



**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:**

Título do projeto: PCHs Energisa Rio Grande.

Número da versão do DCP: 04.

Data (DD/MM/AAAA): 04/07/2012

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O objetivo principal das PCHs Energisa Rio Grande é ajudar o Brasil a atender à crescente demanda de energia devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil.

O projeto consiste em 31,6 MW divididos em três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), PCH Caju, PCH Santo Antônio e PCH São Sebastião do Alto, todas elas no Estado do Rio de Janeiro, Região Sudeste do Brasil.

As três unidades (subprojetos) estão descritas a seguir:

- PCH Caju, localizada na cidade de São Sebastião do Alto e Santa Maria Madalena (Rio Grande), Rio de Janeiro, com 9,97 MW total de capacidade instalada.
- PCH Santo Antônio, localizada na cidade de Bom Jardim (Rio Grande), Rio de Janeiro, com 8,27 MW total de capacidade instalada.
- PCH São Sebastião do Alto, localizada na cidade de São Sebastião do Alto e Santa Maria Madalena (Rio Grande), Rio de Janeiro, com 13,36 MW total de capacidade instalada.

De acordo com a resolução da ANEEL No. 1.452¹, 1.454² e 1.453³ emitida em 8 de julho de 2008, esperava-se que as três centrais entrassem em operação até março de 2010. No entanto, uma tempestade que ocorreu na região onde as PCHs estão localizadas em janeiro de 2011 causou um atraso no cronograma esperado definido pela ANEEL. Naquela época, as PCHs foram danificadas devido à chuva, especialmente a PCH Santo Antônio, a construção parou e um atraso nas atividades programadas ocorreu. Consequentemente, a ANEEL define uma nova data para a operação comercial das PCHs. São as seguintes:

- PCH Caju: a primeira e segunda unidades geradoras iniciaram a operação comercial em 17 de março de 2011 conforme definido no Despacho da ANEEL 1.170⁴, emitido em 16 de março de 2011;

- PCH Santo Antônio: a PCH foi a mais danificada e teve de ser reconstruída devido à chuva que ocorreu na região no começo de 2011. A chuva causou um atraso na construção e no começo da operação

¹ Cronograma PCH Caju. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081452.pdf>.

² Cronograma PCH Santo Antônio. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081454.pdf>.

³ Cronograma PCH São Sebastião do Alto. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081453.pdf>.

⁴ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081453.pdf>.



comercial era maior quando comparado às outras duas pequenas centrais hidrelétricas. A ANEEL autorizou a PCH Santo Antônio a iniciar sua operação comercial de 4 de fevereiro de 2012 através do Despacho No. 399, de 3 de fevereiro de 2012.

- PCH São Sebastião do Alto: a primeira unidade geradora iniciou a operação comercial em 1º de setembro de 2011 conforme citado pelo Despacho da ANEEL no. 3.548⁵ emitido em 31 de agosto de 2011 e a segunda unidade iniciou a operação comercial em 19 de agosto de 2011 conforme citado pelo Despacho da ANEEL no. 3.395⁶ emitido em 18 de agosto de 2011.

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não existisse. 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 CO₂), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse. As PCHs Energisa Rio Grande melhoram o fornecimento de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável e, ao mesmo tempo, contribuem para o desenvolvimento econômico local/regional. Esses projetos de pequena escala fornecem vantagens específicas para o local, com relação à confiabilidade, transmissão e distribuição, o que inclui:

- maior confiabilidade, com interrupções mais curtas e menos extensas;
- menores exigências com relação à margem de reserva;
- energia de melhor qualidade;
- perdas menores nas linhas;
- controle da energia reativa;
- mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição e;
- maior capacidade do sistema com investimento em T&D (transmissão e distribuição) menor.

Pode-se afirmar que uma distribuição de renda justa é alcançada a partir da geração de empregos e de um aumento nos salários das pessoas; porém, uma melhor distribuição de renda na região onde o Projeto está localizado é obtida com menos gastos e com maior renda nos municípios locais. O capital excedente que esses municípios terão poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiará diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa. Esse dinheiro ficaria na região e seria utilizado para fornecer serviços melhores à população, o que melhoraria a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. A maior renda vem do investimento local na economia local e de um maior pagamento de impostos, o que beneficiará a população local.

Portanto, o projeto indiscutivelmente reduzirá os impactos ambientais negativos e contribuirá social e economicamente para o desenvolvimento regional, resultando em uma qualidade de vida melhor. Em outras palavras, a sustentabilidade ambiental, combinada com a justiça social e econômica, definitivamente, contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

A Energisa Geração Rio Grande S.A., proprietária das PCHs Energisa Rio Grande, pertence a Energisa Soluções S.A., que foi fundada em 2004. Ela opera e mantém centrais hidrelétricas para outras

⁵ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081453.pdf>.



empresas, constrói e reforma geradores, gerencia projetos de construção, monta e fornece equipamentos eletromecânicos e hidromecânicos e fornece serviços de construção civil e engenharia. A empresa pertence ao Grupo Energisa, que tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica. Possui cinco distribuidores de eletricidade no Brasil, sendo que três deles estão localizados no nordeste do Brasil, um na Zona da Mata, no estado de Minas Gerais e um em Nova Friburgo, no estado do Rio de Janeiro, cobrindo uma área de 91.180 Km². No total, existem aproximadamente 2,2 milhões de consumidores e uma população de aproximadamente 6,5 milhões em 352 municípios.

Fundada em 1905, a Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A (a nova Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina - CFLCL) é a empresa que deu origem ao Grupo Energisa e que, até fevereiro de 2007, era a holding operadora. Após a conclusão do processo de desverticalização, a Energisa S/A tornou-se a nova matriz de todas as empresas do grupo.

A.3. Participantes do projeto:**Tabela 1 - Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto**

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participantes do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Energisa Geração Rio Grande S.A.	não
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.	

(*) 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 para contato com as partes e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto estão relacionadas no Anexo 1.

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

Estado do Rio de Janeiro, sudeste do Brasil.

⁶ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081453.pdf>.

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

PCH Caju – Cidades de Santa Maria Madalena e São Sebastião do Alto;

PCH Santo Antônio – Cidade de Bom Jardim;

PCH São Sebastião do Alto – Cidades de Santa Maria Madalena e São Sebastião do Alto.

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

As três PCHs ficam no Rio Grande; a PCH Caju e a PCH São Sebastião do Alto estão localizadas na cidade de São Sebastião do Alto e Santa Maria Madalena, e a PCH Santo Antônio está localizada na cidade de Bom Jardim (Figura 1). As coordenadas geográficas das três PCHs são:

- PCH Caju: **Latitude (Sul):** -21.8967/ **Longitude (Oeste)** -42.0789;
- PCH Santo Antônio: **Latitude (Sul):** -22.1367/ **Longitude (Oeste):** - -42.3481;
- PCH São Sebastião do Alto: **Latitude (Sul):** -21.9358/ **Latitude (Oeste):** -42.0883.

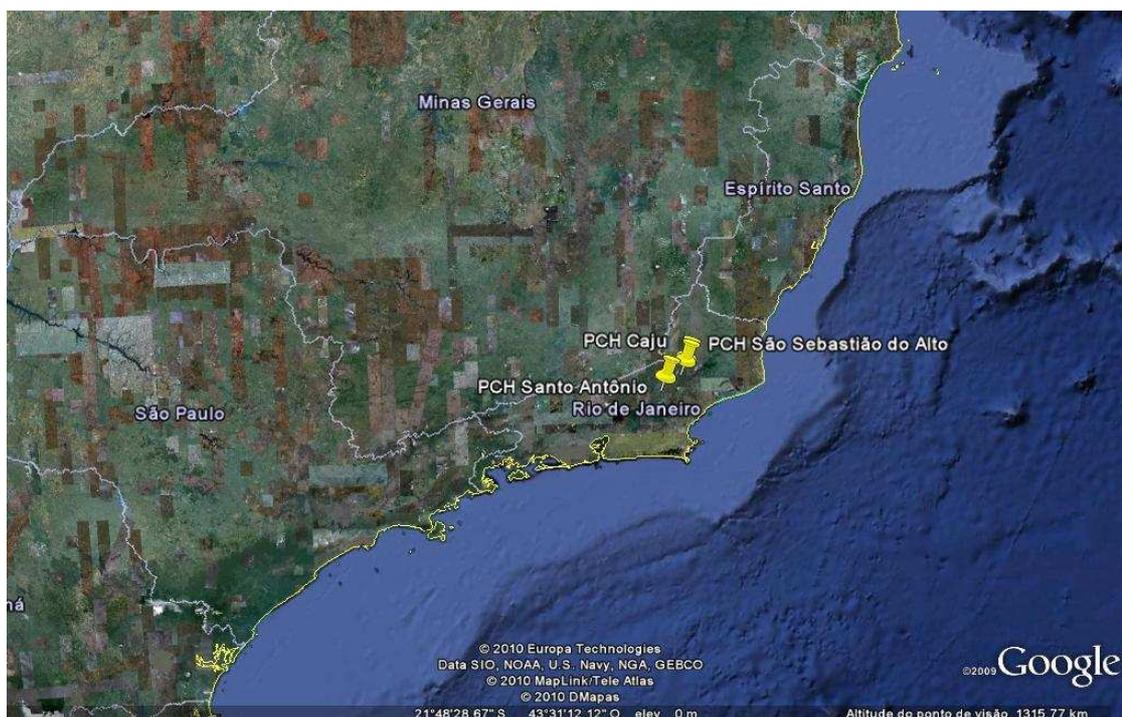


Figura 1 – Localização das PCHs no estado do Rio de Janeiro

(Fonte: Google Earth, 2010⁷)

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

Tipo: Energia e Energia elétrica.

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

⁷ Disponível em: <www.googleearth.com>. Acessado em 04 de maio de 2010.

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

Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, publicada em 09 de dezembro de 2003, uma pequena hidrelétrica precisa ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW, e uma área de reservatório inferior a 3 km².

As três plantas são classificadas como plantas totalmente novas e consideradas pequenas centrais hidrelétricas. As áreas dos reservatórios da PCH Caju, da PCH Santo Antônio e da PCH São Sebastião do Alto são, respectivamente, 1,13 km²; 1,00 km²; e 2,70 km² e a capacidade instalada das três plantas é menor que 30 MW e maior que 1 MW.

A pequena hidrelétrica é considerada uma das centrais elétricas com custo/benefício mais favorável no Brasil, pois é possível gerar energia distribuída e alimentar pequenas áreas urbanas, regiões rurais e áreas remotas do país. Em geral, eles consistem em um projeto de central hidrelétrica com um pequeno reservatório.

A tecnologia empregada no projeto é estabelecida no setor energético. As turbinas Kaplan são amplamente usadas nas centrais hidrelétricas (Figura 2). Elas são muito adequadas para situações em que existe baixa altura manométrica e grande quantidade de descarga. As pás de passagem ajustáveis permitem alta eficiência mesmo no intervalo de carga parcial e há uma pequena queda na eficiência devido à variação de altura manométrica ou carga ⁸.



Figura 2 - Exemplo de uma turbina Kaplan⁹

Tabela 2 – Configuração técnica das PCHs

Nome do projeto	CAJU	SANTO ANTÔNIO	SÃO SEBASTIÃO DO ALTO
Capacidade instalada (MW) ¹⁰	9,97	8,27	13.36

⁸ Fonte: The Worlds of David Darling, 2009 (<http://www.daviddarling.info/>, acessado em 09/04/2010).

⁹ Fonte: Ossberger Water Power Engineering (<http://www.waterpower-engineering.co.uk/ossberger.html>).

¹⁰ De acordo com o parágrafo 4a de CE 59, Anexo 9, a determinação da capacidade instalada/classificada é baseada na capacidade instalada/classificada do gerador.



Estimativa de geração líquida de energia (MW) ¹¹	5,86	4,81	7,15
Estimativa de geração total de energia (MW) ¹²	5,98	4,91	7,29
Área do reservatório (km2)	1, 13	1	2,7
Descrição técnica			
Turbinas			
Tipo	Kaplan S	Kaplan S	Kaplan S
Quantidade	2	2	2
Potência nominal (MW)	5,15	4,3	6,9
Rotação (rpm)	360	450	400
Geradores			
Tipo	SPA 1250	SPA 1120	SPA 1400
Frequência (Hz)	60	60	60
Quantidade	2	2	2
Potência nominal (MVA)	5,42	4,492	7,26
Fator de potência	0,92	0,92	0,92
Potência nominal (MW)	4,986	4,133	6,679

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

O período de obtenção de créditos escolhido para este projeto é o período de obtenção de créditos renovável de 7 anos. A quantidade estimada de reduções de emissões para o segundo período de obtenção de créditos do projeto pode ser vista na (Tabela 3).

Tabela 3 - Estimativa de redução de emissões do projeto.

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em tCO ₂ e
2012*	5.641
2013	11.189
2014	11.189
2015	11.189
2016	11.189
2017	11.189
2018	11.189
2019**	5.549

¹¹ Conforme estabelecido pela resolução No. 1 da ANEEL emitida em 14/01/2010

¹² Conforme estabelecido pela resolução da ANEEL n° 1 emitida em 14/01/2010 mais 2% das cargas internas e perdas de transmissão.



Redução total estimada (tCO ₂ e)	78.324
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de obtenção de créditos da redução estimada (tCO ₂ e)	11.189

* Início em 1º de janeiro de 2012

** Até 30 de junho de 2019

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 12.2.0), CE 65, Anexo 16.

- “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1), CE 63, anexo 19;
- “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (versão 6.0.0), CE 65, Anexo 21;

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

As condições de aplicabilidade da ACM0002 (versão 12.2.0) são todas atendidas pela atividade do projeto proposta como detalhado adicionalmente abaixo.

De acordo com essa metodologia, ela é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma planta de energia renovável era operada antes da implementação da atividade de (planta totalmente nova); (b) envolvem um acréscimo de capacidade; (c) envolvem retrofitting de planta(s) existente(s); ou (d) envolvem uma substituição da(s) planta(s) existente(s).

A atividade do projeto proposta engloba três plantas totalmente novas correspondentes à opção (a).

A metodologia também fornece as seguintes condições:

- A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, retrofitting ou substituição de 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;

A atividade do projeto proposta é a instalação de três centrais hidrelétricas novas.

- *No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{P1,y}$): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto;*

Não se aplica. A atividade do projeto proposta não corresponde a uma adição de capacidade, modernização ou substituição.

- *No caso de centrais hidrelétricas, uma das condições a seguir deve aplicar-se:*
 - *A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem qualquer alteração no volume de nenhum dos reservatórios; ou*
 - *A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, em que o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m^2 ; ou*
 - *Os resultados da atividade do projeto em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior do que 4 W/m^2 .*

A implementação da atividade do projeto proposta resultará em um novo reservatório para cada pequena central hidrelétrica cuja densidade de potência for maior que 4 W/m^2 .

- *No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m^2 todas as condições a seguir deverão ser aplicadas:*
 - *A densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4 W/m^2 ;*
 - *Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada;*
 - *O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por qualquer outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto;*
 - *Capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m^2 , é menor que 15MW;*



- A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que $4W/m^2$, é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.

Não se aplica. A atividade do projeto proposta não corresponde às centrais hidrelétricas com densidade de potência menor que $4W/m^2$

Por fim, a metodologia tem as seguintes restrições – ou seja, as atividades do projeto não podem ser aplicáveis nos seguintes casos:

- Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;
- Centrais elétricas alimentadas com biomassa;
- Centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes em que a densidade de potência da central elétrica é menor que $4 W/m^2$.

O projeto ainda é aplicável para uso da ACM0002 (versão 12.2.0) , pois ele não corresponde a nenhuma das restrições listadas acima.

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

O limite do projeto é definido pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pelas atividades do projeto: construção e operação. Abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia hidrelétrica, que é representada pela bacia correspondente ao rio do projeto, perto da instalação da central, assim como da rede interligada (Figura 3). Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada brasileira publicou a Resolução nº 8, que define a rede interligada brasileira como um sistema único que abrange as cinco regiões do país¹³.

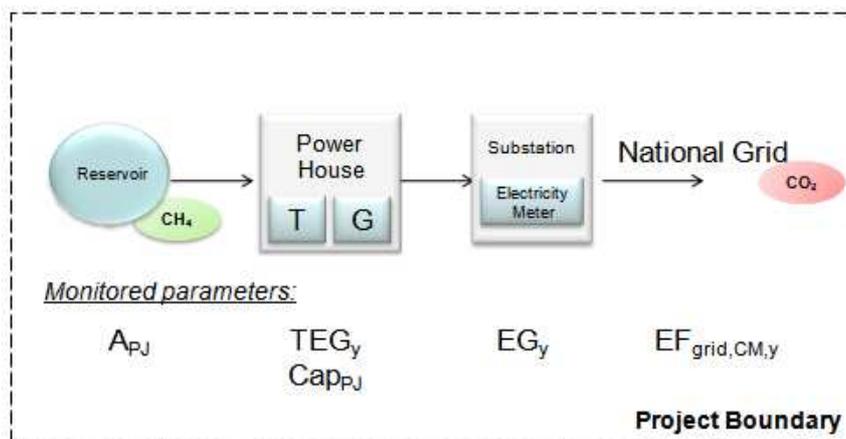


Figura 3 - Limite do projeto da atividade do projeto

¹³ Resolução da CIMGC nº 8 de 26 de maio de 2008 disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf>.



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

Tabela 4 - Gases e fontes de emissão relacionados à atividade do projeto

Fonte		Gás	Incluído(a)?	Justificativa / explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do Projeto	Emissão de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	não	Fonte de emissão pequena.
		CH ₄	Sim	Fonte principal de emissão. As emissões do reservatório são contabilizadas como emissões do projeto, pois a densidade de potência da planta está entre 4 e 10 W/m ² .
		N ₂ O	não	Fonte de emissão 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 não modifica nem moderniza uma unidade geradora de eletricidade existente. Portanto, de acordo com a ACM0002 (versão 12.2.0), o cenário da linha de base neste caso 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” (versão 2.2.1). Assim, na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria importada da rede interligada. Portanto, o cenário da linha de base é identificado como a continuidade da situação atual (anterior), com a eletricidade sendo fornecida por um mix de geração de eletricidade na rede interligada nacional, que inclui combustível fóssil na sua matriz energética.

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):

Considerando o “Glossário de termos do MDL”, a data de início da atividade do projeto de MDL é: “a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto”. Além disso, as “Diretrizes sobre a Demonstração e Avaliação de Consideração Prévia do MDL” (Anexo 46, CE 41) “atividades do projeto com data de início em ou após 2 de agosto de 2008, os participantes do projeto deverão informar à Parte Anfitriã AND e/ou secretária da UNFCCC por escrito



do início da atividade do projeto e de sua intenção de buscar o status de MDL. Essa notificação deve ser feita dentro de seis meses da data de início da atividade do projeto e deve conter a localização geográfica precisa e uma breve descrição da atividade do projeto proposta.”

Logo, os participantes do projeto mantinham uma linha do tempo do projeto, com datas de ações para a implementação do projeto:

Tabela 5 – Marcos da atividade do projeto

Datas			Ações
Caju	Santo Antônio	São Sebastião do Alto	
03/08/2007	03/08/2007	06/03/2007	Permissão de construção emitida (Licença de Instalação) ¹⁴
20/12/2007	20/12/2007	20/12/2007	Primeira carta enviada ao BNDES solicitando um financiamento para a implementação do projeto
21/02/2008	21/02/2008	21/02/2008	BNDES reconhece a elegibilidade de crédito do projeto da Energisa
28/03/2008	28/03/2008	28/03/2008	Fornecedores cotados
18/04/2008	18/04/2008	18/04/2008	Protocolo do BNDES emitido, confirmando o recebimento da solicitação financeira
08/07/2008	08/07/2008	08/07/2008	ANEEL autoriza a Energisa S/A a explorar o potencial hídrico da PCH Caju, da PCH Santo Antônio e da PCH São Sebastião do Alto
17/07/2008	17/07/2008	17/07/2008	A reunião do conselho da Energisa Soluções S/A realizada em 17/07/2008 a fim de aprovar a implementação da PCH Caju, São Sebastião do Alto, e Santo Antônio.
18/08/2008	18/08/2008	18/08/2008	Assinatura do primeiro CCVE
24/10/2008	24/10/2008	24/10/2008	Assinatura do contrato ¹⁵ EPC
16/09/2009	16/09/2009	16/09/2009	Assinatura do contrato de financiamento
03/03/2009	03/03/2009	03/03/2009	Início da construção

Todos os documentos relativos às datas apresentadas na linha do tempo acima estão disponíveis com os PPs.

O primeiro evento que indica o começo da implementação do projeto é a assinatura do Contrato EPC em 24 de outubro de 2008. No entanto, o Contrato EPC apresenta uma garantia relacionada ao início da validade do contrato que cita que a validade do contrato começa quando o Contrato de Financiamento for assinado entre a *Energisa* e *BNDES*. Assim, a data de início do projeto é 16 de setembro de 2009, data na qual o Conselho da Energisa Soluções e o *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES* assinaram o Contrato de Financiamento.

¹⁴ Licença de Construção N° FE013124 (PCH Caju)/N° FE013122 (PCH Santo Antônio)/N° FE012406 (PCH São Sebastião do Alto); todas as permissões foram emitidas pela FEEMA (Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente, Agência Ambiental do Rio de Janeiro), que foi substituída pela INEA (Instituto Estadual do Ambiente)

¹⁵ Contrato de engenharia, suprimento e construção (do inglês "engineering, procurement and construction").



Já que a data de início do projeto é após 2 de agosto de 2008, conforme exigido pelo Conselho Executivo, os Participantes do projeto têm de informar ao AND da Parte Anfitrião do início da atividade do projeto e de sua intenção de buscar o status de MDL. Portanto, os Participantes do Projeto encaminharam o Formulário Consideração Prévia do MDL (F-CDM-Prior Consideration) à Autoridade Nacional Designada brasileira e ao secretariado da UNFCCC em 2 de setembro de 2009¹⁶. O que demonstra que o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade de projeto.

Para fins de avaliação da adicionalidade da atividade do projeto, a metodologia ACM0002 (versão 12.2.0) inclui uma “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” aceita pelo Conselho Executivo do MDL, que está disponível no website de MDL da UNFCCC.

Os passos a seguir são necessários para demonstrar e avaliar a adicionalidade das PCHs Energisa Rio Grande.

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

- A alternativa à atividade do projeto é a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida pela rede.
- A implementação do projeto sem os incentivos do MDL.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias

Tanto a atividade do projeto como os cenários alternativos estão em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades: ONS - *Operador Nacional do Sistema Elétrico*, ANEEL - *Agência Nacional de Energia Elétrica*, CCEE - *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*, Instituto Estadual do Ambiente - INEA anteriormente chamada de *Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente* - FEEMA e 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

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento; opção III da Ferramenta de adicionalidade. As opções I e II não se aplicam à atividade do projeto proposta. Todas as evidências que apoiam a discussão apresentada a seguir foram fornecidas à EOD.

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

¹⁶ Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html>.



O indicador financeiro identificado para a atividade do projeto de MDL das PCHs Energisa Rio Grande é a TIR do projeto. A TIR apresentada aqui é comparada ao benchmark adequado do setor energético, que é o custo médio ponderado de capital – CMPC.

Custo médio ponderado de capital (CMPC)

O custo médio ponderado de capital (CMPC) é uma taxa usada para descontar fluxos de caixa do negócio e que leva em consideração o custo da dívida e o custo do capital próprio de um investidor típico no setor da atividade do projeto. O benchmark pode ser aplicado ao fluxo de caixa do projeto como uma taxa de desconto durante o cálculo do valor presente líquido (VPL) do mesmo, ou simplesmente comparando seu valor à taxa interna de retorno (TIR) do projeto. O CMPC considera que os acionistas esperam obter retorno em relação ao risco projetado de investir recursos em uma atividade ou setor específico em um determinado país.

O cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. O CMPC do setor a partir da data de decisão da análise financeira do projeto (2008) foi de 15,86%.

Todas as hipóteses feitas e todos os dados usados para estimar o benchmark foram apresentados à EOD. A planilha usada para o cálculo do CMPC foi conduzida considerando o valor nominal das presunções de dados, ou seja, considerando a inflação durante os anos.

$$CMPC = Wd \times Kd + We \times Ke$$

We e **Wd** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. **We** é de 35% e **Wd** de 65%. Esses números derivam da alavancagem típica de projetos semelhantes no setor no Brasil, com base nas regras para empréstimos de longo prazo disponíveis do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES¹⁷. O BNDES é o maior provedor de empréstimos de longo prazo do país; ele fornece financiamento para projetos de pequena a grande escala. Empréstimos de longo prazo são raramente oferecidos por bancos comerciais, e geralmente, essas entidades não oferecem uma taxa competitiva em comparação com a do BNDES. **Kd** e **Ke** são, respectivamente, o custo da dívida e o custo do capital próprio. Explicações detalhadas relativas aos dois cálculos são apresentadas a seguir.

Kd é o custo da dívida, que é observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já leva em conta os benefícios de impostos de contratação de dívidas. **Kd** deriva de empréstimos de longo prazo aplicados ao setor no Brasil e, portanto, tem como base as taxas de juros da linha de crédito do esforço de financiamento do BNDES. **Kd** é calculado usando os dados e a equação apresentada na tabela abaixo:



Tabela 6 - Cálculo do custo da dívida (Kd)

Custo de Débito (Kd) = (a + b + c) x (1 - t)	
(a) Custo financeiro ¹⁸	9,06%
(b) Taxa do BNDES ¹⁹	1,00%
(c) Taxa de risco de crédito ²⁰	2,50%
(a+b+c) Pré-Custo da Dívida	12,56%
(t) Alíquota do imposto marginal	0,00%
(d) Previsão de inflação ²¹	4,50%
Custo de Débito após impostos - nominal	12,56% a.a.

Por isso, **Kd** é de 12,56%.

Ke é o custo do capital próprio, estimado através do modelo de determinação do preço dos ativos fixos (CAPM, abreviação do inglês "Capital Asset Pricing Model"). **Ke** deriva de uma taxa livre de riscos mais o prêmio de risco do mercado ajustado ao setor através de Beta. A taxa livre de riscos, o prêmio de risco do mercado e o Beta foram calculados com base nos dados disponíveis para o público e apresentados à EOD. Os dados e a fórmula usados para calcular **Ke** são determinados abaixo:

Tabela 7 - Cálculo do custo do capital próprio (Ke)

Custo do capital próprio – CAPM (Capital Asset Pricing Model) = $[(1+R_f)/(1+\pi_{us}) * (1+\pi_{br}) - 1] + \beta * R_m + R_c$	
(Rf) Taxa livre de riscos ²²	4,72%
(Rm) Prêmio de risco do capital próprio ²³	6,20%
(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país ²⁴	3,91%
(β) Beta do setor ajustado ²⁵	1,81%
(I) Inflação norte-americana esperada ²⁶	2,39%
Custo do capital próprio - nominal	21,99% a.a.

Ke é de 21,99%.

Finalmente, inserindo esses números na fórmula do CMPC:

¹⁸ BNDES. Disponível em:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

¹⁹ BNDES. Disponível em:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

²⁰ BNDES. Disponível em:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

²¹ <http://www.bcb.gov.br/pec/metastargeting/InflationTargetingTable.pdf>

²² Site da Damodaran. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²³ Site da Damodaran. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²⁴ JP Morgan. Disponível em: http://www.cbonds.info/all/eng/index/index_detail/group_id/1/

²⁵ Site da Damodaran. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²⁶ Federal Reserve. Disponível em: <http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>



$$CMPC = 65\% \times 12,56\% + 35\% \times 21,99\% = 15,86\%$$

Subpasso 2c - Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

O fluxo de caixa da atividade do projeto, contendo o cálculo da TIR do projeto da atividade do projeto foi fornecido à EOD em um anexo separado deste MDL - DCP. As hipóteses relevantes feitas estão de acordo com as *Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos* (CE 62, Anexo 5).

A TIR do projeto de cada PCH, conforme apresentada à EOD, é mostrada na Tabela 8. Esse número mostra que a TIR do projeto é menor que o CMPC do setor – 15,86% – o benchmark. Consequentemente, é evidente que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

Tabela 8 - Comparação entre a TIR do projeto e o CMPC do setor

Projeto	TIR (%)	CMPC (%)
PCH Caju	11,32	15,86%
PCH Santo Antônio	10,67	
PCH São Sebastião do Alto	8,58	

A tabela apresentada abaixo fornece um resumo dos principais valores de entrada usados na análise de investimentos e uma justificativa breve para seu uso. Conforme observado nos fluxos de caixa apresentados para cada PCH, as entradas usadas na análise de investimentos consideram a inflação durante os anos, que caracteriza um fluxo de caixa nominal. Também é importante mencionar que o ano de decisão de investimento do projeto é 2008, e de acordo com parágrafo 6 das *“Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimentos”*, os *“Valores de entrada usados em toda análise de investimentos deverão ser válidos e aplicáveis na época da decisão de investimento”*. Por isso, os valores apresentados na tabela abaixo são para o ano de 2008. Além disso, é importante mencionar que algumas entradas apresentadas na tabela abaixo foram mudadas e por motivos de conservadorismo, foram usadas na análise de sensibilidade, a fim de provar que a atividade do projeto permanece adicional. Foram fornecidos à EOD documentos que evidenciam todos os valores de entrada mencionados abaixo que foram usados para estimar a TIR.

Tabela 9 - Dados usados na análise de investimentos e a justificativa pelo seu uso.

Parâmetro	PCH Caju	PCH Santo Antônio	PCH São Sebastião do Alto	Justificativa/fonte das informações usadas
<i>Capacidade instalada (MW)</i>	9,97	8,27	13,36	Com base na placa de identificação dos geradores verificada durante a visita ao local.
<i>Energia</i>	5,86	4,81	7,15	A energia assegurada de pequenas centrais



<i>assegurada</i> (MW_{med})				hidrelétricas é definida pela Resolução da ANEEL No. 1, emitida em 14 de janeiro de 2010. A estimativa é baseada no fluxo de rio médio histórico do Rio Grande.
<i>Fator de carga da planta</i>	58,78%	58,16%	53,52%	Determinada pela divisão de energia assegurada da pequena central hidrelétrica pela sua capacidade instalada. Este parâmetro é usado para estimar a eletricidade gerada pelas pequenas centrais hidrelétricas.
<i>Preço do CCVE</i> ($R\$/MWh$)	224,80	224,80	224,80	O preço de eletricidade foi baseado na eletricidade negociada até a época da decisão do projeto (2008) até a Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) assinado entre a <i>Energisa</i> e a <i>EATON</i> considerando o <i>ICMS</i> . A quantia de eletricidade negociada sob esse CCVE corresponde a 50% do total de eletricidade gerada pelos PCHs até o ano de 2020.
	206,67	206,67	206,67	O preço da eletricidade estimada pelos participantes do projeto para a eletricidade não negociada até a época da decisão de investimento (2008) que corresponde a 50% e também aplicado para os anos subseqüentes, de 2021 até 2031.
<i>TUSD</i> ($BRL/kW.mês$)	100% de 4,36	100% de 4,36	100% de 4,36	O valor da tarifa é determinado para geradores interligados à rede de distribuição local de acordo com a Ordenança da ANEEL No. 617/2008 ²⁷ . No Brasil, os produtores de eletricidade que utilizam fontes renováveis recebem um desconto de 50% na TUSD (<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i>). Esse desconto tem o objetivo de incentivar os investimentos em projetos de energia renovável e deve ser considerado como uma política do Tipo E, conforme definição do Anexo 3, EB 22. Além disso, de acordo com este esclarecimento, as políticas do tipo E ²⁸ não precisam ser consideradas no desenvolvimento do cenário da linha de base se implementadas após 11 de novembro de 2001. A

²⁷ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2008617.pdf>

²⁸ Do parágrafo 6.b) do Anexo 3, CE 22 Tipo E - as políticas são nacionais e/ou políticas ou normas setoriais que dão vantagens comparativas às tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões (p.ex., os subsídios públicos para promover a difusão da energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética).



				redução da TUSD foi regulamentada pela Lei 10.438, de 26/04/2002 ²⁹ . Portanto, o desconto não será levado em consideração.
<i>Custos de Interligação (R\$/kW)</i>	0,52	0,52	0,52	O valor dos Custos de Conexão está de acordo com o Contrato assinado entre <i>Zona da Mata Geração e CFLCL</i> em março de 2007.
<i>Taxa ANEEL (R\$/kW)</i>	303,78	303,78	303,78	Corresponde ao valor fixo pela ANEEL a respeito da <i>Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE</i> implementada pela Lei 9.427, de 12 de dezembro de 1996 e regulado pelo Decreto 2.410 emitido em 28 de novembro de 1997. A TFSEE busca compor a receita da ANEEL a fim de cobrir seus custos operacionais e administrativos. O Despacho no. 3.731, de 27 de dezembro de 2007 foi usado para estimar a taxa da ANEEL das PCHs para o ano de 2008.
<i>Deduções de Receita (R\$)</i>	2.871.059	2.822.743	1.473.711	Corresponde as deduções de receita no primeiro ano a respeito do <i>Programa de Integração Social (PIS)</i> , a <i>Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)</i> e o <i>Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS)</i> ³⁰
<i>Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$)</i>	308.651	303.457	158,430	Corresponde à porcentagem de Imposto de Renda que é determinada pelo Decreto no. 3.000 ³¹ , de 26 de março de 1999, em seu Artigo No. 518 e à porcentagem da Contribuição Social que é dada pela Lei 11.727 ³² , de 23 de junho de 2008 em seu Artigo No. 17 para o primeiro ano.

²⁹ Disponível em português em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200210438.pdf>>. Acessado em 28/04/2011.

³⁰ Disponível em: <http://www.sefaz.pe.gov.br/flexpub/versao1/filesdirectory/sessions186.htm>

³¹ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d3000.htm

³² Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Leis/2008/lei11727.htm#Art. 17>.



<i>O&M(R\$)</i>	592.257	582.290	304.005	Os Custos de O&M têm base na estimativa feita pelos participantes do projeto na época da decisão do projeto. Também, os Custos de O&M são inclusas nos Custos Totais de PCH considerados na análise de sensibilidade.
<i>Investimento (R\$)</i>	64.211.157	52.823.644	99.495.418	O investimento tem base na estimativa feita pelos participantes do projeto na época da decisão do projeto. Não obstante, a análise de sensibilidade foi conduzida também considerando a cotação definida no Contrato EPC e as emendas de casa pequena central hidrelétrica.
<i>TIR (%)</i>	11,32	10,67	8,58	Calculada nas planilhas anexas.

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade, conforme estabelecida pela “Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos” (CE 62, Anexo 5), deve ser conduzida considerando variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto, incluindo os custos iniciais do investimento. Portanto, serão feitas variações aumentando as receitas do projeto (venda de eletricidade e fator de carga da planta), reduzindo as despesas de investimento e reduzindo os custos de operação e manutenção.

Os resultados são apresentados abaixo.

Tabela 10 - Resultados da análise de sensibilidade - PCH Caju.

PCH Caju	Variação	TIR	CMPC (%)
TIR original	-	11,32	15,86%
Aumento da tarifa de eletricidade.	+10%	12,61	
Aumento do fator de carga da planta	+10%	12,50	
Redução total de custo	-10%	12,10	
Redução de investimento	-10%	12,50	



Tabela 11 - Resultados da análise de sensibilidade – PCH Santo Antônio.

PCH Santo Antônio	Variação	TIR	CMPC (%)
TIR original	-	10,67	15,86%
Aumento da tarifa de eletricidade.	+10%	11,84	
Aumento do fator de carga da planta	+10%	11,74	
Redução total de custo	-10%	11,38	
Redução de investimento	-10%	11,73	

Tabela 12 - Resultados da análise de sensibilidade – PCH São Sebastião do Alto.

PCH São Sebastião do Alto	Variação	TIR	CMPC (%)
TIR original	-	8,58	15,86%
Aumento da tarifa de eletricidade.	+10%	9,67	
Aumento do fator de carga da planta	+10%	9,57	
Redução total de custo	-10%	9,25	
Redução de investimento	-10%	9,56	

Um investidor típico do setor não seria atraído para investir nos projetos porque a TIR é menor que o benchmark do setor. Esse seria o caso, mesmo ocorrendo uma variação positiva de 10% nos tarifa da energia e no fator de carga de planta ou uma variação negativa de 10% nos custos totais e nos investimentos totais do projeto, como apresentado na tabela acima. No entanto, foi realizada uma simulação para verificar possíveis cenários em que a TIR de cada PCH seria igual ao benchmark. Os resultados para as pequenas centrais hidrelétricas são apresentadas nas tabelas abaixo.

Tabela 13 - Cenários em que a TIR do projeto iguala o benchmark (15,86%) – PCH Caju

	TIR %	TARIFA DE ELETRICIDADE DE (R\$/MWh)	FATOR DE CARGA DA PLANTA (%)	INVESTIMENTO (R\$/MWh)	CUSTOS TOTAIS (R\$/MWh)	Variação (%)
Original	11,32	224,80	58,78	64.211.157	4.046.575	N/A
Tarifa de eletricidade	15,86	308,65	58,78	64.211.157	4.046.575	37,30
Fator de carga da planta	15,86	224,80	82,82	64.211.157	4.046.575	40,90



<i>Investimento</i>	15,86	224,80	58,78	44.145.171	4.046.575	31,25
<i>Custos totais</i>	15,86	224,80	58,78	64.211.157	1.521.512	62,40

Tabela 14 - Cenários em que a TIR do projeto iguala o benchmark (15,86%) – PCH Santo Antônio

	<i>TIR %</i>	<i>TARIFA DE ELETRICIDADE (R\$/MWh)</i>	<i>FATOR DE CARGA DA PLANTA (%)</i>	<i>INVESTIMENTO (R\$/MWh)</i>	<i>CUSTOS TOTAIS (R\$/MWh)</i>	<i>Variação (%)</i>
<i>Original</i>	10,67	224,80	58,16	52.823.644	4.020.006	N/A
<i>Tarifa de eletricidade</i>	15,86	335,85	58,16	52.823.644	4.020.006	49,40
<i>Fator de carga da planta</i>	15,86	224,80	89,63	52.823.644	4.020.006	54,10
<i>Investimento</i>	15,86	224,80	58,16	30.426.419	4.020.006	42,40
<i>Custos totais</i>	15,86	224,80	58,16	52.823.644	711.541	82,30

Tabela 15 - Cenários em que a TIR do projeto iguala o benchmark (15,86%) – PCH São Sebastião do Alto

	<i>TIR %</i>	<i>TARIFA DE ELETRICIDADE (R\$/MWh)</i>	<i>FATOR DE CARGA DA PLANTA (%)</i>	<i>INVESTIMENTO (R\$/MWh)</i>	<i>CUSTOS TOTAIS (R\$/MWh)</i>	<i>Variação (%)</i>
<i>Original</i>	8,58	224,80	53,52	99.495.418	2.646.137	N/A
<i>Tarifa de eletricidade</i>	15,86	399,92	53,52	99.495.418	2.646.137	77,90
<i>Fator de carga da planta</i>	15,86	224,80	99,22	99.495.418	2.646.137	85,40
<i>Investimento</i>	15,86	224,80	53,52	50.603.369	2.646.137	49,14
<i>Custos totais</i>	15,86	224,80	53,52	99.495.418	-714.457	127,00

O preço usado na análise de investimentos (R\$ 224,80) corresponde a uma estimativa adotada pelos participantes do projeto na época da decisão de implementação do projeto. Considerando a análise de sensibilidade conduzida acima que busca para a TIR atingir o benchmark (15,86%), a tarifa de eletricidade seria de R\$ 308,65, R\$ 335,85 e R\$ 399,92 para as PCHs *Caju*, *Santo Antônio* e *São Sebastião do Alto*, respectivamente. No entanto, a geração de eletricidade pelas pequenas centrais hidrelétricas foi negociada no *Mercado Livre* e os preços variam entre R\$ 150,00 and R\$ 192,00. Por isso, considerando a tarifa estabelecida pelos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEs),



a TIR dos projetos seria mais baixa do que a apresentada na planilha de cálculo. A tabela abaixo compara a TIR dos projetos levando em consideração o preço considerado na época da decisão de implementação do projeto e o preço determinado no CCVE.

Tabela 16 – TIR dos projetos considerando o preço estabelecido no Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica.

Pequenas centrais hidrelétricas	<i>Caju</i>		<i>Santo Antônio</i>		<i>São Sebastião do Alto</i>	
Tarifa Estimada (R\$)	224,80		224,80		224,80	
TIR*	11,32%		10,67%		8,58%	
Tarifa no CCVE (R\$)	150,00	192,00	150,00	192,00	150,00	192,00
TIR**	9,81%	10,65%	9,42%	10,12%	7,46%	8,09%

* TIR do projeto considerando a tarifa estimado pelos Participantes do Projeto na época da decisão de implementação do projeto.

** A TIR do Projeto considerando a tarifa estabelecida no Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica negociado entre a *Energisa* e os *Consumidores Livres*

Portanto, um aumento na TIR do projeto devido ao aumento na tarifa de eletricidade não ocorreria.

O fator de carga da planta de pequenas centrais hidrelétricas tem base na capacidade instalada e na energia assegurada do projeto. A capacidade instalada total e a energia assegurada não são determinadas pelos patrocinadores do projeto, mas pela ANEEL, considerando pelo menos 30 anos de dados históricos a respeito do rio do projeto e outros rios, tais como os dados de fluxo do rio, níveis a jusante and a montante, falta de disponibilidade (compulsória e planejada). Para as pequenas centrais hidrelétricas descritas nesta atividade do projeto, a energia assegurada está estabelecida na Resolução da ANEEL n° 1, emitida em 14 de janeiro de 2010. Além disso, de acordo com a legislação brasileira, a concessão do projeto deve ser baseada na máxima potência instalada e geração de energia da central elétrica (o projeto não pode ser ineficiente, deve ser implementada da mais eficiente possível³³). Portanto, os aumentos apresentados na geração de energia não são razoáveis no contexto do projeto e não há expectativa de que ocorram. Além disso, de acordo com a análise de sensibilidade conduzida acima, na qual pretende que a TIR dos projetos alcance o benchmark, foi observado que a PCH *São Sebastião do Alto*, deve estar em quase 100% da capacidade instalada, que mostra que não é razoável que tal aumento ocorra.

O investimento total necessário para construir as plantas, conforme apresentado no fluxo de caixa, corresponde ao custo estimado do investimento feito pelo proprietário do projeto na época da decisão de implementação do projeto. Para esta atividade do projeto o proprietário do projeto assinou um contrato EPC. Esse tipo de contrato fixa o preço para construir as pequenas centrais hidrelétricas e por isso não possibilidade alguma em ocorrer qualquer variação no preço estabelecido no contrato. No entanto, conforme descrito acima na Seção A.2, a chuva que ocorreu na região onde as PCHs estão localizadas causando grande danos à construção civil, principalmente na PCH Santo Antônio que teve de ser reconstruída. Devido novas obras conduzidas na PCH, uma emenda foi assinada entre a *Energisa* e os

³³ Decreto N° 5.163 do MME, datado de 30 de julho de 2004.



fornecedores a respeito de serviço extra realizado nas PCHs e depois, os custos de investimento variaram. Até uma variação foi observada nos custos totais de investimento, a TIR dos projetos não atingirá o benchmark. A tabela abaixo mostra a TIR dos projetos considerando os custos determinados no Contrato EPC e suas emendas mesmo ao aplicar a análise de sensibilidade não ultrapassam o benchmark.

Tabela 17 - TIR dos Projetos considerando os custos de investimento estabelecidos no Contrato EPC e as emendas.

Pequenas centrais hidrelétricas	<i>Caju</i>	<i>Santo Antônio</i>	<i>São Sebastião do Alto</i>
Investimento Estimado (R\$)	64.211.157	52.823.644	99.495.418
TIR*	11,32%	10,67%	8,58%
Investimento de acordo com o Contrato EPC e emendas (R\$)	55.834.537,87	75.399.037,78	59.478.267,78
TIR**	12,90%	7,47%	13,89%
Variação	Aproximadamente uma Redução de 13,05%	Aproximadamente um Aumento de 42,50%	Aproximadamente uma Redução de 40,22%

* TIR do projeto considerando a tarifa estimado pelos Participantes do Projeto na época da decisão de implementação do projeto.

** TIR do projeto considerando o investimento estabelecido no Contrato EPC e suas emendas;

Os custos totais relacionados às pequenas centrais hidrelétricas podem ser resumidos nos calculados determinado com base na capacidade instalada da central nos custos de O&M, *Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE*, Taxa de Interligação e a taxa *TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)* e os impostos deduzidos das receitas do projeto: o *Programa de Integração Social - PIS*, a *Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS* e o *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços - ICMS*. Assim, conforme descrito abaixo, não há variação na capacidade instalada das pequenas centrais hidrelétricas e na energia assegurada que é usada para calcular a receita do projeto. Por isso, nenhuma variação a respeito dos custos totais são esperados para ocorrer e consequentemente a TIR permanece a mesma.

Resultado

A TIR dos projetos das pequenas centrais hidrelétricas sem estarem registradas como um projeto de MDL fica significativamente abaixo do benchmark do setor, evidenciando que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor. Portanto, o cenário 1 seria a alternativa mais plausível à atividade do projeto, *ou seja*, a continuidade da situação atual com a eletricidade adicional sendo fornecida pela Rede Interligada Nacional.

**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 6.0.0), “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.”. Também, a abordagem gradual proposta pela nova versão da ferramenta de adicionalidade é usado a fim de escolher os projetos que são parecidos com os projetos da Energisa:

- **Região geográfica aplicável:** O Brasil tem uma extensão de 8.514.876.599 quilômetros quadrados¹ (com mais de 4.000 km de distância nos eixos norte-sul e leste-oeste) e seis regiões climáticas distintas: subtropical, semi-árida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida). Obviamente, essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados à implementação de uma pequena central hidrelétrica.

Considerando as condições distintas do clima, a precipitação varia de 500 até mais de 3.000 mm/ano³⁴. Comparando a precipitação mensal (mm) entre as regiões brasileiras, é possível demonstrar claramente as diferenças relativas à região onde a atividade do projeto está localizada (Sudeste) e outras regiões (Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sul) (Figura 4 e Figura 5).

³⁴ Informações disponíveis ao público no website do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Gráfico de normas climatológicas (1961 a 1990): <<http://www.inmet.gov.br/>>.

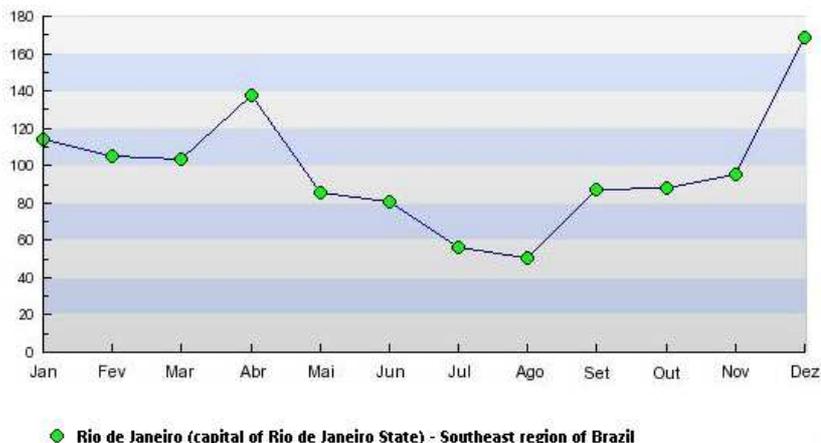


Figura4 - Média de precipitação (mm) no Rio de Janeiro (região Sudeste do Brasil) de 1961 a 1990

Fonte: INMET (2009).³⁵

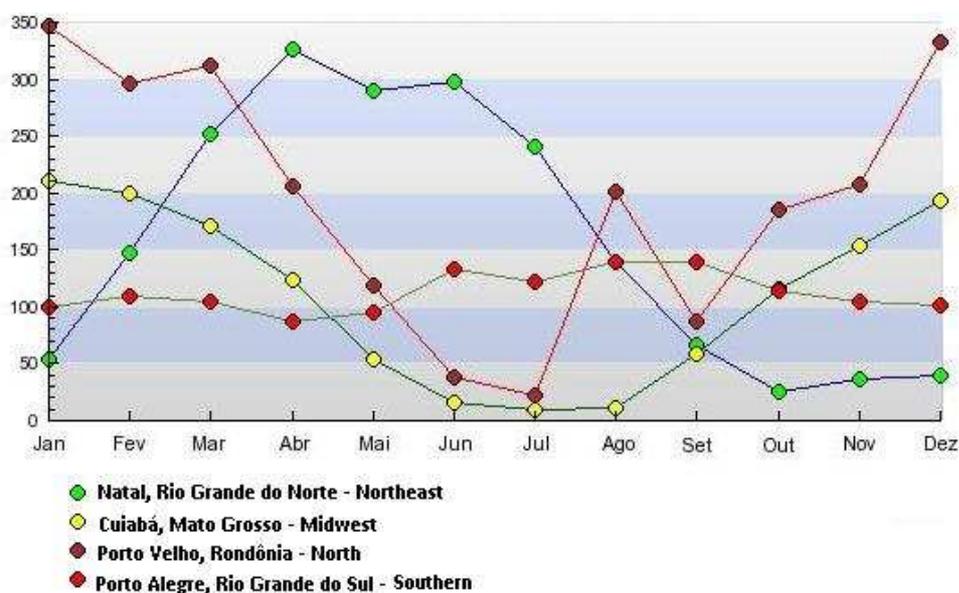


Figura 5 - Média de precipitação (mm) nas regiões do Brasil (exceto a região Sudeste) de 1961 a 1990

Fonte: INMET (2009).³⁶

Além disso, os projetos de hidrelétricas podem ser significativamente diferentes entre si se considerarmos a região em que serão implementados, o clima, a topografia, a disponibilidade de linhas de transmissão, a regularidade da vazão dos rios, etc. Somente por estes motivos, é

³⁵Disponível

em: <http://www.inmet.gov.br/html/clima/graficos/plotGraf.php?chklist=2%2C&capita=portoalegre%2C&peri=99%2C&per6190=99&precipitacao=2&portoalegre=30&Enviar=Visualizar>.

³⁶ Informações disponíveis ao público no website do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Gráfico de normas climatológicas (1961 a 1990): <<http://www.inmet.gov.br/>>.



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 a região onde os projetos Energisa estão localizados – estado do Rio de Janeiro –, possui extensão de 43.696.054 quilômetros quadrados³⁷. Como referência, a área média dos países europeus é de 565.679 quilômetros quadrados³⁸; este resultado está considerando a área da Federação Russa (que tem 17.075.400 quilômetros quadrados). Se não for considerada a Federação Russa, a área média dos países europeus é de 163.003 quilômetros quadrados. Isso demonstra que o estado do Rio de Janeiro é considerado grande e as diferenças podem influenciar a implementação de pequenas centrais hidrelétricas.

- **Avaliação:** A avaliação será feita de maneira consistente com a finalidade da atividade do projeto proposta e seu cenário da linha de base alternativo, correspondente ao item b) troca de tecnologia com mudança de fonte de energia. Em outras palavras, a geração de eletricidade por centrais geradoras hidrelétricas deslocará a eletricidade gerada por outras fontes interligadas à rede.
- **Produção:** Apenas as centrais elétricas em produção interligadas à rede serão consideradas.
- **Tecnologias diferentes:** Com base neste critério, os seguintes aspectos serão levados em consideração ao realizar a análise da prática comum:
 - o Fonte de energia: dado as particularidades de pequena geração hidrelétrica, apenas pequenas centrais hidrelétricas serão consideradas;
 - o Normas legais: 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 o fim da década de 1990 e 2003; no entanto, elas não atraíram novos investimentos para o setor. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar 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

³⁷ Disponível em: < <http://www.ibge.gov.br/estadosat/perfil.php?sigla=rj>>.

³⁸ Os dados coletados da Comissão Econômica das Nações Unidas para a Europa (UNECE) – estados-membros da UNECE em números: visão geral e indicador do país, país e ano. Disponível em: <<http://www.unece.org/>>.



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 2004³⁹. Dado o novo marco regulatório e clima de investimentos, apenas projetos com início depois de março de 2004 serão considerados similares à atividade do projeto proposta;

o *Políticas promocionais*: O Governo Federal Brasileiro promoveu incentivos importantes para a pequena geração de energia hidrelétrica. Uma das iniciativas mais reconhecidas é o PROINFA - *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*. O PROINFA foi criado por meio da Lei N.º 10.438 de 26 de abril de 2002. Dentre outras, uma das metas da iniciativa era aumentar a cota de fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, e assim, contribuir 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 2004¹, que regula a Lei No. 10.438, determina que o PROINFA visa reduzir os gases de efeito estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) nos termos do Protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política do “Tipo E”.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Considerando as informações acima, os Participantes do Projeto aplicaram os passos fornecidos pelas “*Diretrizes sobre prática comum*” (CE 63, Anexo 12) também incluídas na nova versão de “*Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*”, versão 6.0.0 (CE 65, Anexo 21) para realizar a análise de prática comum, conforme maiores detalhes abaixo.

Passo 1: Calcule a faixa de geração aplicável como +/-50% da geração de projeto ou capacidade da atividade do projeto proposta.

Apenas plantas com capacidade instalada de 50% mais baixa a 50% mais alta⁴⁰⁴¹ do que a capacidade instalada de pequenas centrais hidrelétricas consideradas nessa atividade de projeto do MDL serão analisadas. O projeto incorpora três pequenas centrais hidrelétricas: *PCHs Caju, Santo Antônio e São*

³⁹ <http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/ Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>.



Sebastião do Alto que apresentam 9,97, 8,27 e 13,36 MW de capacidade instalada. Assim, projetos com capacidade instalada entre 4,13 e 20,04 MW serão levados em consideração. Finalmente, as três plantas juntas totalizam 31,6 MW de capacidade instalada. Por conservadorismo, também será realizada a análise que engloba projetos com capacidade instalada entre 15,8 e 47,40 MW. No entanto, considerando a explicação dada acima “(iv) *Tecnologias diferentes – (a) Fonte de energia*” central hidrelétrica de grande escala, *ou seja*, com capacidade instalada total acima 30MW, não será considerada. Portanto, a faixa aplicada ao considerar as três pequenas centrais hidrelétricas é de 15,8 a 30 MW;

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas a plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável no passo 1, como a atividade do projeto proposta e tenha iniciado a operação comercial antes da data de início do projeto. As atividades de projeto do MDL registradas e as atividades dos projetos submetidos à validação não devem ser incluídos no passo.

O banco de dados da ANEEL foi verificada⁴³ e o resultado é que 6 pequenas centrais hidrelétricas considerando a faixa entre 4,13 e 30 MW identificadas em 1 de setembro, começaram operações comerciais antes da data de início do projeto, ou seja, antes de 16 de setembro de 2009. Também, as atividades de projeto do MDL registradas e as atividades de projeto do MDL na validação não devem ser incluídas, assim, a pequena central hidrelétrica não será considerado nessa análise. Portanto, $N_{all} = 5$.

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.

Passo 3: Nas plantas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da aplicada na atividade do projeto proposta.

Dentro das plantas identificadas no Passo 2, considerando a faixa entre 4,13 e 30 MW de capacidade instalada, quatro pequenas centrais hidrelétricas receberam iniciativas da PROINFA (identificada como uma política promocional, conforme explicado acima). São: *as pequenas centrais hidrelétricas Bonfante, Monte Serrat, Santa Rosa II e Calheiros*; por isso, pode concluir-se que essas pequenas centrais hidrelétricas aplicaram tecnologias diferentes quando comparado com a atividade de projeto do MDL proposta. Portanto, $N_{diff} = 4$.

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$ representando a cota de plantas utilizando tecnologia similar àquela usada na atividade do projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade que a atividade do projeto proposta.

O fator é $F = 1 - 4/5 = 0,2$. Este fator representa a participação de plantas que utilizam uma tecnologia similar àquela usada pela atividade do projeto proposta.

⁴³ ANEEL (2011b). Fiscalização dos serviços de geração. Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica. Resumo geral do acompanhamento das usinas de geração elétrica – Versão datada de dezembro de 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>. Acessado em 23 de dezembro de 2011.



A atividade do projeto proposta é uma "prática comum" dentro de um setor com uma área geográfica aplicável se o fator F for maior que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ for maior que 3.

Resultado: O fator determinado acima no *passo 4* não é maior que 0,2. Além disso, $N_{all} - N_{diff}$ não é maior que 3. Portanto, a atividade do projeto proposta não pode ser considerada uma prática comum na área geográfica aplicável.

Em resumo, esta atividade do projeto claramente não é a prática comum, pois nenhum projeto semelhante iniciou a operação no período mencionado acima sem algum tipo de incentivo. Com o benefício financeiro proveniente das RCEs, espera-se que outros desenvolvedores de projeto se beneficiem dessa nova fonte de receita e que, depois disso, decidam desenvolver esses projetos. O MDL possibilitou que os 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:

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base são calculadas usando a geração anual (eletricidade anual do projeto despachada para a rede) vezes a taxa de emissão média de CO₂ da linha de base estimada e correspondem às emissões de CO₂ deslocadas como consequência da atividade do projeto, calculadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_y * EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/ano)

$EG_{facility,y}$ = Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede (MWh)

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ 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".

De acordo com a ferramenta metodológica "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 2.2.1). Os sete passos a seguir são usados para o cálculo da linha de base:

PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante.

PASSO 2 Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do projeto (opcional).



PASSO 3 - Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM).

PASSO 4 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

PASSO 5 – Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM).

PASSO 6 – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

- **PASSO 1** - Identificar o sistema de energia elétrica relevante

De acordo com a 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. Se esses delineamentos não estiverem disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e qualquer sistema elétrico interligado e justificar e documentar suas hipóteses no MDL-DCP*”.

A AND brasileira publicou a Resolução nº. 8 publicada em 26 de maio de 2008, que define a rede interligada brasileira como um sistema único, que cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste). Assim, esse número será usado para calcular o fator de emissão da linha de base da rede.

- **PASSO 2** - Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do projeto (opcional).

Os participantes do projeto podem escolher entre as duas opções a seguir para calcular o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção:

- Opção (i): somente as centrais elétricas da rede são incluídas no cálculo;
- Opção (ii): tanto as centrais elétricas da rede quanto as centrais elétricas fora da rede são incluídas no cálculo.

Os participantes do projeto escolheram seguir a Opção I (Somente as centrais elétricas da rede são incluídas no cálculo).

- **PASSO 3** - Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é feito com base em um dos seguintes métodos:

- (a) OM simples ou
- (b) OM simples ajustada ou
- (c) OM da análise dos dados de despacho ou
- (d) OM média.

A AND brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem de operação calculado usando a opção c – OM da análise dos dados de despacho. Esta opção não permite o vintage do cálculo *ex-ante* de



um fator de emissão e, assim, a opção escolhida foi cálculo *ex-post*. Informações detalhadas sobre os métodos e dados aplicados podem ser obtidas no website da AND⁴⁴.

- **PASSO 4** - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

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 $EF_{grid,OM-DD,y}$. Como consequência, será calculado *ex-post*. Somente para fins de estimativa, serão usados os números dos anos mais recentes.

O $EF_{grid,OM-DD,y}$ será calculado usando a fórmula a seguir:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação da análise dos dados de despacho no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades geradoras no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Total de eletricidade deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y nas quais a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede;

y = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede.

O fator de emissão de CO₂ para unidades geradoras no topo da ordem de despacho ($EF_{EL,DD,h}$) pode ser obtido através do consumo de combustível ou do fator de emissão por hora, calculado com base na eficiência energética das unidades geradoras e nos tipos de combustível. Como verificado pela EOD, o $EF_{EL,DD,h}$ é calculado pela AND brasileira, através do consumo de combustível por hora, de acordo com a seguinte equação:

⁴⁴ Site acessado em março de 2009 <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>



$$EF_{EL,DD,y} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades geradoras no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh);

$FC_{i,n,h}$ = Quantidade de combustível fóssil tipo i consumida pela unidade geradora n na hora h (unidade de massa ou volume);

$NCV_{i,y}$ = Poder calorífico inferior (conteúdo energético) do combustível fóssil tipo i no ano y (GJ / unidade de massa ou volume);

$EF_{CO_2,i,y}$ = Fator de emissão de CO₂ do combustível fóssil tipo i no ano y (tCO₂/GJ);

$EG_{n,h}$ = Eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora n na hora h (MWh);

n = Unidades geradoras no topo do despacho (como definido abaixo);

i = Tipos de combustível fóssil queimados na unidade geradora n no ano y ;

h = Horas no ano y nas quais a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede;

y = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede.

Para determinar o conjunto de unidades geradoras n que estão no topo do despacho, deverá ser obtido de um centro de despacho nacional:

- A ordem de despacho do sistema da rede para operação de cada unidade geradora do sistema, incluindo as unidades geradoras em que a eletricidade é importada; e
- A quantidade de potência (MWh) que é despachada de todas as unidades geradoras no sistema durante cada hora h que a atividade do projeto está deslocando eletricidade.

A cada hora h , empilhar a geração de cada unidade geradora usando a ordem de mérito. O grupo de unidades geradoras n na margem de despacho inclui as unidades entre as $x\%$ maiores, do total de eletricidade despachada na hora h , onde $x\%$ é igual ao maior de um dos seguintes:

(a) 10%; ou

(b) A quantidade de eletricidade deslocada pela atividade do projeto durante a hora h dividida pela geração total de eletricidade na rede durante tal hora h .

De acordo com as informações fornecidas pelos EODs, a opção usada pela AND brasileira a fim



de obter as unidades nas mias altas % é (a) 10%. Como mencionado acima, a AND do país anfitrião irá fornecer $EF_{EL,DD,h}$ para que os participantes do projeto calculem o fator de emissão da margem de operação. Dessa forma, esse dado será atualizado anualmente aplicando o número publicado pela AND brasileira. Para motivos de estimativa, a média dos anos mais recentes disponível no website da ADN é usada. Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no website da AND (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>).

• **PASSO 5** – Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

Opção 2 (ex-post) foi escolhida onde para o primeiro período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deverá ser atualizado anualmente, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade do projeto ou, se as informações até o ano de registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo as unidades construídas até o ano mais recente para o qual existem informações disponíveis. Para o segundo período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deverá ser calculado ex ante, conforme descrito na opção 1 acima (ex-ante). Para o terceiro período de obtenção de créditos, deverá ser usado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de créditos. O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção consiste em:

- O conjunto das cinco unidades geradoras que foi construído mais recentemente ou
- O conjunto das adições de capacidade energética no sistema elétrico que abrange 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construído mais recentemente.

A margem de construção também será calculada pela AND. O número é publicado pelo website e para fins de estimativa, a média para o ano mais recente é usada.

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado (tCO_2/MWh) de todas as unidades geradoras m durante o ano mais recente y para o qual os dados da geração de eletricidade estão disponíveis, calculado como a seguir:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem de construção no ano y (tCO_2/MWh);

$EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora m no ano y (MWh);

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da unidade geradora m no ano y (tCO_2/MWh);

m = Unidades geradoras incluídas na margem de construção;



y = Ano histórico mais recente para o qual os dados da geração de eletricidade estão disponíveis.

O parâmetro do fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y ($EF_{EL,m,y}$) é calculado conforme determinado pelas orientações no passo 3 (a) para OM simples, opção B1, usando para y o ano histórico mais recente para o qual estão disponíveis os dados de geração de eletricidade e usando para m as unidades geradoras incluídas na margem de construção.

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh);

$FC_{i,m,y}$ = Quantidade de combustível fóssil tipo i consumida pela unidade geradora m no ano y (unidade de massa ou volume);

$NCV_{i,y}$ = Poder calorífico inferior (conteúdo energético) do combustível fóssil tipo i no ano y (GJ / unidade de massa ou volume);

$EF_{CO_2,i,y}$ = Fator de emissão de CO₂ do combustível fóssil tipo i no ano y (tCO₂/GJ);

$EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora m no ano y (MWh);

m = Todas as unidades geradoras alimentando a rede no ano y, com exceção das de baixo custo/inflexíveis;

i = Tipos de combustível fóssil queimados na unidade geradora m no ano y ,

y = Ou os três anos mais recentes para os quais os dados estão disponíveis quando do envio do MDL - DCP para a EOD para validação (opção ex-ante) ou o ano pertinente durante o monitoramento (opção ex-post), seguindo as orientações sobre uso de dados no passo 2.

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. Este parâmetro será atualizado anualmente aplicando os números fornecidos pela AND brasileira. O número é publicado pelo website e para fins de estimativa, a média para os anos mais recentes é usada.

- **PASSO 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM) EF_y .

A margem combinada é calculada da seguinte maneira:



$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 6}$$

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , para o primeiro período de obtenção de créditos, por padrão, são $w_{BM} = 0,5$ e $w_{OM} = 0,5$.

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:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano);

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto decorrentes do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂/ano);

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas decorrentes da liberação de gases não-condensáveis no ano y (tCO₂e/ano);

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO₂e/ano).

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

Considerando que não existe combustão de combustíveis fósseis na atividade do projeto proposta, $PE_{FF,y} = 0$ tCO₂/ano.

Emissions from the operation of geothermal power plants due to the release of non-condensable gases ($PE_{GP,y}$)

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma pequena central hidrelétrica, não há emissões de gases não-condensáveis relacionados a operação de centrais elétricas geotérmicas. Portanto, $PE_{GP,y} = 0$ tCO₂/ano.

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

De acordo com a ACM0002 (Versão 12.2.0), novos projetos de hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte forma:



a) Se a densidade de potência (PD) da central elétrica for maior que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 :

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \times TEG_y}{1000} \quad \text{Equação 8}$$

Onde:

PE_y = Emissão do reservatório expressa como $\text{tCO}_2\text{e/ano}$;

EF_{Res} = é o fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios e o valor padrão conforme o CE23 é $90 \text{ kg CO}_2\text{e/MWh}$;

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 10 W/m^2 , $PE_y = 0$.

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

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 9}$$

Onde:

PD = Densidade de potência da atividade do projeto, em W/m^2 ;

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^2);

A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). 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, nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades foi identificada.

Reduções de emissões (ER_y)

De acordo com a metodologia selecionada aprovada ACM0002 (Versão 12.2.0), as reduções de emissões são calculadas da seguinte maneira:



$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Equação 10

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (t CO₂e/ano);

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (t CO₂e/ano);

PE_y = Emissões do projeto no ano y (t CO₂e/ano);

LE_y = Emissões das fugas no ano y (t CO₂e/ano).

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	GWP_{CH_4}
Unidade do dado:	tCO ₂ /tCH ₄
Descrição:	Potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso.
Fonte do dado usada:	IPCC
Valor aplicado:	Para o primeiro período de compromisso: 21tCO ₂ /tCH ₄ .
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Não se aplica.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	EF_{RES}
Unidade do dado:	kg/CO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios.
Fonte do dado usada:	Decisão pelo CE 23.
Valor aplicado:	90
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Definido na metodologia ACM002, versão 12.2.0
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto. Para novas centrais hidrelétricas, esse valor é zero.
Fonte do dado usada:	Local do projeto.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição	Determinação da capacidade instalada com base em normas reconhecidas.



dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	A_{BL}
Unidade do dado:	m^2
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2).
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:	Considerando que as PCHs são novas plantas, o valor da área do reservatório é apresentado abaixo.
Comentário:	-

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

Cálculo da linha de base

Como descrito na seção B.6.1, as emissões da linha de base (BE_y) são calculadas diretamente a partir da eletricidade fornecida pelo projeto à rede ($EG_{facility,y}$) multiplicada pelo fator de emissão ($EF_{grid,CM,y}$).

A futura eletricidade fornecida pelo projeto à rede é estimada com base na energia garantida da central hidrelétrica, conforme estabelecido nas resoluções da ANEEL.

Para fins de estimativa, foram aplicados os dados fornecidos pela AND brasileira para o ano de 2009 no cálculo do fator de emissão. Ao utilizar os números publicados na fórmula apresentada no passo 3 da seção B.6.1., o $EF_{grid,OM-DD,y}$ obtido foi:

$$EF_{grid,OM-DD,2009} = 0,2476 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

A margem de construção para o ano de 2009 publicada pela AND é:

$$EF_{BM,2009} = 0,0794 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

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

$$EF_y = 0,50 \times 0,2476 + 0,50 \times 0,0794$$



$$EF_y = 0,1635 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

A geração total de energia elétrica (TEG_y) e a estimativa de geração líquida de energia são:

	CAJU	SANTO ANTÔNIO	SÃO SEBASTIÃO DO ALTO
Energia total gerada (TEG_y) [MWh]	52.385	43.012	63.860
Energia total gerada ($EG_{\text{facility},y}$) [MWh]	51.334	42.136	62.634

Substituindo os números descritos acima na equação apresentada na seção B.6.1, temos:

$$BE_{y,Caju} = 51.334 * 0,1635 = 8.393 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

$$BE_{y,Santo Antonio} = 42.136 * 0,1635 = 6.889 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

$$BE_{y,Ormeo Junqueira Botelho} = 62.634 * 0,1635 = 10.241 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

Emissões do projeto

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

Considerando que não existe combustão de combustíveis fósseis na atividade do projeto proposta, $PE_{FF,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

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, $PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

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

De acordo com a ACM0002 (versão 12.2.0), novos projetos de centrais hidrelétricas com novos reservatórios devem considerar as emissões do projeto relacionadas com base no cálculo de sua densidade de potência. Aplicando a capacidade instalada de cada PCH e a área do seu reservatório na equação 7 (descrita na seção B.6.1), o resultado é:



PCHs	Capacidade instalada (MW)	Área do reservatório (km ²)	Densidade de potência (MW/km ²)
Caju	9,97	1, 13	8,82
Santo Antônio	8,27	1.0	8,27
São Sebastião do Alto	13,36	2,7	4,95

Considerando que as densidades de potência de todas as PCHs são maiores que 4 W/m² e menores ou iguais a 10 W/m², as emissões do projeto devem ser calculadas através da Equação 5 considerando o fator de emissão padrão para a emissão dos reservatórios (90 kg CO₂e/MWh).

Caju		Santo Antônio		São Sebastião do Alto		Total
TEG _v [MWh]	PE _y [tCO ₂ e]	TEG _v [MWh]	PE _y [tCO ₂ e]	TEG _v [MWh]	PE _y [tCO ₂ e]	PE _y [tCO ₂ e]
52.385	4.715	43012	3.871	63.860	5.747	14.333

Emissões das fugas

Conforme descrito acima na seção B.6.1., não existem emissões das fugas associadas com a implementação da atividade do projeto de MDL proposta. Portanto, $LE_{y=0}$

Reduções de emissões

Ao aplicar os resultados apresentado acima na Equação 7 da seção B.6.1, temos:

$$ER_y = 25.522 - 14.333 - 0 = 11.189 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

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

Ano	Emissões da linha de base (BE _v) t CO ₂ e	Estimativa de emissões da atividade do projeto (PE _v) t CO ₂ e	Estimativa de fugas (L _y) t CO ₂ e	Estimativa do total de reduções de emissões (ER _v) t CO ₂ e
Ano 1 - (2012)*	12.866	7.225	0	5.641
Ano 2 - (2013)	25.522	14.333	0	11.189
Ano 3 - (2014)	25.522	14.333	0	11.189
Ano 4 - (2015)	25.522	14.333	0	11.189
Ano 5 - (2016)	25.522	14.333	0	11.189
Ano 6 - (2017)	25.522	14.333	0	11.189



Ano 7 - (2018)	25.522	14.333	0	11.189
Ano 8 - (2019)**	12.656	7.107	0	5.549
TOTAL (toneladas de CO₂e)	178.654	100.330	0	78.324

* Início em 1º de janeiro de 2012

** Até 30 de junho de 2019

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Todas as informações monitoradas listadas nesta seção ficarão arquivadas durante dois anos após o final do período de obtenção de créditos. Os dados serão registrados de forma eletrônica e/ou em papel.

Dado / Parâmetro:	<i>TEG_y</i>
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y.
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Caju: 52.385
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medidores de eletricidade ⁴⁵ .
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Veja a Seção B.7.2
Comentário:	Aplicável às atividades do projeto de energia hidrelétrica com uma densidade de potência da atividade do projeto (DP) maior do que 4 W/m ² e menor que ou igual a 10 W/m ² .

Dado / Parâmetro:	<i>TEG_y</i>
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y.
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto.

⁴⁵Consolidado nos relatórios mensais internos, baseado no sistema de automação da planta que continuamente mede a geração total de eletricidade da planta.



Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Santo Antônio: 43.012
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medidores de eletricidade ⁴⁶ .
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Veja a Seção B.7.2
Comentário:	Aplicável às atividades do projeto de energia hidrelétrica com uma densidade de potência da atividade do projeto (DP) maior do que 4 W/m ² e menor que ou igual a 10 W/m ² .

Dado / Parâmetro:	TEG_y
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y.
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH São Sebastião do Alto: 63.860
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medidores de eletricidade ⁴⁷ .
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Veja a Seção B.7.2
Comentário:	Aplicável às atividades do projeto de energia hidrelétrica com uma densidade de potência da atividade do projeto (DP) maior do que 4 W/m ² e menor que ou igual a 10 W/m ² .

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede.

⁴⁶Consolidado nos relatórios mensais internos, baseado no sistema de automação da planta que continuamente mede a geração total de eletricidade da planta.

⁴⁷Consolidado nos relatórios mensais internos, baseado no sistema de automação da planta que continuamente mede a geração total de eletricidade da planta.



Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Caju: 51.334
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Há dois medidores de energia elétrica (principal e reserva), que monitoram continuamente a eletricidade gerada pela planta e alimentada na rede. De acordo com as informações apresentadas acima, eles são calibrados a cada dois anos, seguindo as recomendações do Operador Nacional do Sistema.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os relatórios oficiais emitidos pelo CCEE pode fazer verificação cruzada nos relatórios de geração interna da empresa (os equipamentos usados tem por exigências legais um nível extremamente baixo de incerteza, classe de precisão de 0,2%).
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede.
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Santo Antônio: 42.136
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Há dois medidores de energia elétrica (principal e reserva), que monitoram continuamente a eletricidade gerada pela planta e alimentada na rede. De acordo com as informações apresentadas acima, eles são calibrados a cada dois anos, seguindo as recomendações do Operador Nacional do Sistema.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os relatórios oficiais emitidos pelo CCEE pode fazer verificação cruzada nos relatórios de geração interna da empresa (os equipamentos usados tem por exigências legais um nível extremamente baixo de incerteza, classe de precisão de 0,2%).
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede.
Fonte do dado a ser usada:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH São Sebastião do Alto: 62.634
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Há dois medidores de energia elétrica (principal e reserva), que monitoram continuamente a eletricidade gerada pela planta e alimentada na rede. De acordo com as informações apresentadas acima, eles são calibrados a cada dois anos, seguindo as recomendações do Operador Nacional do Sistema.
Procedimentos de	Os relatórios oficiais emitidos pelo CCEE pode fazer verificação cruzada



GQ/CQ a serem aplicados:	nos relatórios de geração interna da empresa (os equipamentos usados tem por exigências legais um nível extremamente baixo de incerteza, classe de precisão de 0,2%).
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ 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 a ser usada:	Website da AND brasileira, com base nos dados publicados em 2009, o mais recente disponíveis para o público em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html . Baseado nos dados publicados em 2009
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,2476
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão é calculado e publicado pela AND brasileira como uma margem combinada (CM), consistindo na margem de operação (OM) e margem de construção (BM) de acordo com os procedimento prescritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Esse parâmetro está publicamente disponível e proposto pelo Ministério de Ciência e Tecnologia Brasileiro.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ 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 a ser usada:	Website da AND brasileira, com base nos dados publicados em 2009, o mais recente disponíveis para o público em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html . Baseado nos dados publicados em 2009
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,0794
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão é calculado e publicado pela AND brasileira como uma margem combinada (CM), consistindo na margem de operação (OM) e margem de construção (BM) de acordo com os procedimento prescritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Esse parâmetro está publicamente disponível e proposto pelo Ministério de Ciência e Tecnologia Brasileiro.
Comentário:	Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.



Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
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 versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Fonte do dado a ser usada:	Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,1635
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Este parâmetro está publicamente disponível e é proposto pelo Ministério de Ciência e tecnologia do Brasil
Comentário:	Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Dado / Parâmetro:	CAP_{PJ}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Caju: $9,97 * 10^6$
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	-
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	CAP_{PJ}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.



Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Santo Antônio: $8,27 \cdot 10^6$
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	-
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	CAP_{PJ}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto
Fonte do dado a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH São Sebastião do Alto: $4,95 \cdot 10^6$
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	-
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	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 a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Caju: 1.130.000
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc.
Procedimentos de GQ/CQ a serem	-



aplicados:	
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	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 a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH Santo Antônio: 1.000.000
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	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 a ser usada:	Local do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	PCH São Sebastião do Alto: 2.700.000
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	-

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

O plano de monitoramento das reduções de emissões pela atividade do projeto está de acordo com os procedimentos estabelecidos pela metodologia ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 12.2.0.



O Plano de monitoramento terá base na quantia de eletricidade alimentada na rede ($EG_{facility,y}$) pela atividade do projeto e os participantes do projeto procederão com as medidas de monitoramento necessárias conforme estabelecido pelas normas da ONS, ANEEL e CCEE.

O ONS é a entidade responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) sob supervisão e regulação da ANEEL⁴⁸ que é a agência reguladora que fornece condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica crie um equilíbrio entre os agentes e o benefício da sociedade⁴⁹. A CCEE é uma organização civil privada e não lucrativa, uma empresa que está encarregada de realizar as transações atacadistas e a comercialização da energia elétrica dentro do SIN, nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre e no mercado de curto prazo⁵⁰.

A eletricidade total exportada para a rede será monitorada seguindo os procedimentos e exigências estabelecidos pelo ONS que define as características técnicas e a classe de precisão (0,2% de erro máximo permissível) dos medidores de eletricidade a serem usados⁵¹. Além disso, o ONS também regula as exigências de calibração dos medidores de eletricidade (a cada dois anos)⁵².

A quantidade de energia despachada será monitorada pelo proprietário do projeto e também pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que controla toda a eletricidade despachada à rede e assegura contratualmente, para o comprador, que a eletricidade vendida será fornecida de forma apropriada. Depois que as perdas de energia são contabilizados e a consistência dos dados é verificada, a CCEE publica um relatório oficial que indica, por semana, a quantidade de eletricidade despachada durante um determinado mês, na qual se baseia as reduções de emissões de GEE.

A partir do que estabelece a regulamentação relevante do setor energético brasileiro, todas as plantas que alimentam eletricidade na rede precisam implementar um *Sistema de Medição e Faturamento (SMF)*, de acordo com as especificações definidas pela CCEE. O modelo e o tipo dos medidores de energia instalados estão em conformidade com as normas da CCEE. Essa configuração está de acordo com os procedimentos de rede do ONS, "Módulo 12: Medição para Faturamento".

Haverá dois medidores de energia, um medidor principal e um reserva, especificados pelo CCEE, que irão monitorar a eletricidade entregue para a rede ($EG_{facility,y}$) geradas pelas PCHs Caju e São Sebastião do Alto. Estes medidores fornecerão a CCEE a quantia de eletricidade despachada à rede, serão calibrados a cada dois anos por entidade com credenciamento pela Rede Brasileira de Calibração (RBC). Os medidores estão localizados na subestação Coletora e apresentam as seguintes características:

- **Medidor Principal:**

⁴⁸ Informações disponíveis em <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en>.

⁴⁹ Informações disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/>>.

⁵⁰ Informações disponíveis em <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=25afa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>.

⁵¹ ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento.** Disponível em <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx>.

⁵² ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede – Módulo 12: medição para faturamento / Submódulo 12.3: Manutenção do sistema de medição para faturamento.** Disponível em <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx>.



- Tipo: ION
 - Número de Série: PT-1008A533-01
 - Classe de precisão: 0.2%
 - Frequência de calibração: a cada 2 anos de acordo com as recomendações do ONS
 - Data da última calibração: 24/09/2010
- **Medidor Reserva:**
- Tipo: ION
 - Número de série: PT-1008A512-01
 - Classe de precisão: 0.2%
 - Frequência de calibração: a cada 2 anos de acordo com as recomendações do ONS
 - Data da última calibração: 24/09/2010

As medições de eletricidade despachada a rede pela PCH Santo Antônio serão realizadas na subestação Bom Jardim. Conforme explicado acima, os medidores localizados na subestação Bom Jardim também fornecerão a CCEE a quantidade de eletricidade despachada a rede, e serão calibrados a cada dois anos por uma entidade credenciada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC). As especificações dos medidores está detalhada abaixo:

- **Medidor Principal:**
- Tipo: ION 8600C
 - Número de Série: PT-1011A033-01
 - Classe de Precisão: 0.2%
 - Frequência de calibração: a cada 2 anos de acordo com as recomendações do ONS
 - Data da última calibração: 04/11/2011
- **Medidor Reserva:**
- Tipo: ION 8600C
 - Número de série: PT-1011A042-01
 - Classe de Precisão: 0.2%
 - Frequência de calibração: a cada 2 anos de acordo com as recomendações do ONS
 - Data da última calibração: 03/01/2011

A geração de energia total (TEG_y) será monitorada através do sistema de supervisão da central. Cada PCH apresenta um medidor principal e um reserva localizado na saída das PCHs que estão intergrados ao sistema de supervisão da central, as medições dos medidores serão acessadas remotamente pelo centro de operações, para que possa registrar a eletricidade total produzida. Aas especificações dos medidores de energia bruta são apresentadas na tabela abaixo e a frequência de calibração está de acordo com as recomendações do ONS:

Tabela 18 – Especificações dos medidores de energia bruta

Localização	Medidor	Número de série	Fabricante	Tipo/Modelo	Classe de precisão
<i>PCH Caju</i>	Principal	PT-0910A473-01	Schneider Electric Brasil	ION 8600A	0,2



			Ltda.		
	Reserva	PT-1008A611-01	Schneider Electric Brasil Ltda.	ION 8600C	0,2
<i>PCH São Sebastião do Alto</i>	Principal	PT-1010A0638-01	Schneider Electric Brasil Ltda.	ION 8600C	0,2
	Reserva	PT-1009A917-01	Schneider Electric Brasil Ltda.	ION 8600C	0,2
<i>PCH Santo Antônio</i>	Principal	PT-1102A168-01	Schneider Electric Brasil Ltda.	ION 8600C	0,2
	Reserva	PT-1102A178-01	Schneider Electric Brasil Ltda.	ION 8600C	0,2

O armazenamento de dados será realizado e será eletronicamente armazenado. A capacidade instalada da central elétrica será verificada pelo EOD durante a visita no local cada verificação e a área de reservatório será monitorada através dos Sistemas de Informações Geo-referenciados da ANEEL. Essas informações estarão disponíveis na época da verificação do projeto.

A Energisa é responsável pela calibração do medidor (a cada dois anos), de acordo com os procedimentos estabelecidos pela ONS⁵³, e a manutenção dos equipamento de monitoramento. A empresa também é responsável pelo gerenciamento de projeto, bem como pela organização e treinamento da equipe nos procedimentos de monitoramento apropriados. A planta está sujeita à inspeções da ANEEL, nas quais a agência avalia o cumprimento dos requisitos legais conforme os procedimentos oficiais e normas.

Todos os dados exigidos para verificação e emissão serão monitorados e arquivados eletronicamente e 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 mais tarde.

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 versão final desta seção de linha de base e da metodologia de monitoramento (DD/MM/AAAA): 26/07/2010.

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

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.

⁵³ 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.



Endereço: Rua Padre João Manoel, 222
Código postal + cidade: 01411-000 São Paulo, SP
País: Brasil
Contato: Bruna Luíza Marigheto
Cargo: Analista do projeto
Telefone: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069
E-Mail: bruna.marigheto@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:

A data de início da atividade do projeto é 16/09/2009, data na qual o Conselho da *Energisa Soluções* e o *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES* assinaram o Contrato de Financiamento.

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

30a-0m.

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:**

01/07/2012 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.

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 projeto).

Embora os projetos de pequenas hidrelétricas tenham impactos ambientais reduzidos devido às represas menores e ao tamanho do reservatório, os patrocinadores do projeto devem obter todas as licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras (Resolução do CONAMA - *Conselho Nacional do Meio Ambiente* n°. 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).

O processo de permissões ambientais é de natureza administrativa e foi implementado pela Política Nacional do Meio Ambiente, estabelecida pela Lei no. 6938, de 31 de outubro de 1981. Além disso, outras normas e leis foram emitidas 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 áreas históricas quilombolas – a autorização para isso depende de decisão 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 das 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 decisão 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.

Todas as plantas possuem licenças Preliminar, de Construção e de Operação, emitidas pela *INEA – Instituto Estadual do Ambiente* anteriormente chamada de *FEEMA - Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente*. O número de LO assim como a data de emissão está descrito abaixo:

- PCH Caju: LO No. IN003282, emitido em 26 de novembro de 2010;
- PCH Santo Antônio: LO No. IN018481, emitido em 19 de dezembro de 2011;
- PCH São Sebastião do Alto: LO No. IN003281, emitido em 26 de novembro de 2010.

Sendo assim, o projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços negativos. As licenças não teriam sido emitidas caso o projeto apresentasse impactos ambientais transfronteiriços negativos.

Outra diretriz foi usada para avaliar a contribuição do projeto para atingir a sustentabilidade ambiental do país anfitrião denominada *Anexo III*, exigido pela AND brasileira para a obtenção da Carta de Aprovação. O Anexo III inclui uma análise da contribuição do projeto com relação a: sustentabilidade ambiental local, desenvolvimento da quantidade e qualidade de empregos, distribuição justa de renda, construção da capacidade e desenvolvimento tecnológicos, integração regional e relações entre outros setores.

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:

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando à exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil, a situação não é diferente; as políticas de processos de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Para a emissão da Licença de Construção, a Agência Ambiental do Rio de Janeiro solicitou o cumprimento dos seguintes programas para o projeto, também mencionados no Plano Básico Ambiental (PBA) do projeto:



- Comunicação social;
- Monitoramento da ictiofauna;
- Reflorestamento;
- Qualidade do monitoramento da água;
- Recuperação de áreas degradadas;
- Educação ambiental;
- Preservação da herança histórica e cultural;
- Programa de contratação de mão-de-obra;
- Programa de indenizações de terras e benfeitorias
- Programa de reassentamento da população local;
- Programa de apoio a unidades de conservação.

Como mencionado acima, o projeto não implica em nenhum impacto ambiental transfronteiriço negativo, 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 (INEA anteriormente chamada de FEEMA) 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 7, emitida em 5 de março de 2008, com o objetivo de 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;
- Ministério Público (estadual e federal).

A mesma resolução também exige que no momento que essas cartas forem enviadas, uma versão do DCP no idioma local e uma declaração afirmando como o projeto contribui para o desenvolvimento



sustentável do país deve ser disponibilizada a esses atores, pelo menos 15 dias antes do início do processo de comentário público internacional. Levando em conta que as cartas de convite foram enviadas aos seguintes agentes - via correios - 12/08/2010 e a versão em português do DCP foi publicado no website na internet < <https://sites.google.com/site/consultadcp/Inicio/projetos-pchs-energisa>> em 06/10/2010:

- Prefeitura Municipal de Bom Jardim e São Sebastião do Alto;
- Câmara Municipal de Bom Jardim e São Sebastião do Alto;
- Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Bom Jardim e São Sebastião do Alto;
- Associação Comunitária de Bom Jardim e São Sebastião do Alto;
- INEA – Instituto Estadual do Ambiente* anteriormente chamada de *FEEMA – Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente*;
- Ministério Público Federal e Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro;
- 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 serão enviadas à EOD durante a validação da atividade do projeto.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Além da consulta solicitada pela Autoridade Nacional Designada do Brasil “Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima”, determinada pela Resolução 7 acima mencionada, em 03 de julho de 2012, os participantes do projeto realizaram uma audiência pública no município de Santa Maria Madalena objetivando apresentar o projeto de MDL das PCHs Energisa Rio Grande e obter os comentários das seguintes entidades:

- Prefeitura Municipal de Santa Maria Madalena;
- Câmara Municipal de Santa Maria Madalena;
- Secretaria de Meio Ambiente de Santa Maria Madalena;
- Associação Comercial e Assessoria de Imprensa de Santa Maria Madalena.

As entidades foram convidadas a completar um questionário de como a atividade de projeto contribui para o desenvolvimento dos municípios onde o projeto foi implementado.

As entidades acima mencionadas estão de acordo com a implementação da atividade de projeto proposta uma vez que concordam que o projeto contribui para a redução de emissão de gases de efeito estufa, diversificação da matriz energética brasileira e crescimento econômico do país.

Além disso, foi sugerido às entidades de Santa Maria Madalena a demonstração pela Energisa que os programas socioambientais estão sendo realizados e melhor comunicação com a comunidade local.

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



A fim de atender com a demanda do município de Santa Maria Madalena, a Energisa informou que a partir de agosto de 2012 em diante, realizará um informativo semestral objetivando manter informados, os municípios incluídos na atividade de projeto, demonstrando que os programas socioambientais estão sendo realizados.

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

Organização:	Energisa Geração Rio Grande S.A.
Rua/Caixa Postal:	Praça Rui Barbosa, 80 – Centro
Edifício:	-
Cidade:	Cataguazes
Estado/Região:	Minas Gerais
CEP:	36770-901
País:	Brasil
Telefone:	+55 (32) 3429-6000
FAX:	+55 (32) 3429-6317
E-Mail:	-
URL:	www.energisa.com.br
Representado por:	Sr. Gustavo Nasser Moreira
Cargo:	-
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Moreira
Segundo nome:	Nasser
Nome:	Gustavo
Departamento:	-
Celular:	+55 (21) 7599-5649
FAX direto:	+55 (21) 2122-6931
Tel. direto:	+55 (21) 2122-6924
E-Mail pessoal:	gustavo@energisa.com.br

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:	info@eqao.com.br
URL:	www.eqao.com.br
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:	mailto:focalpoint@eqao.com.br



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.

Mais informações sobre como o Sistema Interligado está delineado e sobre os valores do fator de emissão estão disponíveis no website da AND brasileira <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/317399.html#ancora>>,

BUILD MARGIN												
Average Emission Factor (tCO ₂ /MWh) - ANNUAL												
2009	To be published in the beginning of 2010											
OPERATING MARGIN												
Average Emission Factor (tCO ₂ /MWh) - MONTHLY												
2009	MONTH											
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
	0.2813	0.2531	0.2639	0.2451	0.4051	0.3664	0.2407	0.1988	0.1622	0.1792	0.1810	0.1940



Anexo 4

O plano de monitoramento da Atividade do Projeto das PCHs Energisa Rio Grande 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*”. Detalhes das informações estão descritos na Seção B.7.2.



Anexo 5

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2010).** Banco de Informações de Geração - BIG. Capacidade de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 27 de abril de 2010.
- _____(2010). Fiscalização dos serviços de geração. Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica. Resumo geral do acompanhamento das usinas de geração elétrica - Versão fevereiro de 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>>. Acessado em 27 de abril de 2010.
- ELETOBRÁS (2000).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Disponível em <<http://www.eletobras.com/elb/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm>> Acessado em 27 de abril de 2010.
- 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.
- IBGE (2010).** Banco de dados Cidades@. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística <http://www.ibge.gov.br/>.
- THE WORLDS OF DAVID DARLING (2010).** Encyclopedia of alternative energy and sustainable living [Enciclopédia de energia alternativa e vida sustentável]. Disponível em: <http://www.daviddarling.info/encyclopedia/K/AE_Kaplan_turbine.html> Acessado em 27 de abril de 2010.
- 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).
- UNFCCC (2010).** Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima [do inglês "United Nations Framework Convention on Climate Change"]. Project Activities [Atividades do projeto]. Validation [Validação]. Acessado em 19 de março de 2010. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/index.html>>. Acessado em 27 de abril de 2010.
- WATER POWER ENGINEERING (2010).** Figura original: Kaplan turbine at OSSBERGER factory [Turbina Kaplan na fábrica OSSBERGER]. Disponível em: <<http://www.waterpower-engineering.co.uk/images/ossfactory.jpg>>. Acessado em 27 de abril de 2010.
- CMB – COMISSÃO MUNDIAL DE BARRAGENS (2000).** Dams and Development [Reservatórios e desenvolvimento]: a new framework for decision-making [um novo modelo para tomada de decisões]. UK and USA [Reino Unido e EUA]: Earthscan Publications Ltd. Disponível em <<http://www.dams.org/docs/report/wcdintro.pdf>>.
- WCED [CMMAD] (1987).** Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.
