grupo Brennand no MDL e no potencial das reduções certificadas de emissões para ajudarem os projetos a superar as barreiras da implementação.

### **(iii) Demonstração de adicionalidade**

Para a demonstração de adicionalidade, a metodologia de linha de base proposta referencia a Ferramenta de adicionalidade (a versão 5.2 é a mais recente no momento do desenvolvimento do DCP) aprovada pelo Conselho Executivo. A ferramenta considera alguns passos importantes, necessários para determinar se a atividade do projeto é adicional e para demonstrar como as reduções de emissões não ocorreriam na ausência do Projeto da PCH Ouro. A aplicação da ferramenta mencionada anteriormente é descrita nos próximos parágrafos.

## **Passo 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas vigentes**

### **Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:**

Cenário 1: A alternativa à atividade do projeto é a continuidade da situação atual (anterior), com a eletricidade sendo fornecida pelas centrais elétricas existentes do sistema interligado.

Cenário 2: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL.

### **Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:**

*As duas alternativas, a atividade do projeto e os cenários alternativos, estão em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades:*

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Ministério de Minas e Energia (MME);
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);



- Agência Ambiental do Rio Grande do Sul (FEPAM - Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler);
- O Conselho Executivo do MDL.

**SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2****Passo 2. Análise de investimentos****Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado:**

Como a atividade do projeto gera outro benefício financeiro além da receita relacionada ao MDL (venda de energia) a Opção I não pode ser escolhida. A Opção III é mais adequada em comparação com a Opção II porque não existem outras opções de investimento da perspectiva do proprietário do projeto. Portanto, a adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento (opção III).

**Subpasso 2b – Opção III – Aplicar a análise de benchmark**

O indicador financeiro identificado para a Atividade do Projeto Ouro é a taxa interna de retorno do projeto – a TIR. O benchmark considerado nesta análise é o custo do capital próprio ( $K_e$ ), com base no modelo de determinação do preço dos ativos fixos (CAPM, abreviação do inglês "Capital Asset Pricing Model").

***Custo do capital próprio ( $K_e$ )***

O modelo de determinação do preço dos ativos fixos (CAPM) é um dos modelos mais amplamente aceitos, usado para determinar a taxa de retorno exigida (teoricamente adequada) sobre o capital próprio. O CAPM calcula um risco não diversificável de ativos recém-introduzidos. O CAPM leva em consideração a sensibilidade dos ativos em relação ao risco não-diversificável, referenciado como beta ( $\beta$ ). Também está incorporado ao modelo o prêmio de mercado, que pode ser acompanhado usando os dados históricos do mercado de capital próprio local ou pertinente.

A taxa que deve ser cobrada para o componente do capital próprio de um projeto é calculada através da fórmula:  **$K_e = R_f + \beta \times R_m + R_c$** , onde  $K_e$  representa a taxa de retorno sugerida para investimentos de capital próprio.  $R_f$  é a taxa livre de riscos e beta, ou  $\beta$ , é a sensibilidade média de empresas comparáveis nesse setor em relação aos movimentos no mercado subjacente.

$R_c$  representa o prêmio do mercado, ou o retorno mais alto, esperado pelos participantes do mercado devido aos spreads históricos alcançados a partir de investimentos em capital próprio versus ativos livres de risco, como títulos do tesouro dos EUA.

A taxa livre de riscos usada para cálculo do  $K_e$  foi obtida com base no título do tesouro dos EUA, que são títulos de longo prazo, de um mercado maduro. Com base nesta taxa, o risco-país brasileiro foi considerado e resultou na taxa livre de riscos aplicada ao cálculo.



$\beta$  deriva da correlação entre os retornos das empresas dos EUA no setor e o desempenho dos retornos no mercado dos EUA.  $\beta$  foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros.  $\beta$  ajusta o prêmio do mercado ao setor.

O prêmio do mercado (**Rm**) é estimado com base na diferença histórica entre os retornos do S&P 500 e os retornos dos títulos norte-americanos de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da diferença entre esses retornos.

**Tabela 7 – Parâmetros usados para o cálculo do custo do capital próprio**

<b>Custo do capital próprio</b>	
(Rf) Taxa livre de riscos <sup>32</sup>	1,96% a.a.
(Rm) Prêmio de risco do capital próprio <sup>33</sup>	6,47% a.a.
(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país <sup>34</sup>	5,23% a.a.
( $\beta$ ) Ajuste do Beta Industrial <sup>35</sup>	1,21% a.a.
<b>Custo do capital próprio com o risco-país brasileiro</b>	<b>14,99% a.a.</b>

Considerando a tabela acima, o custo do capital próprio é de 14,99% a.a.<sup>36</sup> Todas as hipóteses feitas e todos os dados usados para estimar **Ke** através do CAPM foram apresentados à EOD. A planilha usada para o cálculo do **Ke** também foi fornecida à EOD.

#### **Indicador financeiro, Taxa interna de retorno (TIR)**

Conforme mencionado acima, o indicador financeiro identificado para a Atividade do Projeto da PCH Ouro é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. O fluxo de caixa do projeto demonstra que a TIR da Ouro é de 8,06%, considerando 28 anos de linha do tempo do projeto<sup>37</sup>.

<sup>32</sup> Rendimento do Tesouro dos EUA em 20 anos. Ajustado com o histórico de inflação dos EUA. Fonte: Yahoo finance, disponível em: <<http://finance.yahoo.com/q/hp?s=%5ETYSX>> e Federal Reserve, disponível em: <<http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>>..

<sup>33</sup> Prêmio de risco do capital próprio no mercado internacional. Prêmio histórico do S&P500 em relação ao título do Tesouro dos EUA. Fonte: Website de Damodaran: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

<sup>34</sup> Índice de Títulos da Dívida de Mercados Emergentes (EMBI, do inglês "Emerging Markets Bond Index") + Brasil. Fonte: JP Morgan, disponível em: <[http://www.cbonds.info/all/eng/index/index\\_detail/group\\_id/1/](http://www.cbonds.info/all/eng/index/index_detail/group_id/1/)>.

<sup>35</sup> Média do beta desalavancado de geradoras de eletricidade nos EUA re-alavancado à alavancagem brasileira. Fonte: Website de Damodaran: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

<sup>36</sup> O resultado do cálculo do custo do capital próprio é muito parecido com o retorno mínimo considerado pelo Governo Federal Brasileiro na decisão de lançar o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). A taxa do governo é de 14,89% e pode ser usada para verificação cruzada.



Todos os valores de entrada considerados na análise financeira baseiam-se em evidências documentadas, conforme mencionado nas planilhas financeiras e apresentado à EOD. Além disso, é possível realizar facilmente a verificação cruzada de todos os valores em relação a fontes disponíveis para o público ou de terceiros<sup>38</sup>.

### Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Conforme mencionado acima, a TIR do projeto (8,06%) é menor que o benchmark utilizado nesta análise financeira, demonstrando que o projeto não é financeiramente atraente para o investidor:

**Tabela 8 – Comparação de indicadores financeiros**

PCH	TIR (%)	Custo do capital próprio (%)
PCH Ouro	8,06	14,99

Embora a orientação da ferramenta determine que “*em geral, um período mínimo de 10 anos e máximo de 20 anos será adequado*”, a análise inicial de 15 anos foi estendida para cobrir um período de 28 anos (vida útil do projeto) conforme solicitado pela EOD.

A Ferramenta de adicionalidade estabelece claramente que “*os valores de entrada em toda a análise de investimentos devem ser válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento*”. Como os valores considerados na análise de investimentos devem ter como base os dados válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento, a verificação cruzada deve se basear nas evidências documentadas também disponíveis nessa época (conforme foi feito pelos PPs na planilha). No entanto, conforme insistentemente solicitado pela EOD, os PPs fizeram uma análise da TIR com base nos valores reais do projeto. Os valores reais podem ser verificados através de CCVE, balanço patrimonial, notas fiscais, contrato de financiamento, entre outros. Todas as fontes de informações usadas nessa análise são apresentadas na planilha financeira e foram verificadas pela EOD<sup>39</sup>. O resultado é uma TIR de 12,08%.

### Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade, conforme estabelecida pela “*Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos*” (EB 41, Anexo 45), deve ser conduzida considerando variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto. Portanto, a análise de sensibilidade considerou a variação dos seguintes parâmetros:

---

<sup>37</sup> De acordo com a Resolução ANEEL nº 537 datada de 14 de outubro de 2003, o projeto Ouro está autorizado a operar por 30 anos a partir da data da publicação da autorização. Portanto, a vida útil do projeto é até outubro de 2033. Esse valor foi usado para a análise financeira.

<sup>38</sup> Informações detalhadas são apresentadas na resposta dos PPs na SAC 12 do Protocolo de validação.

<sup>39</sup> Informações detalhadas são apresentadas na resposta dos PPs na SAC 12 do Protocolo de validação.



- Para as receitas do projeto: É possível obter um aumento nas receitas do projeto quando a geração de energia/fator de carga da planta for maior que a esperada ou o preço da energia aumentar acima do previsto na análise de investimentos.
- Para os custos da planta: É esperada uma diminuição nos custos da planta devido a uma redução nos custos operacionais da planta ou nos custos de construção.

Além disso, de acordo com a orientação, “*variações na análise de sensibilidade devem cobrir, pelo menos, uma faixa entre +10% e -10%, a menos que isso não seja considerado adequado no contexto das circunstâncias do projeto específico*”. Portanto, foram realizadas análises financeiras alterando cada um desses parâmetros em 10% e avaliando qual seria o impacto na TIR do projeto.

É importante mencionar que a inflação média brasileira em 2006 foi 3,14%<sup>40</sup>. O uso de 10% de variação, cerca de três vezes a taxa de inflação de 2006, na variação de custos e receitas da atividade do projeto é muito conservador.

Os resultados da análise de sensibilidade são mostrados na tabela a seguir. Como pode ser visto, a TIR do projeto permanece abaixo do benchmark nos casos em que os parâmetros são alterados a favor do projeto.

**Tabela 9 - Análise de sensibilidade**

Cenário	% de alteração	TIR (%)	Custo do capital próprio (%)
Original	-	8,06	14,99
Aumento no preço e na geração da energia	+10	11,18	
Redução nos custos do projeto	-10	9,93	
Redução nos investimentos do projeto	-10	10,91	

Outra análise de sensibilidade foi realizada no caso do projeto Ouro com base nas condições/regime de impostos conforme solicitado pela EOD. O lucro presumido foi escolhido pelo patrocinador do projeto na época do processo de tomada de decisão. No entanto, conforme solicitado pela EOD, foi analisado o cenário de lucro real. No cenário de lucro real, a TIR da Ouro é de 5,46%, ou seja, 32% abaixo da considerada para a decisão de investimento. Portanto, o cálculo da TIR usado neste DCP é muito conservador.

<sup>40</sup> O IPCA é usado como parâmetro para o sistema de metas de inflação. Em 2006, o crescimento acumulado do IPCA foi igual a 3,14%. Esse índice é publicado por várias instituições no país. Uma dessas instituições é o Banco Central do Brasil, em seus boletins anuais disponíveis em: <<http://www.bcb.gov.br/?BOLETIM2006>>.



Além disso, os PPs realizam uma análise de sensibilidade do preço da eletricidade (para o período não coberto pelos CCVEs assinados) até a TIR “real” (12,08%) atingir o benchmark, conforme solicitado pela EOD. Embora os PPs não concordem com essa abordagem, pois, em seu entendimento, não existe análise de sensibilidade para valores reais e, portanto, a análise de sensibilidade deve ser realizada somente na TIR disponível na época da decisão de investimento, fizeram essa análise conforme solicitado pela EOD.

Nesse caso, o preço da eletricidade deve ser de aproximadamente R\$ 210/MWh. Para demonstrar que esse preço não é um cenário razoável, os PPs analisaram os preços históricos no mercado à vista desde o início das operações do projeto (julho de 2009) até as informações mais recentes disponíveis (janeiro de 2011). Durante esse período, o maior preço pago para a região Sul foi de R\$ 169,53/MWh. Essas informações estão disponíveis para o público no website da CCEE: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=2a8ca5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Portanto, um preço de R\$ 210/MWh (para a TIR “real” que atinge o benchmark) não é razoável no contexto da atividade do projeto.

**Resultado:** A TIR da atividade do projeto sem estar registrada como um projeto de MDL ainda fica abaixo do benchmark, evidenciando que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor, mesmo se os parâmetros variarem a favor do projeto. O conhecimento dos benefícios do registro do MDL foi o ponto-chave na tomada de decisão de implementar a atividade do projeto.

### **SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3**

#### **Passo 3. Análise de barreiras**

Não se aplica.

#### **Passo 4. Análise da prática comum**

##### **Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta:**

De acordo com a ferramenta de adicionalidade (versão 5.2), “*os projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma tecnologia amplamente semelhante, são de uma escala similar e ocorrem em um ambiente comparável com relação a marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento etc.*”. Portanto, os seguintes critérios foram considerados para escolher os projetos semelhantes ao projeto Ouro:

- **País/região:** O Brasil tem de 8.514.876.599 quilômetros quadrados de extensão<sup>41</sup> (com mais de 4.000 km de distância no eixo norte-sul e também no eixo leste-oeste) e 6 regiões climáticas distintas: subtropical, semiárida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida)<sup>42</sup>.

<sup>41</sup> Disponível em: <[http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default\\_territ\\_area.shtm](http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm)>.

<sup>42</sup> Informações disponíveis em: <<http://www.suapesquisa.com/clima/>>.



De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, as zonas climáticas do Brasil são<sup>43</sup>:

- (i) Clima Equatorial, também conhecido como clima de Floresta Tropical: caracterizado pela alta temperatura (a temperatura média do mês mais frio é maior que 18°C) com precipitação distribuída em quase todos os meses do ano. Esse tipo de clima abrange a região Norte do Brasil, que possui uma área florestal densa e extensa (“Floresta Equatorial Amazônica”);
- (ii) Clima Tropical Zona Equatorial: caracterizado pela alta temperatura (a temperatura média do mês mais frio é maior que 18°C) com duas estações distintas – verão chuvoso e inverno seco. Esse tipo de clima abrange as regiões Norte e Nordeste do Brasil;
- (iii) Clima Tropical Nordeste Oriental, também conhecido como Semiárido: caracterizado pelo déficit de precipitação, pois a taxa de precipitação é menor que a taxa de evaporação. O clima é característico da região Nordeste do Brasil (“sertão nordestino”), determinando a vegetação “caatinga”;
- (iv) Clima Tropical Brasil Central: caracterizado pelo clima tropical, com duas estações distintas – verão chuvoso e inverno seco, entretanto, a temperatura média do mês mais frio é menor que 18°C. Esse tipo de clima abrange a região Sudeste e partes das regiões Centro-oeste e Nordeste do Brasil;
- (v) Clima Temperado, também conhecido como Subtropical úmido: caracterizado pela precipitação distribuída durante o ano e a temperatura média do mês mais frio é menor que 18°C. Esse tipo de clima abrange a região Sul do Brasil.

---

<sup>43</sup> IBGE. Elementos de geografia e cartografia para o agente de estatística. Colaboração: Conselho Nacional de Geografia, 1959. Disponível em: <<http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/monografias/GEBIS%20-%20RJ/Elementos%20de%20Geografia%20e%20Cartografia%20para%20o%20Agente%20de%20Estatistica.pdf>>



Figura 5 – Zonas climáticas do Brasil

Fonte: IBGE, 2002<sup>44</sup>

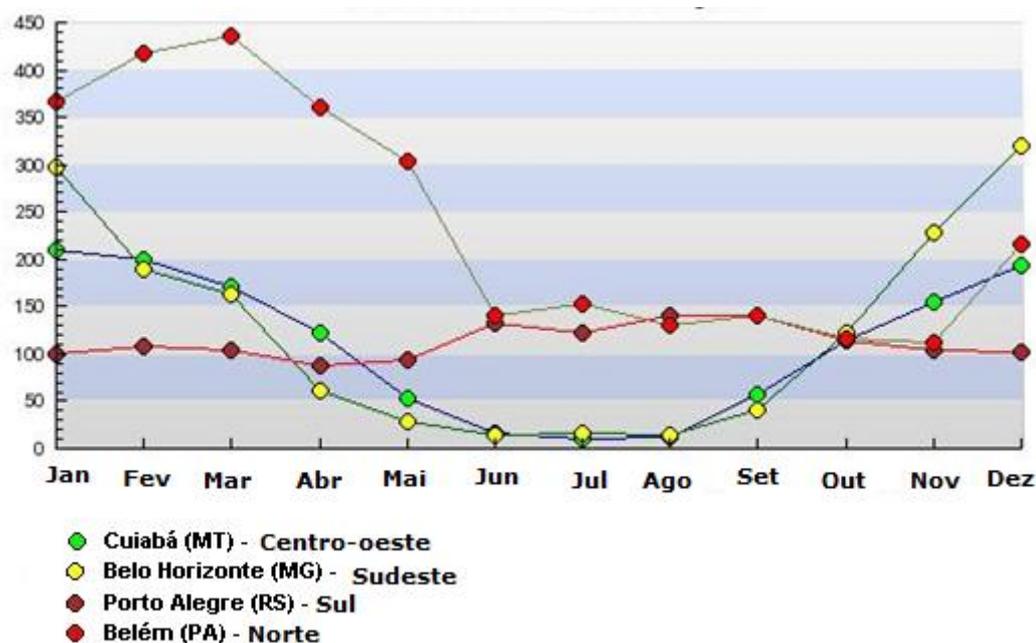
Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados à implementação de uma pequena central hidrelétrica, já que os eventos meteorológicos têm forte influência no processo hidrológico<sup>45</sup>. “O clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica do sistema de geração, transmissão e distribuição de eletricidade para a demanda de consumo de energia”<sup>46</sup>.

<sup>44</sup> Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Mapa Brasil Climats. Disponível em: <ftp://geoftp.ibge.gov.br/mapas/tematicos/mapas\_murais/clima.pdf>.

<sup>45</sup> PINTO, J. A. Estudo de indicadores climáticos para a previsão de longo termo de vazões na bacia do Alto São Francisco. Universidade Federal de Minas Gerais: Belo Horizonte, 2005. Disponível em: <http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/20D.PDF>.

<sup>46</sup> VESELKA, T. D. Balance power [Equilíbrio de energia]: A warming climate could affect electricity. Geotimes. Earth, energy and environment news [Um clima quente poderia afetar a eletricidade. Geotimes. Notícias sobre a

Apenas para referência, os participantes do projeto compararam a média anual de precipitação (mm) das capitais de estado de diferentes regiões do Brasil<sup>47</sup>, com base nos dados de 1961 a 1990.



**Figura 6 – Média de precipitação (mm) nas Regiões Norte, Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil de 1961 a 1990**

Fonte: INMET, 2010

A precipitação é um dos elementos meteorológicos com grande importância para a análise/comparação de regiões e, portanto, sua distribuição na região do país determina a agricultura, a infraestrutura, a habitação e a economia, entre outros. Como pode ser observado na figura acima, a precipitação no estado do Rio Grande do Sul difere das outras regiões do país; a região Sul apresenta a curva de precipitação mais regular<sup>48</sup>.

Terra, energia e meio ambiente]. American Geological Institute [Instituto Geológico dos EUA]: Agosto de 2008. Disponível em: < [http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature\\_electricity.html](http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html) >.

<sup>47</sup> As condições climáticas de Porto Alegre (capital do estado onde está localizado o projeto Ouro – Rio Grande do Sul) foram comparadas a Belém (Norte), Cuiabá (Centro-oeste) e a Belo Horizonte (Sudeste). Essas capitais de estado foram escolhidas pois, se todo o país anfitrião foi usado para a análise da prática comum, as pequenas centrais hidrelétricas localizadas nessas regiões foram as “deixadas” (que não recebem incentivos do MDL e/ou do PROINFA) para serem comparadas com a atividade do projeto proposta. No entanto, como pode ser observado nas Figuras 6 a 9, os projetos localizados em diferentes regiões do Brasil não podem ser comparados e, portanto, não podem ser considerados semelhantes à atividade do projeto proposta, levando em consideração a grande extensão do Brasil e as condições climáticas, que têm influência nos aspectos técnicos e, conseqüentemente, de investimento da implementação de projetos de energia hidrelétrica (especialmente os que possuem pequenos reservatórios, caso do projeto Ouro, com densidade de potência de 177,7 W/m<sup>2</sup>). Mais explicações são apresentadas no Protocolo de validação (SAC 14).

<sup>48</sup> HALLAL, M. O. C. Análise de variabilidade de indicadores climáticos para a precipitação pluvial no Rio Grande do Sul. Trabalho de graduação. Universidade Federal de Pelotas, Rio Grande do Sul: Dezembro de 2007. Disponível

Além da precipitação, os parâmetros de temperatura, umidade e evaporação foram analisados como indicadores para descrever as diferenças entre os climas das regiões.

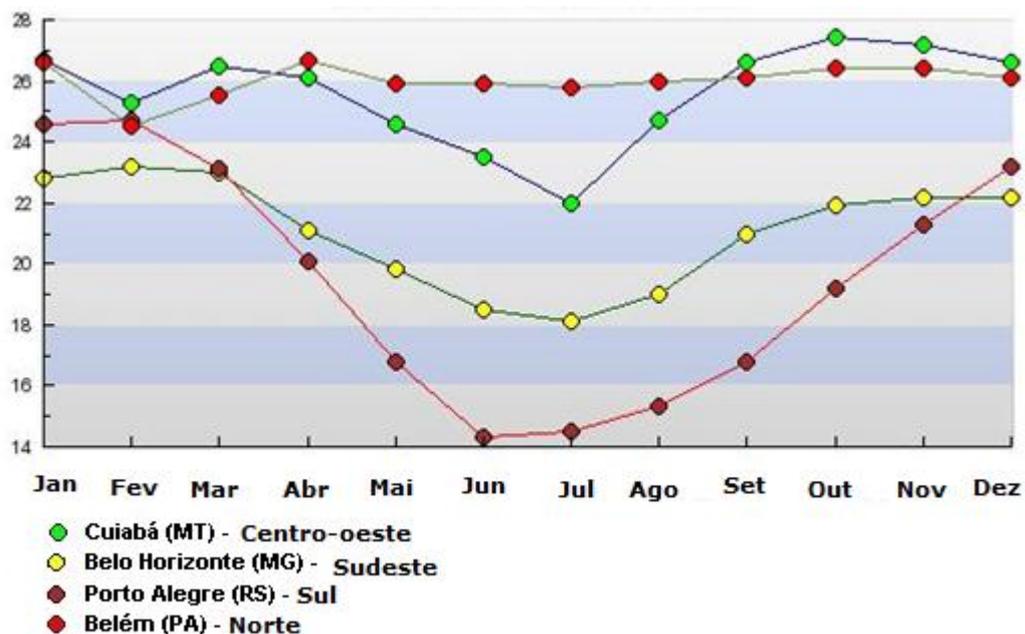


Figura 7 – Média de temperatura (°C) nas Regiões Norte, Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil de 1961 a 1990

Fonte: INMET, 2010

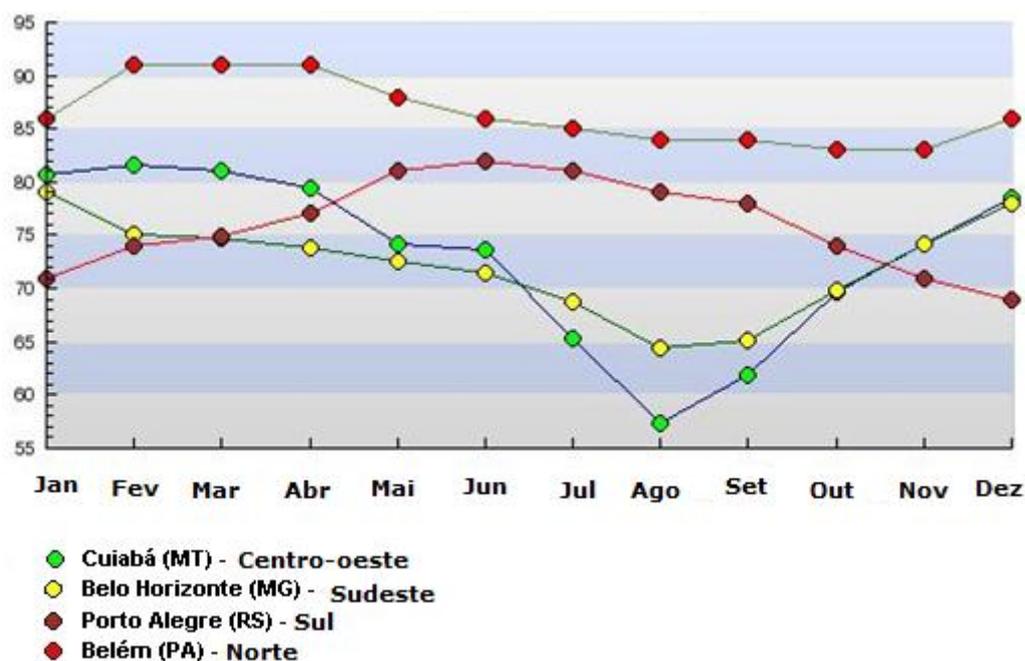


Figura 8 – Média de umidade (%) nas Regiões Norte, Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil de 1961 a 1990

Fonte: INMET, 2010

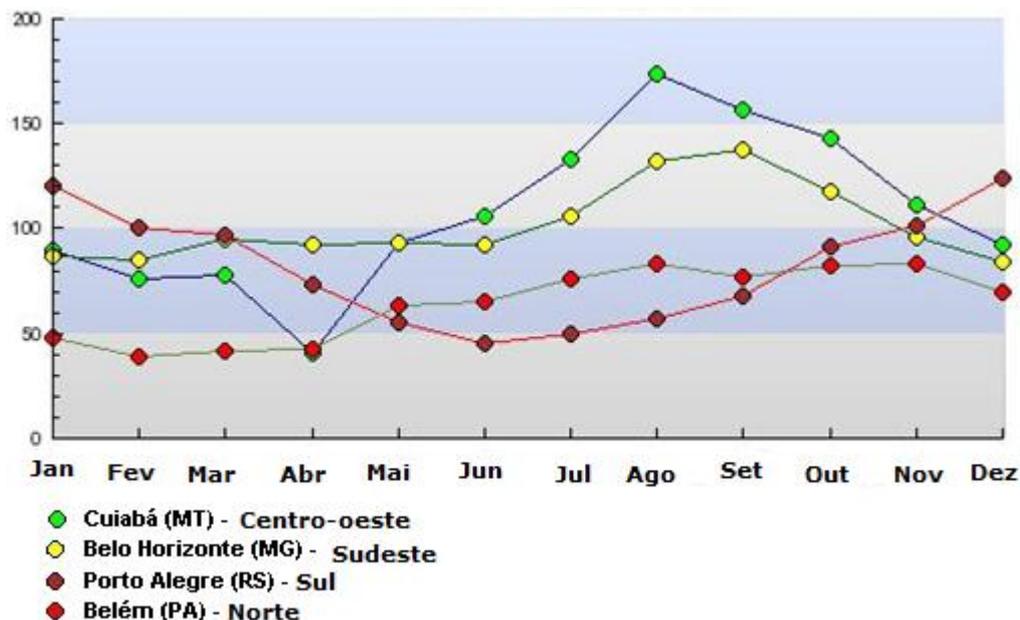


Figura 9 – Média de evaporação (mm) nas Regiões Norte, Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil de 1961 a 1990

Fonte: INMET, 2010

Os projetos de hidrelétricas podem ser significativamente diferentes entre si se considerarmos a região em que será implementados, o clima, a topografia, a disponibilidade de linhas de transmissão, a regularidade da vazão dos rios, etc. Somente por estes motivos, é extremamente difícil e não é razoável comparar diferentes plantas e potenciais de energia hidrelétrica. Além disso, não é possível instalar as centrais hidrelétricas em um local ideal (perto de centros de carga e linhas de transmissão) nem transferi-las facilmente (movê-las para uma nova região em que é oferecida uma tarifa melhor) como, por exemplo, as centrais elétricas modulares alimentadas com combustível fóssil (diesel, gás natural). As diferenças podem ser ainda maiores se não houver possibilidade de um grande armazenamento de água, como no caso de pequenas centrais hidrelétricas.

Considerando as informações acima, apenas as pequenas centrais hidrelétricas localizadas na mesma região do Projeto Ouro – região Sul do Brasil (estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) – foram analisadas.

- **Escala:** Conforme mencionado na seção A, de acordo com as normas brasileiras, centrais hidrelétricas de pequena escala são definidas como plantas com capacidade instalada entre 1 e 30 MW<sup>49</sup>. Portanto, nenhuma central hidrelétrica de grande escala (*por exemplo*, com capacidade

<sup>49</sup> ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 652, publicada em 9 de dezembro de 2003.



instalada acima de 30 MW) foi considerada. Além disso, foram analisadas somente plantas com capacidade instalada 50% menor e 50% maior que a do projeto Ouro (*ou seja*, entre 8 e 24 MW).

- **Mesmo ambiente com relação ao marco regulatório:** Até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Outras iniciativas com o objetivo de aumentar a geração de eletricidade no país foram tomadas entre 1990 e 2003; no entanto, isso não atraiu novos investimentos para o setor. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar os investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e novas instituições criadas como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – uma instituição que se tornou responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico com a função de avaliar, em uma base perene, a segurança do fornecimento de energia elétrica – e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – uma instituição responsável pelo gerenciamento da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado. Essa nova estrutura foi aprovada pelo Congresso e publicada em março de 2004<sup>50</sup>. Devido ao novo *marco regulatório e ao clima de investimentos*, o PP considerou apenas projetos iniciados após março de 2004.
- **Mesmo ambiente com relação ao clima de investimentos, acesso a tecnologia e financiamento:** Conforme mencionado no item “país/região” acima, dependendo do local do projeto, haverá diferenças relacionadas aos aspectos técnicos de um projeto de pequena central hidrelétrica, mesmo se os projetos de pequenas centrais hidrelétricas estiverem localizados na mesma região. Essas diferenças técnicas obviamente têm influência no investimento/financiamento de um projeto. Além disso, é necessário considerar que os patrocinadores do projeto possuem diferentes capacidades de investimento. Portanto, as informações financeiras devem ser consideradas quando são analisados projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Entretanto, Participantes do Projeto decidiram se esforçar ao máximo para fazer uma comparação razoável para fins da análise da prática comum, mesmo sem informações sobre investimento disponíveis.

Considerando as informações acima, os Participantes do Projeto pesquisaram as unidades geradoras de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil que iniciaram as operações de abril de 2004 (reforma do setor elétrico) a outubro de 2010 (os dados mais completos disponíveis até a elaboração deste DCP) na região Sul do Brasil. Além disso, foram identificadas as pequenas centrais hidrelétricas que receberam algum tipo de incentivo (PROINFA<sup>51</sup> e/ou MDL).

<sup>50</sup> <http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/ Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>.

<sup>51</sup> Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado através da Lei No. 10.438 datada de 26 de abril de 2002. Entre outras, uma das metas da iniciativa é aumentar a participação das fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo assim para maior sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a companhia de energia elétrica estatal federal Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S/A) para atuar como principal offtaker de energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica de longo prazo com produtores de energia alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais. Além disso, o Decreto Brasileiro No. 5.025 datado de 30 de março de 2004, que regula a Lei No. 10.438, determina que o PROINFA visa a redução dos gases de efeito estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) segundo o Protocolo



Tabela 10 – Início das operações das PCHs de abril de 2004 a outubro de 2010

Ano	Projeto	Estado	Capacidade instalada (MW)	Incentivo?
2004		-		
2005	Furnas do Segredo	RS	9,80	MDL
2006	Carlos Gonzatto	RS	9,00	PROINFA
	Esmeralda	RS	22,20	
	São Bernardo	RS	15,00	
2007	Flor do Sertão	SC	16,50	
	Santa Laura	SC	15,00	
2008	Alto Benedito Novo I	SC	15,00	MDL
	Alto Irani	SC	21,00	PROINFA
	Caçador	RS	22,50	
	Cotiporã	RS	19,50	
	Plano Alto	SC	16,00	
2009	Linha Emília	RS	19,50	
	Eng. Ernesto Jorge Dreher	RS	17,47	-
	Rodeio Bonito	SC	14,68	MDL
2010	Arvoredo	SC	13,00	
	Criúva	RS	23,95	

Fonte: ANEEL (2010)<sup>52</sup>, UNFCCC (2010)<sup>53</sup> e ELETROBRÁS (2010)<sup>54</sup>

Uma planilha com a pesquisa completa da análise da prática comum está disponível com os participantes do projeto e foi apresentada à EOD durante a validação<sup>55</sup>.

#### Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política do “Tipo E”.

<sup>52</sup> ANEEL (2010). Resumo Geral do Acompanhamento das Usinas de Geração Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>>.

<sup>53</sup> UNFCCC (2010). Project activities [Atividades do projeto]. Validation [Validação]. Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima [do inglês "United Nations Framework Convention on Climate Change"]. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/index.html>>.

<sup>54</sup> ELETROBRÁS (2010). Relação de empreendimentos contratados e extratos dos contratos e termos aditivos celebrados. Programas: Proinfa. Website da Centrais Elétricas Brasileiras S/A: <<http://www.eletrabras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>>.

<sup>55</sup> A explicação detalhada relativa à análise da prática comum é apresentada no Protocolo de validação 14.

Considerando a pesquisa acima, quase todos os projetos que iniciaram a operação desde abril de 2004 recebem publicamente algum tipo de incentivo (MDL e/ou PROINFA). A única pequena central hidrelétrica que não recebe incentivo do MDL ou do PROINFA é a Eng. Ernesto Jorge Dreher. No entanto, esse projeto recebe incentivo do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI<sup>56</sup>. Esse tipo de incentivo foi criado através da Lei nº 11.488, datada de 15 de junho de 2007, para a redução de impostos destinados a projetos de transporte, energia, irrigação, portos e saneamento<sup>57</sup>.

Esse resultado demonstra que os riscos relacionados a este tipo de projeto são mais altos, como discutido no Passo 2 – Análise de investimentos, e que é necessário um incentivo forte para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil, situação que inclui as pequenas centrais hidrelétricas.

Vale mencionar que 67,9% da geração do Brasil correspondem a grandes hidrelétricas e 26,3% a usinas termelétricas. Somente 3% da capacidade instalada do Brasil provêm de fontes de pequenas hidrelétricas (3,4 GW de um total de 113 GW).

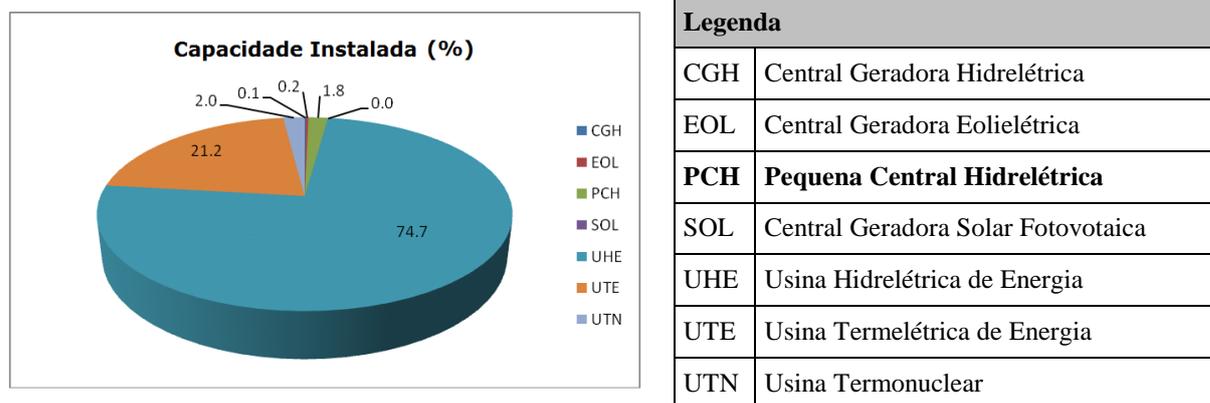


Figura 10 – Participação da capacidade instalada

Fonte: ANEEL, 2011<sup>58</sup>

Além disso, nos mais recentes leilões de energia, que ocorreram entre 2005 e 2007, do total de 9.594 MW vendidos, 5.888 MW (61,3%) virão de centrais termelétricas alimentadas com combustível

<sup>56</sup> Veja as informações disponíveis no website da Receita Federal:

<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/RegimeReidi/RelacaodasPJJN758.htm>.

<sup>57</sup> Mais informações estão disponíveis em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/legisassunto/reidi.htm>>.

<sup>58</sup> ANEEL (2011). Banco de Informações de Geração. Dados atualizados em 24 de janeiro de 2011. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>.



fóssil, dos quais 2.152 MW vêm do gás natural e 2.514 MW de centrais termelétricas alimentadas com óleo combustível, ou seja, 22,4% e 26,2% do total vendido, respectivamente (ESPARTA, 2008)<sup>59</sup>.

Em resumo, esta atividade do projeto não é a prática comum, pois nenhum projeto semelhante iniciou a operação no período mencionado acima sem algum tipo de incentivo. O cenário do modo mais comum de trabalho no país é a implementação de projetos de grandes hidrelétricas com grandes reservatórios e de termelétricas alimentadas com combustível fóssil, que representam a maior parte da nova capacidade instalada. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receitas e decidam, então desenvolver esses projetos. O MDL possibilitou que alguns investidores instalassem pequenas centrais hidrelétricas e vendessem eletricidade à rede.

**SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL**

## **B.6. Reduções de emissões:**

### **B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

#### ***Reduções de emissões ( $ER_y$ )***

As reduções de emissões pela atividade do projeto ( $ER_y$ ) são calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

$ER_y$  = Reduções de emissões no ano y (t CO<sub>2</sub>e/ano);

$BE_y$  = Emissões da linha de base no ano y (t CO<sub>2</sub>e/ano);

$PE_y$  = Emissões do projeto no ano y (t CO<sub>2</sub>e/ano);

$LE_y$  = Emissões das fugas no ano y (t CO<sub>2</sub>e/ano).

#### ***Emissões da linha de base ( $BE_y$ )***

---

<sup>59</sup> ESPARTA, A. R. J. (2008). Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: a experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo.



De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002), as emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em razão da atividade do projeto, calculadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

$BE_y$  = Emissões da linha de base no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/ano);

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade do projeto de MDL no ano  $y$  (MWh/ano);

$EF_{grid,CM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano  $y$  calculado usando a versão mais recente da “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”.

Para projetos totalmente novos instalados em um local em que não ocorria geração de eletricidade anteriormente, como é o caso da atividade do projeto proposta, o cálculo de  $EG_{PJ,y}$  é feito da seguinte forma:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Equação 3}$$

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade de geração de eletricidade líquida produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade do projeto de MDL no ano  $y$  (MWh/ano);

$EG_{facility,y}$  = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano  $y$  (MWh/ano).

*Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada da rede (EF<sub>y</sub>)*

O fator de emissão da linha de base foi estimado usando a ferramenta metodológica “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”. De acordo com essa ferramenta, “*Se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, esses delineamentos devem ser usados*”.

A AND brasileira publicou recentemente a Resolução nº 8 publicada em 26 de maio de 2008<sup>60</sup> que define a rede interligada nacional como um sistema único que cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste). Mais informações estão disponíveis

<sup>60</sup> Embora a resolução seja datada de maio, ela só entrou em vigor em 19 de julho de 2008, que é a data da sua publicação no Diário Oficial da União, disponível em <http://www.in.gov.br/>.



no website da AND brasileira (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>).

Além disso, a AND brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem de operação calculado de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, aprovada pelo Conselho Executivo do MDL. Portanto, os dados publicados pela AND brasileira foram considerados para o fator de emissão usado no projeto Ouro.

De acordo com a ACM0002, o fator de emissão é calculado como a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM}$$

**Equação 4**

Onde:

$EF_{grid,CM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada da rede para geração de energia no ano y (EF<sub>y</sub>)

$w_{OM}$  = ponderação do fator de emissões da margem de operação (%);

$EF_{OM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$w_{BM}$  = ponderação do fator de emissões da margem de construção (%);

$EF_{BM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh).

A margem de operação (OM) refere-se ao grupo de usinas existentes as quais a geração de eletricidade atual seria afetada pela atividade de projeto MDL proposta. Para o cálculo da OM, a AND brasileira utiliza a opção c – Análise dos Dados de Despacho OM. A análise dos dados de despacho é baseada nas usinas que realmente despacham na margem a cada hora  $h$  onde o projeto está deslocando energia da rede. Uma vez que essa opção não permite o peso do cálculo *ex-ante* do fator de emissão esse parâmetro será atualizado aplicando os números fornecidos pela AND.

A margem de construção (BM) refere-se ao grupo de plantas as quais a construção e operação futura seriam afetadas pela atividade MDL proposta. Em termos de opções, a opção 2 foi utilizada, ou seja, o BM será atualizado anualmente, *ex-post*.

Os pesos são determinados pela ferramenta de cálculo do fator de emissão. Para projetos hidrelétricos,  $w_{OM} = 0.5$  e  $w_{BM} = 0.5$  são usados para o primeiro período de créditos. Os pesos são fixos e devem ser atualizados durante a renovação do período de créditos do projeto. Maiores informações são apresentadas no Anexo 3.

Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede ( $EG_{facility,y}$ )

A quantidade estimada de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede é apresentada na seção B.6.3 a seguir.

**Emissões do projeto ( $PE_y$ )**



A atividade do projeto proposta pode envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Nesse sentido, de acordo com a metodologia do MDL selecionada, essas emissões devem ser consideradas como emissões do projeto usando a equação a seguir:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HI}$$

**Equação 9**

Onde:

$PE_y$  = Emissões do projeto no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano);

$PE_{FF,y}$  = Emissões do projeto a partir do consumo de combustível fóssil no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/ano);

$PE_{GP,y}$  = Emissões do projeto a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas decorrentes da liberação de gases não-condensáveis no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano);

$PE_{HP,y}$  = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/ano).

Emissões decorrentes da combustão de combustíveis fósseis ( $PE_{FF,y}$ )

Considerando que não existe combustão de combustíveis fósseis na atividade do projeto proposta,  $PE_{FF,y} = 0$  tCO<sub>2</sub>/ano.

Emissões decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não-condensáveis ( $PE_{GP,y}$ )

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma pequena central hidrelétrica, não há emissões de gases não-condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto,  $PE_{GP,y} = 0$  tCO<sub>2</sub>/ano.

Emissões a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ( $PE_{HP,y}$ )

De acordo com a ACM0002, novos projetos de centrais hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, seguindo as condições abaixo:

a) se a densidade de potência ( $PD$ ) da central elétrica for maior que 4 W/m<sup>2</sup> e menor ou igual a 10 W/m<sup>2</sup>:



$$PE_y = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Equação 10

Onde:

$PE_y$  = Emissão a partir de reservatório expressa em tCO<sub>2</sub>e/ano.

$EF_{Res}$  = é o fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios e o valor padrão conforme o CE23 é 90 Kg CO<sub>2</sub>e/MWh.

$TEG_y$  = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y (MWh).

b) Se a densidade de potência ( $PD$ ) do projeto for maior que 10W/m<sup>2</sup>,  $PE_y = 0$ .

A densidade de potência da atividade do projeto é calculada como a seguir:

$$PD = \frac{(Cap_{PJ} - Cap_{BL})}{(A_{PJ} - A_{BL})}$$

Equação 11

Onde:

$PD$  = Densidade de potência da atividade do projeto, em W/m<sup>2</sup>.

$Cap_{PJ}$  = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W).

$Cap_{BL}$  = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero.

$A_{PJ}$  = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m<sup>2</sup>).

$A_{BL}$  = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m<sup>2</sup>). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

### ***Emissões das fugas ( $LE_y$ )***

As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e de outras atividades a montante. Entretanto, de acordo com a metodologia, os participantes do projeto não precisam considerar essas fontes de emissões.

<b>B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:</b>
--



<b>Dado / Parâmetro:</b>	Cap <sub>BL</sub>
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a metodologia, para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero.
Comentário:	

<b>Dado / Parâmetro:</b>	A <sub>BL</sub>
Unidade do dado:	m <sup>2</sup>
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a metodologia, para novos reservatórios, este valor é zero.
Comentário:	

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

#### *Emissões da linha de base (BE<sub>y</sub>)*

#### *Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada da rede (EF<sub>y</sub>)*

A AND Brasileira, através da resolução nº 8, datada de 26 de maio de 2008, definiu o sistema elétrico brasileiro, para fins das atividades do MDL, como um sistema único interligado abrangendo as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste).

Além disso, a AND brasileira disponibilizou os fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação. Este último é calculado usando a opção c – Análise dos dados de despacho OM. O fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ( $EF_{grid,OM-DD,y}$ ) é determinado com base nas unidades geradoras que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora  $h$  onde o projeto está



deslocando eletricidade. Essa abordagem não se aplica aos dados históricos e, portanto, exige o monitoramento anual de  $EF_{grid,OM-DD,y}$ . Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no website da AND (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>). Portanto, os dados fornecidos pela AND brasileira serão usados na verificação do projeto.

Para fins de estimativa, foi aplicado o fator de emissão do ano de 2007 fornecido pela AND brasileira. Quando foram aplicados os números publicados na fórmula apresentada no passo 3 do Anexo 3, o  $EF_{grid,OM-DD,y}$  obtido foi:

$$EF_{grid,OM-DD,2007} = 0,2909 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

A margem de construção para os anos considerados é:

$$EF_{BM,2007} = 0,0775 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

Com esses números aplicados à fórmula apresentada no passo 6, da seção B.6.1, obtemos:

$$EF_{2007} = 0,5 \times 0,2909 + 0,5 \times 0,0775$$

$$EF_{2007} = 0,1842 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

*Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede ( $EG_{facility,y}$ )*

A eletricidade futura fornecida pelo projeto à rede é estimada com base na energia assegurada da central hidrelétrica (8,6 MW-méd.), conforme apresentado no “Projeto Básico” de concepção do projeto preparado pela Intertechne em julho de 2008. Portanto, a energia exportada para a rede da Ouro é de 75.336 MWh/ano (8,6 MW-méd. x 8.760 horas de operação).

O fator de carga da planta de uma central hidrelétrica pode ser obtido dividindo a energia assegurada pela capacidade instalada da planta. No caso do projeto Ouro, o fator de carga da planta é de 54% (8,6 MW-méd./16 MW). Como a energia assegurada do projeto Ouro foi estabelecida na concepção do projeto pela Intertechne (empresa de engenharia), o item b do Anexo 11 (EB 48) foi escolhido para a determinação ex-ante do fator de carga da planta da Ouro.

Fator de emissão de CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0,1842
---	--------

**Tabela 11 - Geração líquida de energia e emissões da linha de base**

Ano	Eletricidade líquida produzida (MWh)	Emissões da linha de base (tCO <sub>2</sub> e)
-----	--------------------------------------	--



2012	75.336	13.875
2013	75.336	13.875
2014	75.336	13.875
2015	75.336	13.875
2016	75.336	13.875
2017	75.336	13.875
2018	75.336	13.875
<b>TOTAL</b>	<b>527.352</b>	<b>97.128</b>

### *Emissões do projeto ( $PE_y$ )*

#### Emissões decorrentes da combustão de combustíveis fósseis ( $PE_{FF,y}$ )

Considerando que não existe combustão de combustíveis fósseis na atividade do projeto proposta,  $PE_{FF,y} = 0$  tCO<sub>2</sub>/ano.

#### Emissões decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não-condensáveis ( $PE_{GP,y}$ )

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma pequena central hidrelétrica, não há emissões de gases não-condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto,  $PE_{GP,y} = 0$  tCO<sub>2</sub>/ano.

#### Emissões a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ( $PE_{HP,y}$ )

Considerando a equação 4, na seção B.6.1, a densidade de potência do Projeto Ouro é 177,77 W/m<sup>2</sup> (ou MW/km<sup>2</sup>). Portanto,  $PE_y = 0$ .

### *Reduções de emissões ( $ER_y$ )*

As reduções de emissões estimadas pela atividade do projeto são apresentadas na seção abaixo.

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

**Tabela 12 - Redução de emissões total do projeto em tCO<sub>2</sub>**

Anos	Estimativa de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de emissões da linha de base (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de fugas (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO <sub>2</sub> e)
Ano 1 - (2012)	0,0	13.875	0,0	13.875
Ano 2 - (2013)	0,0	13.875	0,0	13.875
Ano 3 - (2014)	0,0	13.875	0,0	13.875
Ano 4 - (2015)	0,0	13.875	0,0	13.875
Ano 5 - (2016)	0,0	13.875	0,0	13.875



Ano 6 - (2017)	0,0	13.875	0,0	13.875
Ano 7 - (2018)	0,0	13.875	0,0	13.875
<b>Total</b> (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	<b>0,0</b>	<b>97.128</b>	<b>0,0</b>	<b>97.128</b>

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

#### B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Os dados monitorados e exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y
Fonte do dado:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	75.336
Procedimentos de medição (se houver):	Medição contínua e registro horário.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede. Verificado duas vezes pelo controle interno e pela nota fiscal ou pelos relatórios emitidos pela Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE).
Comentário:	-

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$Cap_{PJ}$
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado:	Local do projeto e documentos oficiais.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	16.000.000
Procedimentos de medição (se houver):	Determinação da capacidade instalada com base em normas reconhecidas.
Frequência de	Anual



monitoramento	
Procedimentos de GQ/CQ:	-
Comentário:	-

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$A_{PJ}$
Unidade do dado:	$m^2$
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.
Fonte do dado:	Fonte oficial.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	90.000
Procedimentos de medição (se houver):	O reservatório será monitorado através de dados topográficos do local da atividade de projeto (levantados uma vez na época da concepção do projeto) e do nível do reservatório, que será monitorado anualmente pelo patrocinador do projeto.
Frequência de monitoramento	Anual.
Procedimentos de GQ/CQ:	-
Comentário:	-

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	$tCO_2/MWh$
Descrição:	Fator de emissão de $CO_2$ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Fonte do dado:	Calculado conforme os passos definidos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico ”aplicando os números publicados pelo website da AND brasileira ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html</a> )
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,1842



Procedimentos de medição (se houver):	Dados fornecidos pela AND brasileira para o ano de 2007. Uma vez escolhida pela AND a opção c) para o cálculo da margem de operação, este valor será atualizado após a prescrição da ferramenta.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentário:	

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{grid.OM,y}$
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de operação para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Fonte do dado usada:	Calculado seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” aplicando os números publicados pelo website da AND brasileira: ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html</a> )
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,2909
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A opção selecionada para calcular a margem de operação foi a análise de despacho que não permite o uso do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Portanto, a opção escolhida foi o cálculo <i>ex-post</i> . Este parâmetro será atualizado aplicando os números fornecidos pela AND brasileira
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentário:	A opção c) “Análise dos Dados de Despacho” foi escolhida para calcular a margem de operação. Esta opção não permite o uso do período <i>ex-ante</i> para o cálculo do fator de emissão. Portanto, o fator de emissão será calculado <i>ex-post</i> , aplicando os números fornecidos pela AND brasileira. Explicações relacionadas a metodologia dos cálculos e escolhas são explicadas na seção B.6.1. Para fins de estimativa, foram usados os dados do ano de 2007.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	$EF_{grid.BM,y}$
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh



Descrição:	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de construção para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Fonte do dado usada:	Calculado seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” aplicando os números publicados pelo website da AND brasileira: ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html</a> )
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,0775
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Para fins de estimativa, foram usados os dados do ano de 2007. Foi escolhida a Opção 2 da ferramenta. Assim, este parâmetro será atualizado <i>ex-post</i> aplicando os números fornecidos pela AND brasileira.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentário:	

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

O projeto Ouro irá prosseguir de acordo com a “Metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002 – Metodologia consolidada de monitoramento para geração de eletricidade conectada à rede, com emissões nulas, a partir de fontes renováveis”. De acordo com essa metodologia e conforme apresentado neste DCP, os parâmetros a serem monitorados para o projeto Ouro são os seguintes:

- (i) Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano  $y$  ( $EG_{facility,y}$ );
  - (ii) Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto ( $Cap_{PJ}$ );
  - (iii) Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio ( $A_{PJ}$ );
  - (iv) Os parâmetros usados para o cálculo do fator de emissão de  $CO_2$  da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano  $y$ , calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” ( $EF_{grid,CM,y}$ ).
- (i) Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano  $y$  ( $EG_{facility,y}$ );

O projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. A eletricidade produzida pela atividade do projeto será monitorada por meio de um equipamento de medição projetado para registrar e verificar, de maneira bidirecional, a energia despachada pela unidade (eletricidade exportada menos a importada).

Há quatro medidores de energia, todos de modelos especificados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CCEE viabiliza e regula a comercialização de energia elétrica.

Dois desses quatro medidores serão instalados na PCH, enquanto os outros dois (principal e reserva) estarão localizados na subestação *SE Campos Novos*. Antes do início das operações, a CCEE exige que esses medidores sejam calibrados por uma entidade credenciada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC). A Brennan Energia será a responsável pela calibração dos medidores localizados na central elétrica e a companhia de energia elétrica local (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC), pela calibração dos medidores localizados na subestação. A calibração será realizada de acordo com os procedimentos estabelecidos pelo ONS<sup>61</sup> (a cada 2 anos).

**Tabela 13 - Descrição dos medidores**

<b>PCH Ouro</b>
-----------------

<sup>61</sup> Consulte o documento “Módulo 12 do ONS, Submódulo 12.3 – Manutenção do sistema de medição para faturamento”. Disponível em: [http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submodulo%2012.3\\_v10.0.pdf](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submodulo%2012.3_v10.0.pdf).



Fabricante	Landis+Gyr <sup>62</sup>
Quantidade	4
Tipo	SAGA 1000
Modelo	1681-A
Classe de precisão	0,2%

As medições serão controladas em tempo real pelo Centro de Operações de Geração (COG) da empresa, localizado em Cuiabá, capital do estado do Mato Grosso. Os dados de medição serão comparados entre os medidores, de forma que seja possível detectar quaisquer problemas. Se houver algum problema, será colocado em ação o pessoal da planta. O Departamento Técnico será responsável pela coleta e arquivamento dos dados de medição.

Para fins de faturamento, as recomendações do ONS<sup>63</sup> serão seguidas e as medições dos medidores serão enviadas em relatórios padrão à CCEE (arquivos XML). No futuro, a CCEE terá acesso on-line às medições dos medidores localizados na subestação.

Como as informações dos medidores localizados na subestação serão usadas para fins de faturamento, também serão usadas para o cálculo das reduções de emissões.

(ii) Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto ( $Cap_{PJ}$ )

A capacidade instalada da central elétrica será confirmada pela EOD durante a visita ao local em todas as verificações e será feita a verificação cruzada com documentos oficiais, por exemplo, resolução da ANEEL ou licenças emitidas pela agência ambiental do estado do Rio Grande do Sul.

(iii) Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio ( $A_{PJ}$ )

A área do reservatório será monitorada através de estudos topográficos (feitos na época da concepção do projeto) e dos níveis do reservatório de água, que serão monitorados pelos patrocinadores do projeto. Essas informações estarão disponíveis na época da verificação do projeto.

(iv) Parâmetros usados para o cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano  $y$ , calculados usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” ( $EF_{grid,CM,y}$ )

<sup>62</sup> Para obter mais informações, acesse o website:

<<http://www.landisgyr.com.br/default.asp?opcao=29&subopcao=95>>.

<sup>63</sup> Módulo 12. Medição para faturamento. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\\_12.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx)>.

O fator de emissão da rede apresentado neste DCP foi calculado pela AND brasileira (disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html>), usando a análise dos dados de despacho para a margem de operação. O fator de emissão da margem de construção foi determinado usando o fator de emissão médio ponderado pela geração de todas as unidades geradoras durante o ano mais recente para o qual estavam disponíveis os dados da geração de energia. Portanto, o fator de emissão de 0,1842 tCO<sub>2</sub>e/MWh foi aceito apenas para estimar as reduções de emissões esperadas da atividade de projeto durante o período de obtenção de créditos. Assim, o cálculo do fator de emissão usado neste DCP, apenas para fins de estimativa, deve ser verificado e atualizado de acordo usando os dados mais recentes disponíveis na época do processo de verificação.

O Grupo Brennand, que controla a Ouro Energética S.A., será responsável pela manutenção dos equipamentos de monitoramento, pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes de dados de monitoramento, pela análise dos resultados/dados relatados, pela realização de auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com exigências operacionais e pelas ações corretivas. O Grupo também será responsável pelo gerenciamento do projeto, assim como pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios. Além disso, a Brennand está preparando um manual de operação, manutenção e emergência, com base nos procedimentos adotados nas outras PCHs do grupo. Os técnicos serão treinados antes de a planta entrar em operação, nos laboratórios do fornecedor de dispositivos elétricos, a Grameyer.

No primeiro ano de operação, haverá 4 operadores na planta. Nos anos seguintes somente um operador estará trabalhando na planta, já que toda a operação será controlada remotamente pelo COG. Além disso, a ANEEL poderá visitar a planta para inspecionar a operação e a manutenção das instalações, confirmando que o projeto segue os procedimentos exigidos.

A figura abaixo mostra um organograma com a estrutura operacional e gerencial para a atividade do projeto de MDL.

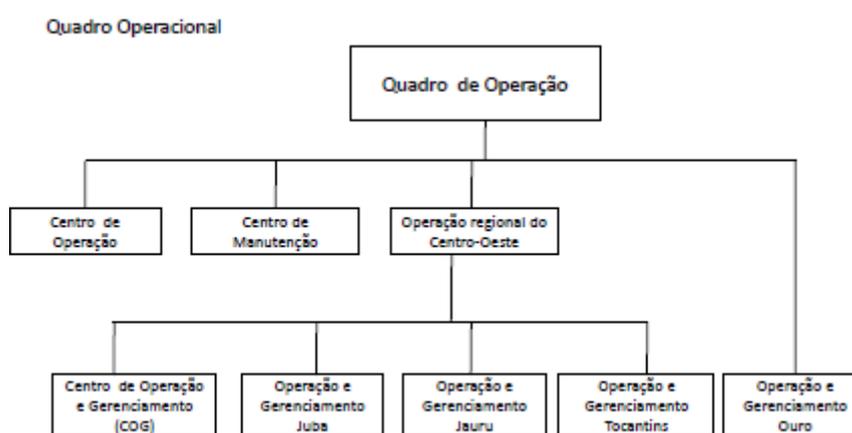


Figura 11 - Organograma do Conselho Operacional



O Grupo Brennand contratou empresas especializadas para executar seus programas ambientais. Após o início das operações comerciais, a renovação das áreas degradadas e das áreas de preservação permanente será feita de acordo com as normas das agências ambientais, através de uma equipe de especialistas ambientais, que também irá monitorar a conformidade às normas das agências ambientais. Os estudos realizados durante a fase de projeto das atividades do projeto mostraram os impactos ambientais e a interferência no desenvolvimento social na região da planta, indicando as medidas de mitigação a serem adotadas durante a fase de construção. Essas medidas estão sendo rigorosamente tomadas. Os dados sobre o impacto ambiental estão sendo arquivados pela PCH e pelas agências ambientais.

Os dados monitorados e exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último.

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

Data de conclusão da seção da linha de base e da metodologia de monitoramento (DD/MM/AAAA): 16/06/2009.

Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.  
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222  
Código postal + cidade: 01411-000 São Paulo, SP  
País: Brasil  
Contato: Ricardo Esparta  
Cargo: Diretor  
Telefone: +55 (11) 3063-9068  
Fax: +55 (11) 3063-9069  
E-Mail: [ricardo.esparta@eqao.com.br](mailto:ricardo.esparta@eqao.com.br)

Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. é consultora e participante do projeto.

**SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos**

**C.1 Duração da atividade do projeto:**

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

O Glossário de termos do MDL define a data de início de uma atividade de projeto não de F/R como “primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto”.



Da definição acima, foram analisadas as datas a seguir:

- Aquisição de turbinas e geradores: 28/02/2007
- Assinatura do contrato EPC: 05/07/2007
- Início da construção: 01/08/2007
- Assinatura do CCVE: 01/12/2007
- Fechamento financeiro: 25/08/2008

Considerando a linha do tempo acima, a compra dos principais equipamentos do projeto (turbinas e geradores) aconteceu em primeiro lugar e, portanto, é considerada a data de início do projeto. Mais informações podem ser encontradas na seção B.5.

**C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto:**

24 anos e 3 meses<sup>64</sup>

**C.2 Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:****C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

01/01/2012 ou na data de registro da atividade do projeto de MDL, o que ocorrer mais tarde.

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

7a-0m

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

Não se aplica.

**C.2.2.2. Duração:**

Não se aplica.

---

<sup>64</sup> De acordo com a Resolução ANEEL nº 537 publicada em 14 de outubro de 2003, estão autorizadas a construção e a operação do projeto Ouro por 30 anos a partir da data da publicação da autorização. Como o projeto iniciou as operações em 2009, a vida útil operacional esperada do projeto é de 24 anos e 3 meses. É importante mencionar que a análise financeira considerou (na época da decisão de investimento) 25 anos e 5 meses de vida útil operacional do projeto, pois a data estimada para o início das operações do projeto era 2008. Os PPs esclarecem que não é incomum a ocorrência de atrasos no processo de construção.

**SEÇÃO D. Impactos ambientais****D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:**

No Brasil, é exigido que o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou de qualquer outra atividade que possa ocasionar degradação ambiental obtenha uma série de permissões da agência ambiental pertinente (federal e/ou local, dependendo do tipo do projeto e localização).

O impacto ambiental do projeto é considerado pequeno devido às represas menores e ao tamanho do reservatório. Apesar disso, os patrocinadores do projeto precisam obter todas as licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras (Resolução do CONAMA - *Conselho Nacional do Meio Ambiente* nº 237/97):

- A licença preliminar (Licença Prévia ou LP),
- A licença de construção (Licença de Instalação ou LI); e
- A licença de operação (Licença de Operação ou LO).

De acordo com o artigo 3 desta resolução, a emissão de licenças ambientais para projetos com impactos ambientais significativos ocorre apenas depois do desenvolvimento de um Estudo de Impacto Ambiental. Para projetos que não produzem impactos significativos, as agências ambientais estabelecem os limites para o estudo que tem que ser feito para avaliar o projeto. Foi o que aconteceu com a PCH Ouro, cujas atividades não causaram impactos significativos. Nesse sentido, a agência ambiental somente solicitou um estudo preliminar, que foi realizado em agosto de 2001.

O processo de permissões ambientais é de natureza administrativa e foi implementado pela Política Nacional do Meio Ambiente, estabelecida pela Lei nº 6.938, datada de 31 de outubro de 1981. Além disso, outras normas e leis foram publicadas pelo CONAMA e pelas agências estaduais locais.

Para obter todas as licenças ambientais, os projetos de pequenas hidrelétricas devem mitigar os seguintes impactos:

- Inundação de terras indígenas e de áreas históricas de escravatura – a autorização para isso depende de resolução do Congresso Nacional;
- Inundação de áreas de preservação ambiental, legalmente definidas como Parques Nacionais e Unidades de Conservação;
- Inundação de áreas urbanas ou de comunidades rurais;
- Reservatórios onde ocorrerá expansão urbana no futuro;
- Eliminação de patrimônio natural;
- Perdas expressivas provenientes de outras utilizações de água;
- Inundação de áreas históricas protegidas; e
- Inundação de cemitérios e de outros locais sagrados.



O processo começa com uma análise prévia (estudos preliminares) feitos pelo departamento de meio ambiente local. Depois disso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar a avaliação ambiental, que é composta basicamente pelas seguintes informações:

- Razões para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, inclusive informações relativas ao reservatório;
- Diagnóstico Ambiental Preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto; e
- Possíveis medidas mitigatórias e programas ambientais.

O resultado dessas avaliações é a licença prévia (LP), que reflete o entendimento positivo da agência ambiental local sobre os conceitos ambientais do projeto.

Para obter a licença de instalação (LI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) uma nova avaliação simplificada; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme resolução da agência ambiental informada na LP.

A licença de operação (LO) é um resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram completadas.

**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 corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:**

Para a emissão da Licença de Construção, a agência ambiental do Rio Grande do Sul solicitou a implementação dos seguintes programas para o projeto da PCH Ouro, também mencionados no relatório de programas ambientais do Projeto:

- Monitoramento sísmológico;
- Limpeza do reservatório;
- Programa de monitoramento da vegetação e da fauna selvagem;
- Programa de resgate da fauna;
- Programa de limnologia e monitoramento da qualidade da água;
- Programa de implementação de unidades de conservação;
- Programa de implementação de mata ciliar;
- Programa de otimização ambiental;
- Programa de comunicação ambiental;
- Programa de aquisição de terras;
- Programa de saúde pública;



- Inclusão do projeto na paisagem local e implantação de infraestrutura para lazer e turismo;
- Resgate da fauna e flora silvestre (terrestre e aquática);
- Monitoramento da fauna e flora;
- Reflorestamento;
- Qualidade do monitoramento da água;
- Controle da erosão;
- Recuperação de áreas degradadas;
- Educação ambiental;
- Monitoramento arqueológico.

A planta possui as licenças prévia, de construção e de operação emitidas pela Agência Ambiental do Rio Grande do Sul (FEPAM - Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler). A Licença de Operação foi emitida em 13 de março de 2009 e é válida até 12 de março de 2013.

A permissão de represamento da água foi emitida pelo Departamento de Recursos Hídricos da Secretaria do Meio Ambiente do Rio Grande do Sul, em 25 de agosto de 2008. Essa permissão autoriza a PCH a usar a água do rio Marmeleiro para gerar eletricidade.

O projeto não causa impactos ambientais transfronteiriços negativos, caso contrário as licenças não teriam sido emitidas. Todos os documentos relacionados ao licenciamento ambiental e operacional são públicos e podem ser obtidos na agência ambiental do estado (FEPAM-RS) e com os participantes do projeto.

## **SEÇÃO E. Comentários dos atores**

### **E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:**

A Autoridade Nacional Designada brasileira, “*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*”, solicita comentários para os atores locais e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução nº 1, publicada em 11 de setembro de 2003, para fornecer a carta de aprovação.

A Resolução determina o convite direto para comentários enviados pelos proponentes do projeto pelo menos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades do projeto e, no mínimo, 15 dias antes do processo de comentário público internacional:

- *Governos Municipais e Câmaras Municipais;*
- *Agências ambientais do estado e do município;*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;*
- *Associações comunitárias;*
- *Defensoria para o Interesse Público (estadual e federal).*



Cartas-convite foram enviadas aos seguintes agentes – via correio – em 17 de junho de 2008:

- Prefeitura Municipal de Barracão;
- Câmara Municipal de Barracão;
- Secretaria de Saúde e Meio Ambiente de Barracão;
- Associação Comunitária de Barracão (Colégio Estadual Jesus Menino);
- Secretaria de Meio Ambiente do Rio Grande do Sul;
- Agência Ambiental do Rio Grande do Sul (FEPAM – Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler);
- Ministério Público Federal e Ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente.

Cópias das cartas e a confirmação de recebimento dos correios estão disponíveis sob solicitação e foram enviadas à EOD durante a validação da atividade do projeto.

Um resumo dos comentários recebidos e o relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos são apresentados a seguir.

#### **E.2. Síntese dos comentários recebidos:**

Uma carta do Ministério Público do Rio Grande do Sul foi recebida em 26 de abril de 2010. O Ministério Público solicitou evidência documentada relativa à conformidade com a condição 10 apresentada na Licença de Operação e relacionada com a doação de 133 hectares de terra para a Espigão Alto Park do estado do Rio Grande do Sul.

#### **E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:**

Considerando os comentários recebidos, os participantes do projeto responderam à carta em 26 de maio de 2010 dizendo que a condição 10 da Licença de Operação foi atendida conforme demonstrado na carta nº 3729/2010 da agência ambiental do estado (FEPAM) e que os 133 hectares de terra foram doados conforme demonstrado no Termo de Ajuste de Conduta entre a Ouro Energética S/A e o Ministério Público do Rio Grande do Sul. Além disso, os participantes do projeto corrigiram a data da emissão da Licença de Operação apresentada no DCP (versão 4).

Em resposta à carta enviada pelos participantes do projeto, o Ministério Público do Rio Grande do Sul confirmou que a resposta foi satisfatória e que nenhuma outra preocupação foi levantada.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	Ouro Energética S.A.
Rua/Caixa Postal:	Al. Antonio Brennand, s/n – Várzea
Edifício:	
Cidade:	Recife
Estado/Região:	Pernambuco
CEP:	50741-904
País:	Brasil
Telefone:	+55 (81) 2121-0369
FAX:	+55 (81) 2121-0340
E-Mail:	
URL:	<a href="http://www.brennandenergia.com.br/">http://www.brennandenergia.com.br/</a>
Representado por:	Sr. Ricardo Rêgo
Cargo:	Diretor Administrativo-Financeiro
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Rêgo
Nome do meio:	
Nome:	Ricardo
Departamento:	
Celular:	+55 (81) 9973-9897
FAX direto:	+55 (81) 2121-0340
Tel. direto:	+55 (81) 2121-0369
E-Mail pessoal:	<a href="mailto:ricardo.rego@brennandenergia.com.br">ricardo.rego@brennandenergia.com.br</a>



Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-Mail:	<a href="mailto:info@eqao.com.br">info@eqao.com.br</a>
URL:	<a href="http://www.eqao.com.br/">http://www.eqao.com.br/</a>
Representado por:	Sra. Melissa Sawaya Hirschheimer
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Hirschheimer
Nome do meio:	Sawaya
Nome:	Melissa
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (11) 3063-9069
Tel. direto:	+55 (11) 3063-9068
E-Mail pessoal:	<a href="mailto:focalpoint@eqao.com.br">mailto:focalpoint@eqao.com.br</a>



Anexo 2

**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da AOD por um país do Anexo 1.

**Anexo 3****INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE**

O sistema elétrico brasileiro, para fins das atividades do MDL, foi delineado como um sistema único interligado abrangendo as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste). Isso foi determinado pela AND brasileira através da sua Resolução nº 8 datada de 26 de maio de 2008. A AND brasileira também publicou a margem de construção e de operação para o Sistema Interligado Nacional do ano de 2007 (Tabela 14) – as informações mais recentes disponíveis na época do início da validação.

**Tabela 14 - Síntese da margem de operação (mensal) e da margem de construção (anual) publicada pela AND brasileira**

Fator de emissão, margem combinada, Sistema Interligado Nacional ( $EF_{CM} = 0.5 \times EF_{OM} + 0.5 \times EF_{BM}$ ) [tCO <sub>2</sub> /MWh]												
-- 2007 --	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
$EF_{OM}$	0,2292	0,1954	0,1948	0,1965	0,1606	0,2559	0,3096	0,3240	0,3550	0,3774	0,4059	0,4865
$EF_{BM}$	0,0775											
$EF_{CM}$ (mensal)	0,1533	0,1364	0,1361	0,1370	0,1190	0,1667	0,1935	0,2007	0,2163	0,2274	0,2417	0,2820
$EF_{CM}$ (anual)	0,1842											

Mais informações estão disponíveis no website da AND brasileira ([http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0024/24719.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf)).

A opção escolhida pela AND para calcular a margem de operação foi a opção c) análise dos dados de despacho. Portanto, o fator de emissão precisa ser atualizado de hora em hora. Para o fator de emissão da margem de construção o fator de emissão deverá ser atualizado anualmente.



#### Anexo 4

### INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

A metodologia aplicável a este projeto é a metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002 – "Metodologia consolidada de monitoramento para geração de eletricidade conectada à rede, com emissões nulas, a partir de fontes renováveis". Mais informações podem ser vistas na seção B.7.2 – Descrição do plano de monitoramento.