



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE MDL (F-CDM-PDD)
Versão 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (PDD)

Título da atividade do projeto	Projeto da hidrelétrica de Inxú
Número da versão do PDD	04
Data de acabamento do PDD	21/11/213
Participantes do projeto	<ul style="list-style-type: none">• Inxú Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.;• Ambio Participações Ltda.
Parte(s) anfitriã(s)	Brasil
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo setorial: 01 Metodologia: ACM0002 (versão 14.0.0)
Quantidade estimada da média anual de reduções de emissões de GEE	29.080 tCO ₂ e



SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

A.1. Objetivo e descrição geral da atividade de projeto

A atividade de projeto denominada “Projeto da hidrelétrica de Inxú” foi desenvolvida pela Inxú Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A., uma SPE controlada pela Mega Brasil Energia S.A., pela Bimetal Indústria Metalúrgica Ltda. e pela Primus Incorporação e Construção Ltda.

A atividade de projeto consiste na construção de uma nova pequena central hidrelétrica (PCH) conectada à rede nacional, com uma capacidade total instalada de 20,60 MW (energia assegurada de 16,70 MW e fator de carga médio=81%) e a geração esperada de eletricidade renovável anual de 146.292 MWh¹.

Apesar de ser uma PCH que faz uso de acúmulo de água, com uma área de reservatório de água de 1.190.000 m², é possível assumir que a usina hidrelétrica não contribui para emissões de GEE, pois a densidade de energia é de 17,31 W/m², ou seja, superior a 10 W/m². Além disso, a Usina Hidrelétrica de Inxú será instalada no Rio do Sangue entre outras duas usinas hidrelétricas já existentes (a Garganta da Jararaca e a Baruíto), assim, os possíveis impactos ambientais podem ser considerados insignificantes quando comparados com a mesma instalação em um rio onde não existem usinas hidrelétricas.

A atividade de projeto irá fornecer energia renovável para o Sistema Interligado Nacional brasileiro, deslocando parcialmente o consumo de combustíveis fósseis das usinas térmicas de combustíveis fósseis, que estariam funcionando na ausência da atividade do projeto. A data de início prevista para a operação da Usina Hidrelétrica de Inxú é 01/06/2014.

A atividade de projeto ajuda o Brasil a cumprir seus objetivos promovendo o desenvolvimento sustentável, especialmente em uma cidade pequena como Nova Maringá, onde a casa de força está localizada, com uma população estimada de 4.115 habitantes.

Os resultados esperados de desenvolvimento sustentável para o país anfitrião desta atividade de projeto são:

a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental, uma vez que reduz o uso de energia fóssil (fontes não renováveis). Dessa forma, o projeto contribui para o melhor uso de recursos naturais e faz uso de tecnologias limpas e eficientes;

b) Aumento de oportunidades de emprego nas áreas onde o projeto está localizado;

c) Promoção de melhores condições para a economia local, pois o uso de energia renovável reduz a dependência de combustíveis fósseis, reduz a quantidade de poluição relacionada com as emissões de combustíveis fósseis e os custos sociais relacionados a ela.

A.2. Localidade da atividade do projeto

A.2.1. Parte(s) anfitriã(s)

Brasil.

A.2.2. Região/estado/província etc.

Região Centro-Oeste, estado do Mato Grosso.

¹ A energia assegurada/fator de carga da usina determinado pela ANEEL, uma terceira parte, pode ser observada através do seguinte link: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2011527mme.pdf>

A.2.3. Cidade/comunidade etc.

Município Nova Maringá², que fica a 400 km de distância de Cuiabá (capital do estado de Mato Grosso).

A.2.4. Localidade física/geográfica

Coordenadas de GPS: 13° 22,2' 32" S e 57° 37,4' 4,53" W

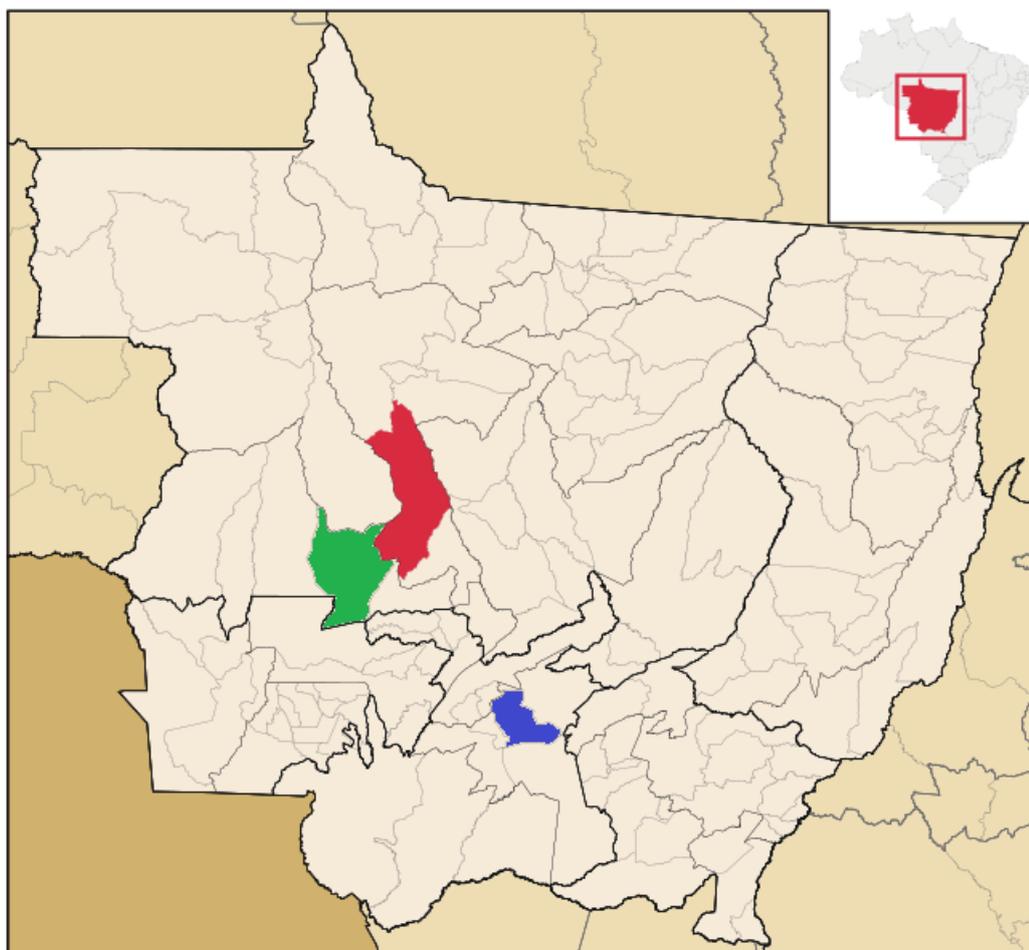


Figura 1 – Municípios de Nova Maringá (vermelho), Campo Novo do Parecis (verde) e Cuiabá (azul).

² A casa de força da PCH Inxú está localizada no município de Nova Maringá/MT. Porém, o Rio do Sangue também abrange o município de Campo Novo do Parecis/MT. No entanto, apenas Nova Maringá/MT é considerado como o local da atividade de projeto, porque a casa de força caracteriza-se como o lugar onde a energia renovável é produzida.

A.3. Tecnologias e/ou medidas

Tabela 1 – Detalhes do equipamento

Turbina	
Tipo	S-Kaplan horizontal
Quantidade	2
Capacidade nominal (MW)	10,3
Fabricante	Voith S.A.
Gerador	
Quantidade	2
Energia nominal (kVA)	11,500
Tensão (kV)	13,8
Fabricante	Gevisa S.A.

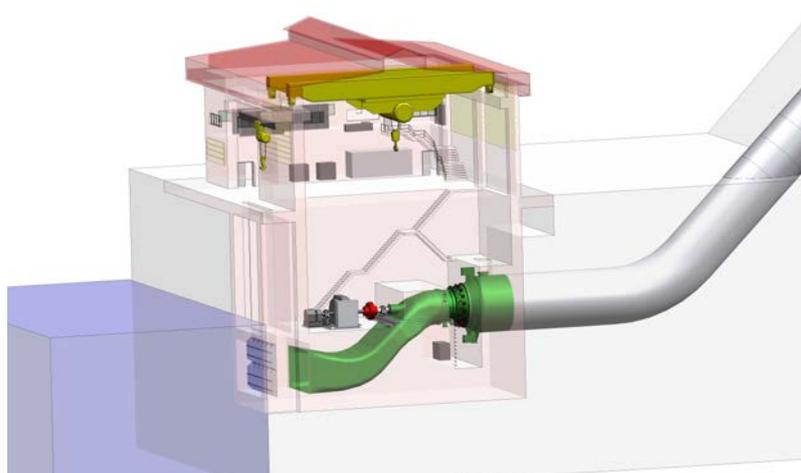


Figura 2 – Tipo de turbina utilizada pela atividade de projeto (S-Kaplan horizontal)

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indicada como uma parte anfitriã	Entidade(s) pública(s) ou privada(s) participantes do projeto (quando aplicável)	Indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (sim/não)
Brasil	Inxú Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Não
	Ambio Participações Ltda.	Não

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

A atividade de projeto não recebeu nenhum tipo de financiamento público das partes incluídas no Anexo I do UNFCCC ou fundos da assistência oficial ao desenvolvimento (AOD).

**SEÇÃO B. Aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento selecionadas e aprovadas****B.1. Referência da metodologia**

EB	Anexo	Metodologia ou ferramenta aprovada	Versão
67	13	ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis	14.0.0
70	08	Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade	07.0.0
70	22	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico	04.0.0
70	09	Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade	05.0.0
41	11	Ferramenta para calcular projeto ou fuga de emissões de CO ₂ de combustão de combustíveis fósseis	02
69	08	Diretrizes da prática comum	02.0

B.2. Aplicabilidade da metodologia

Esta atividade de projeto é aplicável à metodologia ACM0002, uma vez que é uma geração de energia renovável conectada a uma rede que instala uma nova usina hidrelétrica pequena em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto (*usina greenfield- projetos construídos a partir do zero*). Assim, de acordo com o Projeto Executivo da Usina Hidrelétrica de Inxú não há adições de capacidade, modernizações ou substituições.

Além disso, a atividade do projeto resulta em um único novo reservatório, onde a densidade de energia é de 17,31 W/m² (ou seja, > 4 W/m²). Portanto, a atividade de projeto é aplicável à metodologia ACM0002.

B.3. Limites do projeto

A extensão espacial do limite do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade³ a que a usina do projeto de MDL está conectada.

A figura abaixo é uma representação gráfica do limite do projeto.

³ Remete à última versão aprovada da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” para definir um sistema elétrico

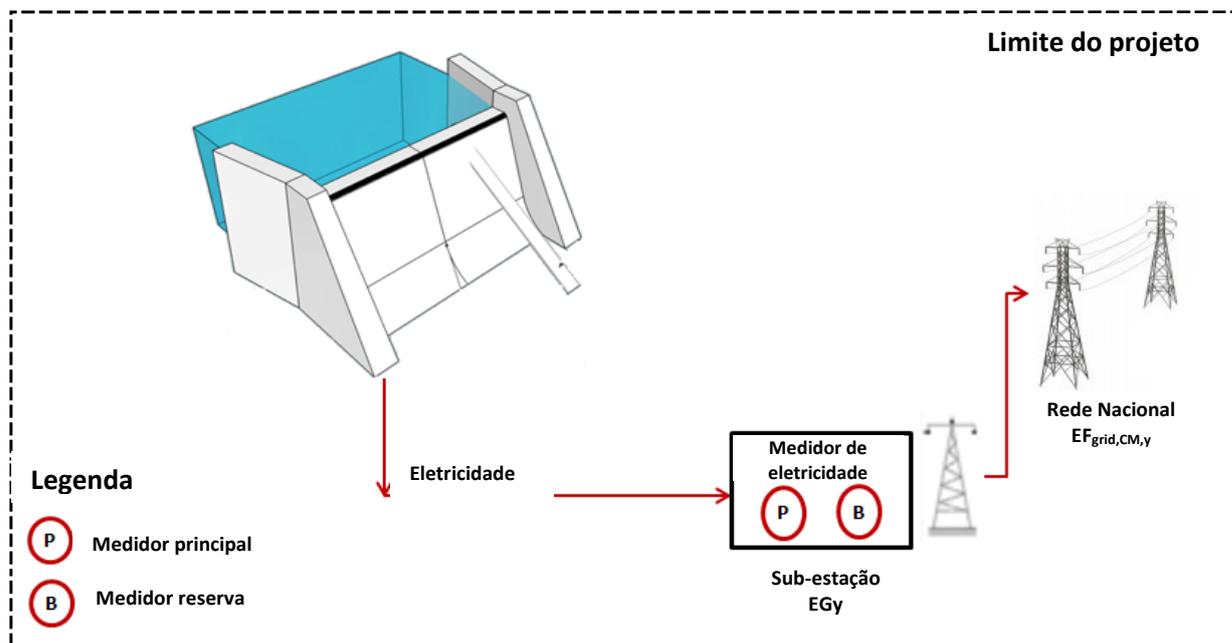


Figura 03 – Limite do projeto

Os gases de efeito estufa e as fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostrados a seguir.

	Fonte	GEEs	Incluído?	Justificação/Explicação
Cenário de linha de base	Emissões de CO ₂ provenientes da geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade de projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Não	Fonte principal de emissão
		N ₂ O	Não	Fonte principal de emissão
Cenário do projeto	Para usinas de energia geotérmica, emissões de fuga de CH ₄ e CO ₂ de gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO ₂	Não	Não aplicável
		CH ₄	Não	Não aplicável
		N ₂ O	Não	Não aplicável
	Emissões de CO ₂ pela combustão de combustíveis fósseis para geração de energia em usinas termo-solares e usinas de energia geotérmicas.	CO ₂	Não	Não aplicável
		CH ₄	Não	Não aplicável
		N ₂ O	Não	Não aplicável
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Fonte de emissão secundária
		CH ₄	Não	A densidade da energia da PCH é maior que 10 w/m ²
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária

B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

A atividade de projeto é a instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede e o cenário de linha de base, de acordo com a Seção II da ACM0002 está descrito abaixo:



“A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.

B.5. Demonstração de adicionalidade

Este item foi elaborado baseado na última versão do "ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade de fontes renováveis conectadas à rede” e da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” prevalecendo a Metodologia ACM002 já que esta substitui a ferramenta.

Passo 0: Demonstração sobre a atividade de projeto proposta ser a primeira de seu tipo;

A atividade de projeto não é considerada a primeira de seu tipo, uma vez que não se aplicam as medidas contidas na última versão das "Diretrizes sobre a adicionalidade das atividades de projeto que são a primeira de seu tipo".

Resultado do Passo 0: A atividade de projeto não é considerada a primeira de seu tipo, portanto, proceder para o **Passo 1**.

Passo 1: Identificação de alternativas à atividade de projeto consistentes com as leis e regulamentos em vigor.

Sub-passo 1a: Definir alternativas à atividade do projeto

De acordo com a metodologia aprovada ACM0002, selecionada para a presente atividade de projeto, o cenário de linha de base é:

“A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.

O Conselho Executivo do MDL afirma que "se a metodologia selecionada requer o uso de ferramentas (como a "Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade" e a "Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade") para estabelecer o cenário de linha de base, a EOD deverá consultar a metodologia da aplicação dessas ferramentas. Nesses casos, a orientação na metodologia substitui a ferramenta”.

Com base nas informações fornecidas acima, a metodologia aprovada ACM0002 prescreve o cenário de linha de base, por isso não é necessária uma análise mais aprofundada, não há necessidade de identificar no PDD as alternativas credíveis e realistas.

Apenas nos casos em que "a atividade de projeto é a modernização ou substituição das usinas ou unidades renováveis conectadas à rede existentes no local do projeto", a mesma metodologia determina que um procedimento de passo a passo deve ser utilizado para identificar os cenários de linha de base alternativos para geração de energia. Portanto, considerando que as usinas da atividade de projeto de energia são novas, nenhum cenário alternativo deve ser utilizado na presente atividade de projeto.

Sub-passo 1b: Consistência com leis e regulamentos mandatórios:



O Projeto da Hidrelétrica de Inxú está em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- Secretaria Estadual de Meio Ambiente – SEMA;
- Conselho executivo do MDL

ONS - órgão responsável pela coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional).

ANEEL - É uma Agência Reguladora, ligada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com o objetivo de regular e fiscalizar a geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com a política do governo federal.

SEMA - É uma agência criada para proteger, conservar e recuperar o meio ambiente para promover o desenvolvimento sustentável.

Passo 2: Análise de investimento

A análise do investimento deve ser realizada a fim de determinar se a atividade de projeto proposta não é:

- (a) A mais atraente economicamente ou financeiramente, ou,
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Para a atividade de projeto proposta, a análise de investimento determina se a atividade de projeto presente não é economicamente ou financeiramente viável sem a receita das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Sub-passo 2a: Determinar o método de análise apropriado

A fim de determinar o método de análise apropriado, as seguintes opções estão disponíveis para serem utilizadas na análise da adicionalidade:

- Opção I. Aplicar a análise simples de custo
- Opção II. Aplicar a análise de comparação de investimentos
- Opção III. Aplicar a análise de referência

De acordo com a ferramenta, se a atividade de projeto de MDL e as alternativas identificadas no Passo 1 gerarem outros benefícios financeiros ou econômicos além da renda relacionada ao MDL, então a análise de comparação de investimentos (Opção II) ou a análise de referência (Opção III) devem ser utilizadas. A análise de referência será aplicada, pois é a mais apropriada para este tipo de atividade no Brasil. Além



disso, a Opção II será aplicada quando há cenários alternativos credíveis existentes para a atividade de projeto. Como não há alternativa para comparar com o indicador do projeto (Taxa Interna de Retorno do projeto) a Opção III será aplicada.

Portanto, a Opção III foi escolhida.

Sub-passo 2b: Opção III. Aplicar a análise de referência

Referência – taxa SELIC

O indicador financeiro identificado para o Projeto da Hidrelétrica de Inxú foi a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. A TIR do projeto é comparada com a referência adequada para o contexto atual, que é a média da taxa de juros do governo brasileiro, a "taxa SELIC" para o período de 3,5 anos (período maior que 2 anos para reduzir a volatilidade do índice). A taxa SELIC tem menor risco comparado a um investimento em uma nova PCH, por isso, claramente demonstra-se que o desenvolvedor do projeto iria procurar melhores oportunidades no mercado financeiro, tais como taxas de juros fixas.

A implementação do Projeto da Hidrelétrica de Inxú é responsável por um investimento de R\$116,5 milhões. A quantidade de energia que será exportada é de 146 GWh/ano, a receita bruta da venda de energia é de R\$ 19,75 milhões por ano (excluindo impostos) e o custo operacional total é de R\$ 4,61 milhões, resultando em uma receita líquida de R\$ 15,14 milhões por ano.

A TIR de projeto para este projeto sem receitas de carbono é menor do que a taxa SELIC 15,67%. Esta taxa é utilizada como referência no país anfitrião, como títulos do Tesouro livre de risco. O valor de referência usado é a média da taxa SELIC⁴ das 36 reuniões anteriores do COPOM - Comitê de Política Monetária, antes de Maio/2008, que é a data em que o desenvolvedor do projeto apresentou o projeto básico da PCH à ANEEL para aprovação. Esta data é considerada como a decisão de investimento da atividade de projeto.

A utilização destes valores históricos da taxa SELIC é considerada conservadora, confiável e de acordo com a versão mais recente das Diretrizes sobre a Avaliação da Análise de Investimento, permitindo a determinação de uma referência com consistência temporal, e reduzindo efeitos da volatilidade de curto prazo relativa ao país. Além disso, o uso de valores médios históricos é um fator importante para a avaliação de projetos de geração de energia, uma vez que estes são investimentos de longo prazo e não podem ser devidamente avaliados através de uma análise conjuntural com valores momentâneos ou ainda com valores históricos médios de um curto tempo.

Sub-passo 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros

O fluxo de caixa do projeto foi determinado para um período de 30 anos, que é o mesmo período coberto pelo PPA do projeto, portanto, foram usados diversos parâmetros de entrada, como segue:

⁴ Valores históricos da taxa SELIC: <http://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp#notas>

**Tabela 02** – Parâmetros de entrada da análise financeira

Parâmetros	Valor	Fonte
Investimento	R\$ 116.545.103,71	Referência n° 5 na lista de evidências “Projeto Básico”
Produção de eletricidade	146.292 MWh/ano	Referência n° 4 na lista de evidências “Autorização da ANEEL n.527”
Tarifa	R\$ 135,00/MWh	Referência n° 15 na lista de evidências “Projeto básico”
PIS – Programa de Integração Social	1,65% sobre a receita bruta	Regras fiscais brasileiras ⁵
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social	7,6% sobre a receita bruta	Regras fiscais brasileiras
IR – Imposto de Renda	15% sobre 8% do lucro	Regras fiscais brasileiras
CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido	9% sobre 12% do lucro	Regras fiscais brasileiras
O&M – Operação e Manutenção	R\$ 9,50/MWh	Referência n° 6 na lista de evidências “Revista CERPCH_O&M”
TUST – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão	R\$ 2,50/kWmês	Referência n° 7 na lista de evidências “estimativa TUST-TUSD”
TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição	R\$ 2,50/kWmês	Referência n° 7 na lista de evidências “estimativa TUST-TUSD”
TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	R\$ 39.730,19/ano	Referência n° 27 e 28 na lista de evidências “Tarifas TFSEE e ANEEL”
Depreciação	10% sobre 10 anos	Referência n° 8 na lista de evidências “Resolução ANEEL – depreciação para gerador” indica 3,33%, mas 10% foi considerada como sendo mais conservadora.

Portanto, o fluxo de caixa do Projeto da Hidrelétrica de Inxú demonstra que a TIR do projeto é menor do que a taxa SELIC. Isso demonstra que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor:

⁵ Valores referidos de PIS e COFINS são derivados do tipo de sistema de lucros, que no caso desta atividade do projeto é o “Lucro Real”, e evidenciada por uma declaração oficial do governo brasileiro.

Tabela 03 – Comparação de indicadores financeiros

Referência SELIC (% ano)	TIR do projeto Inxú (% ano)
15,67	12,53

Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade foi realizada alterando os seguintes parâmetros:

- Aumento da receita do projeto (preço da energia e fator de carga/energia assegurada da usina);
- Redução dos custos de funcionamento (custos de operação e investimentos).

De acordo com as "Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimento" (versão 5) as "variações na análise de sensibilidade devem cobrir pelo menos uma gama de +10% e -10%." Portanto, a análise financeira foi realizada alterando cada um dos parâmetros acima mencionados em 10%, e avaliando qual seria o impacto na TIR do projeto.

Os resultados da análise de sensibilidade são demonstrados na tabela abaixo. Como pode ser visto, a TIR do projeto permanece abaixo do valor de referência, mesmo no caso em que os parâmetros mudam a favor do projeto.

Tabela 04 – Análise de sensibilidade da PCH Inxú

Cenário	Mudança (%)	TIR do projeto (%)
Original	-	12,53
Aumento no preço da energia	10%	14,13
Aumento na produção de energia		14,01
Redução em investimentos em projetos		14,04
Redução em custos O&M		12,65

É importante notar que a média para a inflação brasileira em 2010 foi igual a 3,7%⁶. O uso de 10% de variação, em torno de três vezes a taxa de inflação de 2010, na variação dos custos e receitas da atividade do projeto foi escolhido como um valor muito conservador.

(a) Aumento no preço da energia

Os preços de energia considerados no fluxo de caixa do projeto são, de certa forma conservadores, com base nos valores médios no projeto básico datado de 2008 R\$135,00/MWh. Considerando que um aumento no preço da energia de 19,8% para o Projeto da Hidrelétrica de Inxú para a TIR do projeto atinja o índice de referência, o preço da energia seria de R\$ 161,70/MWh para o Projeto da Hidrelétrica de Inxú. No entanto, os resultados dos Leilões de Energia de Reserva para o fornecimento de energia elétrica no período entre 2008-2012 demonstram que esses preços não seriam razoáveis.

⁶ O IPCA é usado como um parâmetro para o sistema de metas de inflação. Em 2010 o crescimento acumulado do IPCA foi igual a 3,7%. Este índice é publicado por diversas instituições do país. Uma dessas instituições é o Banco Central do Brasil, em seus boletins anuais disponíveis em <<http://www.bcb.gov.br/?BOLETIM20010>>.

**Tabela 05** – Resultados dos leilões de energia para novos projetos entre 2008-2012

Ano	Parâmetros	Hidro	Biomassa	Gás natural	Carvão	Petróleo	Total
2008	MW-ave	71	31	352	0	178	632
	MWh	622.358	271.734	3.085.491	0	1.560.277	5.539.859
	R\$/MWh	106,95	111,04	131,00	0,00	138,44	129,42
2009	MW-ave	1074	110	479	0	642	2305
	MWh	9.414.254	964.216	4.198.722	0	7.627.515	22.204.707
	R\$/MWh	124,38	133,80	127,25	0,00	134,77	128,32
2010	MW-ave	935	140	570	292	1304	3241
	MWh	8.195.836	1.227.184	4.996.392	2.559.555	11.430.342	28.409.309
	R\$/MWh	115,48	138,85	120,35	124,67	134,67	125,90
2011	MW-ave	569	61	400	0	74	1104
	MWh	4.987.626	534.702	3.506.240	0	648.654	9.677.222
	R\$/MWh	121,86	137,10	137,44	0,00	137,72	129,41
2012	MW-ave	715	0	351	930	316	2312
	MWh	6.267.404	0	3.076.726	8.152.008	2.769.930	20.266.067
	R\$/MWh	129,14	0,00	129,34	126,97	131,40	128,61
Total	MW-ave	3.364	342	2.152	1.222	2.514	9.594
	MWh	29.487.478	2.997.836	18.863.571	10.711.563	24.036.718	86.097.164
	Share	35,1%	3,6%	22,4%	12,7%	26,2%	100,0%
	BRL/MWh	119,56	104,16	129,08	50,33	135,40	128,33

Fonte: CCEE (apud ESPARTA, 2008)⁷.

De acordo com a média dos preços de energia indicados acima, é muito pouco provável que os preços de energia das usinas hidrelétricas ultrapassem o valor de R\$ 161,70/MWh - para uma TIR de projeto acima do valor referência. O maior preço de energia de projetos hidrelétricos foi de R\$ 129,14/MWh.

Vale ressaltar que os leilões de energia promovidos pelo governo são uma referência oficial para a análise dos preços da energia por atores da energia no Brasil. Informações oficiais sobre leilões de energia elétrica estão disponíveis publicamente e podem ser obtidas no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: <<http://www.ccee.org.br/>>.

Considerando as informações acima, caso os projetos gerem energia acima ou abaixo da energia assegurada, no longo prazo isso não terá impacto significativo na receita do projeto.

Portanto, um aumento no preço da energia de mercado a cerca de R\$ 161,70/MWh (preço da energia necessária para atender a referência) é muito pouco provável de ocorrer e caso isso ocorresse, não teria um impacto significativo na receita do projeto.

(b) *Aumento no fator de carga da usina (FCU)/energia assegurada da usina do projeto*

O fator de carga da usina (FCU) para usinas hidrelétricas é baseado na capacidade instalada e na energia do projeto. A energia assegurada (estabelecida pela ANEEL) para a PHC de Inxú é de 16,7 MW-ave.

⁷ 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 PhD – Programa de Pós-Graduação em energia Universidade de São Paulo, Março de 2008.



Considerando que um aumento de 21,5% na energia assegurada do Projeto da Hidrelétrica de Inxú para a TIR do projeto faça com que atinja a referência, a energia assegurada deve ser de 20,28 MW-ave.

No entanto, a capacidade instalada e a energia assegurada de uma usina não são determinadas livremente pelos patrocinadores do projeto, mas estabelecidas pela ANEEL, considerando pelo menos 30 anos de dados históricos acerca do rio do projeto e de outros rios, como os dados do fluxo do rio, níveis da montante e da justante, indisponibilidade (obrigatória e planejada). Para o projeto da Hidrelétrica de Inxú, a energia assegurada é estabelecida por meio da Autorização da ANEEL nº 527/2010.

Além disso, de acordo com a legislação brasileira⁸, a concessão do projeto deve basear-se na potência instalada máxima e na geração de energia da usina (o projeto não pode ser ineficiente, deve ser implementado de forma tão eficaz quanto possível). Portanto, um aumento de 21,5% na geração de energia não é razoável no contexto do projeto e não deverá ocorrer.

(c) Redução nos custos de O&M

Os custos de O&M considerados no fluxo de caixa do Projeto da Hidrelétrica de Inxú são baseados na revista CERPCH, no artigo "Agentes se reúnem para discutir o futuro das PCHs no Brasil", que é o resultado da 2ª Conferência de PCH Mercado & Meio Ambiente em 2006, que apresenta um custo médio de R\$ 9,50/MWh para PCHs acima de 20 MW, que é o mesmo caso da PCH de Inxú.

Além disso, para atingir o valor de referência, os custos de O&M teriam de ser inferior a zero, isto significa que, mesmo que os custos de O&M fossem zero, o valor de referência não seria alcançado, o que é muito pouco provável que ocorra.

(d) Redução nos investimentos em projetos

Investimentos apresentados no fluxo de caixa do projeto são baseados no projeto básico realizado por um terceiro. Além disso, o orçamento do investimento foi calculado utilizando o modelo da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras SA) e adaptado ao cenário de projetos para mais detalhes.

Assim, o montante considerado para implementar a atividade de projeto é de R\$116.545.103,71, no entanto é improvável que ocorra uma eventual redução dos investimentos do projeto até que atinja o ponto de referência, que seria de R\$ 94.560.000,20, pois os investimentos reais nos países em desenvolvimento são normalmente mais elevados do que a estimativa inicial.

Isto pode ser comprovado a partir da estimativa de custos de construção e de programação nos países em desenvolvimento. Usando uma amostra de 125 projetos (59 termais e 66 hidrelétricos) Bacon e Besant-Jones (1998)⁹ indicam que, embora a proporção de custo real para custo estimado possa ser menor do que um (indicando investimento real menor do que estimado), menos de 10% dos projetos analisados tiveram investimentos inferiores aos previstos. Uma das conclusões é que "os valores estimados foram significativamente enviesados para abaixo dos valores reais".

Outra confirmação disso é fornecida pela Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica - APMPE retida pelas PP, a fim de atingir um parecer de perito. O trabalho de APMPE conclui que há probabilidade de maiores investimentos do que os previamente estimados. Em conformidade com a declaração do presidente da APMPE a "Diretrizes para Estudos e Projetos de

⁸ Decreto do MME n. 5,163, datado de 30 de julho, 2004.

⁹ R. W. Bacon and J. E. Besant Jones (1998). Estimando custos de construção e de programação – Experiência com projetos de geração de energia em países em desenvolvimento. Política energética, vol. 26, no 4, p 317-333.



Pequenas Centrais Hidrelétricas”,¹⁰ elaborado pela empresa de energia controlada pelo governo federal brasileiro (Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras SA) recomenda, no seu anexo 3 para adicionar 5% acima do estimado para despesas imprevistas. As PP afirmam que os custos estimados apresentados para a atividade de projeto não incluem qualquer custo de despesas imprevistas.

Resultado: A TIR da atividade de projeto sem ser registrada como um projeto de MDL está abaixo do índice de referência, evidenciando que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor. O conhecimento dos benefícios de registro do MDL foram os pontos-chave para a tomada de decisão de implementar a atividade de projeto.

Passo 3: Análise de barreira

Não é necessária. Como foi concluído na análise de sensibilidade, a atividade do projeto não é financeiramente atraente.

Passo 4: Análise de prática comum

Esta análise baseia-se na versão 02.0 das "Orientações sobre a prática comum", e tem o objetivo de complementar a análise de investimentos, discutindo a prática comum existente do setor e da região relevante para a atividade do projeto. A abordagem passo a passo a seguir demonstra claramente que a atividade do projeto não representa uma prática comum.

A lista de usinas hidrelétricas operando no país é disponibilizada pela ANEEL.

PASSO 1: Calcular a faixa de saída aplicável como +/-50% da saída ou da capacidade do projeto da atividade de projeto proposta.

Os projetos a serem considerados nas análises devem ter potência instalada entre 10,3 MW (50% abaixo da Central Hidrelétrica de Inxú) e 30,9 MW (50% acima da capacidade da Central Hidrelétrica de Inxú, que é 20,6 MW).

PASSO 2: Identificar projetos similares (tanto de MDL como não de MDL) que cumpram todas as condições a seguir:

- a) Os projetos estão localizados na região geográfica aplicável;
- b) O projeto utiliza a mesma medida que a atividade de projeto proposta;
- c) Os projetos utilizarão a mesma fonte de energia e de combustíveis e matérias-primas que a atividade de projeto proposta se uma alternância na medida da tecnologia for implementada pela atividade do projeto proposto;
- d) As usinas em que os projetos são implementados produzem bens ou serviços com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicações (por exemplo, clínquer) como a usina do projeto proposto;
- e) A capacidade ou produção dos projetos estão dentro da capacidade aplicável ou a faixa de saída calculada no **Passo 1**;

¹⁰Disponível em http://www.eletrobras.gov.br/EM_Atualizacao_Manuais/default.asp (site acessado em 05 de agosto de, 2009).



- f) Os projetos entraram em operação comercial antes que o documento de concepção do projeto (CDM-PDD) fosse publicado para consulta dos atores globais ou antes da data de início da atividade de projeto, o que ocorrer primeiro para a atividade de projeto.

Em uma abordagem conservadora, a área geográfica aplicável considerou o país anfitrião inteiro como um padrão.

Na área geográfica aplicável, foram identificadas todas as usinas que fornecem a mesma saída ou capacidade, dentro da faixa de saída aplicável calculada no passo 1 e já entraram em operação comercial antes da data de início do projeto.

PASSO 3: Dentro dos projetos identificados no passo 2, identificar aqueles que não são nem atividades registradas de projeto do MDL, nem atividades de projetos apresentados para registro, nem atividades de projeto submetidas à validação.

Para a análise da prática comum, um levantamento sobre as atividades que se tornaram operacionais entre julho de 2004 (quando o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro passou a operar) até a data de início da atividade de projeto (01/11/2011) foi feito a fim de estabelecer uma série de projetos que podem ser considerados semelhantes à atividade de projeto, como a definição do item 4, nas "Orientações sobre a prática comum", versão 02.0.

Com base nas premissas acima, foram selecionados projetos de geração de energias renováveis, através de Centrais Hidrelétricas (PCHs e UHEs) com capacidade instalada entre +/- 50% da usina Hidrelétrica de Inxú (20,6 MW).

Isto resultou em 53 atividades de projeto que trabalham na faixa entre 10,3 e 30,9 MW de capacidade instalada, que não estão relacionados com o MDL. Assim, o valor obtido a partir da análise do Passo 3, pode ser observado como a seguir:

$$N_{\text{todos}} = 53$$

PASSO 4: Dentre os projetos semelhantes identificadas no Passo 3, identificar aqueles que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto.

Portanto, durante a análise do **Passo 4**, foram consideradas as atividades de projeto que são semelhantes ao da Usina Hidrelétrica de Inxú e têm ou não incentivos financeiros. Entretanto, isto está relacionado com o clima de investimento na data da decisão do investimento: subsídios ou outros fluxos financeiros, políticas de promoção e regulamentos legais.

Regulamentos legais

História do Setor Elétrico Brasileiro

Nas últimas décadas, o setor elétrico brasileiro passou por várias mudanças até chegar ao modelo atual. O setor de energia era composto quase exclusivamente de empresas de propriedade do governo, mas desde 1995, devido a um aumento nas taxas de juros internacionais e da incapacidade de investimento, o governo foi forçado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e desregulamentação do mercado.



Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases para um novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 (que cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, que é responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico) e nº 10.848, de 15 de Março de 2004 (que estabelece as formas de comercialização de energia em ambientes regulados livres, entre outras questões), e o Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004 (que regulamenta a comercialização de energia e os procedimentos de concessão para a geração de eletricidade).

A Tabela 06 mostra o resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, o que resultou em mudanças nas atividades de alguns agentes do setor.

Tabela 06 - Resumo das várias mudanças no setor elétrico brasileiro

Modelo anterior (até 1995)	Modelo de livre comércio (1995 a 2003)	Modelo Novo (2004)
Financiamento usando fundos públicos	Financiamento usando fundos públicos e privados	Financiamento usando fundos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas classificadas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas classificadas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente estatais	Abertura do mercado e ênfase na privatização das empresas	Coexistência entre empresas estatais e privadas
Monopólio – Nenhuma competição	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas para todos setores	Preços negociados livremente para a geração e comercialização	Em um ambiente livre: Preços negociados livremente para a geração e comercialização. Em um ambiente regulado: leilão e licitação para tarifas menores
Mercado regulado	Mercado Livre	Coexistência entre mercado regulado e livre
Planejamento Determinativo-Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo realizado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Como pode ser visto na **Tabela 06**, o modelo atual de energia foi implementado em 2004, tendo como marco legal o Decreto nº 5.163, emitido em 30 de Julho de 2004. Antes da emissão deste decreto, o ambiente de investimento era diferente do atual, de modo nenhum semelhante à atividade de projeto proposta.

No que diz respeito a subsídios ou outros fluxos financeiros e às políticas de promoção, é importante considerar que, quanto aos aspectos de incentivo e investimento, o Brasil tem duas principais linhas de fomento a projetos de energia renovável: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), estabelecido pelo Protocolo de Quioto, e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia elétrica (PROINFA), criado pelo Decreto nº 5.025/2004.

O PROINFA é um programa governamental de incentivos que foi implementado para aumentar a participação das energias renováveis no SIN. O seu objetivo é a diversificação da matriz elétrica brasileira, criando alternativas para melhorar a segurança no fornecimento de energia elétrica e para permitir a valorização das características e potencialidades locais e regionais.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o responsável por definir as regras, elaborar o planejamento do programa e definir o valor econômico de cada fonte. A Eletrobrás, Centrais Elétricas Brasileiras SA é o agente executor, com a missão de fazer os Contratos de Compra e Venda de Energia os *PPA-Power Purchase Agreement*.



No PROINFA, os incentivos financeiros oferecidos pelo Governo Federal são baseados em linhas diferenciadas de financiamento, garantias de receitas mínimas através dos PPAs a serem firmados entre o empreendedor e a Eletrobrás, o que garante ao empreendedor uma receita mínima por meio da compra de 70% da energia gerada durante o período de financiamento. O PROINFA também dá proteção contra os riscos de exposição ao mercado de curto prazo, além de outros benefícios da adesão no programa.

Projetos qualificados pelo PROINFA são elegíveis para participar no MDL (a atividade de projeto proposta não é um projeto PROINFA) de acordo com a decisão da UNFCCC sobre a elegibilidade de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o PROINFA considerou as possíveis receitas de MDL para implementar o programa.

Em ambientes regulatórios no Brasil, todos os projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são supervisionados e regulados pela ANEEL, em conformidade com a lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, garantindo, assim, os mesmos requisitos regulamentares para as atividades similares ao projeto da Usina Hidrelétrica de Inxú.

Outras atividades de projeto registradas no MDL não foram incluídas na análise da prática comum. Considerando a explicação acima e as "Diretrizes para Prática comum", que afirma que as atividades de projeto de MDL não devem ser incluídas nesta análise, de julho de 2004 a novembro de 2011, 52 projetos semelhantes tornaram-se operacionais, conforme descrito acima.

Entre as PCHs apresentadas, 52 delas foram implementadas com os incentivos do PROINFA.

De acordo com a ANEEL só a PCH Porto Góes tornou-se operacional após julho de 2004 com a mesma faixa de saída (10,3 MW-30,9 MW) sem qualquer incentivo financeiro (MDL ou PROINFA). Enquanto isso, a PCH Porto Góes é uma usina que recebeu adição de capacidade (14,3 MW) e tornou-se operacional com a nova capacidade instalada (24,8 MW), em 2005. Como a capacidade original da PCH Porto Góes foi de 10,5 MW, em operação desde 1982, a PCH não pode ser considerada semelhante à atividade de projeto da hidrelétrica de Inxú, considerando suas diferenças no projeto (adição de capacidade/nova usina) e também não foi incluída na análise da prática comum.

Então, $N_{dif} = 53$

PASSO 5: calcular o fator $F = 1 - N_{dif}/N_{todos}$ representando a proporção de usinas com tecnologia semelhante à tecnologia utilizada na atividade do projeto proposta em todas as usinas que fornecem a mesma saída ou capacidade que a atividade de projeto proposta. A atividade de projeto proposta é uma prática comum dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior do que 0,2 então N_{dif}/N_{todos} será maior do que 3.

De acordo com os requisitos da versão 02.0 das "Orientações sobre a prática comum", o fator F, que representa "a porcentagem de usinas com tecnologia semelhante à tecnologia utilizada na atividade do projeto proposta em todas as usinas que fornecem a mesma saída ou capacidade como a atividade de projeto proposta" deve ser calculada da seguinte forma:

$$F = 1 - N_{dif}/N_{todos}$$

$$F = 1 - 53/53$$

$$F = 0$$



À luz de toda a explicação dada acima e considerando os valores do fator "F" e " N_{dif}/N_{todos} ", é possível concluir que a implantação de usinas hidrelétricas semelhantes à da atividade de projeto não é uma prática comum no Brasil, sendo esta, portanto, elegível ao MDL de acordo com suas exigências.

Quanto à consideração prévia do MDL, a tabela a seguir apresenta o cronograma de eventos significativos, enfatizando a notificação do MDL e a data de início da atividade do projeto.

Tabela 07 – Cronograma de eventos significativos

Data	Evento
14/12/2007	Licença ambiental anterior
01/02/2008	Projeto básico da PCH de Inxú
14/05/2008	Protocolo do Projeto básico da PCH de Inxú na ANEEL
02/12/2010	Proposta da AMBIO para desenvolvimento de projeto de MDL
09/09/2011	Autorização da ANEEL – Resolução nº 527
01/11/2011	Contrato EPC – data de início da atividade do projeto
19/12/2011	Contrato com a Voith
17/01/2012	Licença de instalação ambiental
03/02/2012	Contrato com a Gevisa
03/02/2012	Notificação de MDL, UNFCCC e AND
07/05/2012	Contrato de desenvolvimento do projeto de MDL com a AMBIO
27/03/2013	Licença Ambiental de Instalação

Como pode ser observado na tabela acima, a data de início da atividade do projeto, representada pela data de assinatura do contrato EPC, ocorreu em 01/11/2011, enquanto que a notificação da consideração prévia do MDL ocorreu em 03/02/2012. Isto significa que a atividade de projeto cumpre os requisitos da versão mais recente das "Diretrizes para demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL", porque a notificação de MDL foi feita no prazo de 6 meses após a data de início da atividade do projeto.

B.6. Redução de emissões

B.6.1. Explicação das escolhas de metodologia

Emissões do projeto

Para a maioria de atividades de projeto de geração de energia renováveis, $PE_y = 0$. No entanto, algumas atividades do projeto podem envolver emissões de projeto que podem ser significativas. Estas emissões devem ser contabilizadas, usando a seguinte equação:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad (1)$$

Onde:

- PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e)
- $PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto pelo consumo de combustíveis fósseis no ano y (tCO_2)
- $PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto pela operação de usinas geotermiais devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO_2e)
- $PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto de reservatórios de usinas hidrelétricas no ano y (tCO_2e)

Para a atividade de projeto presente, o $PE_{FF,y}$ e o $PE_{GP,y}$ não são considerados. Portanto,

$$PE_y = PE_{HP,y}$$

Emissões de reservatórios de água de usinas hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)

Para as atividades de projeto de hidrelétricas que resultam em novos reservatórios únicos ou múltiplos e atividades de projeto de hidrelétricas, que resultam no aumento de reservatórios existentes únicos ou múltiplos, os proponentes do projeto devem prestar contas de emissões de CH_4 e CO_2 estimados como segue:

Quando a densidade de energia da atividade de projeto (PD) é maior que $10W/m^2$:

$$PE_{HP,y} = 0 \quad (2)$$

A densidade de energia da atividade do projeto (PD) é calculada como segue:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad (3)$$

Onde

- PD = Densidade de energia da atividade do projeto (W/m^2)
 Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W)
 Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas usinas hidrelétricas, esse valor é igual zero.
 A_{PJ} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medidos na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2)
 A_{BL} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medidos na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é igual a zero.

Emissões de linha de base

Emissões de linha de base incluem apenas as emissões de CO_2 provenientes da geração de eletricidade em usinas termoeletricas de combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade do projeto. A metodologia assume que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis de linha de base teria sido gerada por usinas conectadas à rede existentes e a adição de novas usinas conectadas à rede. As emissões de linha de base são calculadas como segue:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y}$$

Onde:

- BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO_2/yr)
 $EG_{PJ,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MW/ano)
 $EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão CO_2 da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y calculada usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO_2/MWh)



Cálculo de $EG_{PJ,y}$

Para usinas de energia renovável *Greenfield*; como a presente atividade de projeto é a instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto então:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Onde:

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

$EG_{facility,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto no ano y (MWh/yr)

Os dados fornecidos pela Autoridade Nacional Designada (AND) brasileira serão usados para determinar $EF_{grid,CM,y}$. A AND brasileira disponibiliza as informações da análise dos dados de despacho – fator de emissão da margem de operação e fator de emissão da margem de construção usando a ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico.

Passo 1: Identificar os sistemas elétricos relevantes

O Sistema Interligado Nacional é definido como o sistema elétrico relevante da atividade de projeto, conforme recomendado pela AND brasileira por meio da Resolução nº 08.

Passo 2: Escolha se deseja incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto

A Opção I (apenas usinas da rede são incluídas no cálculo) foi escolhida para a atividade de projeto, uma vez que o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção é calculado pela AND brasileira com base nos dados de usinas conectadas à rede.

Passo 3: Selecione um método para determinar a margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é baseado em (c) envio de análise de dados da margem de operação.

Passo 4: Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O cálculo do fator de emissão da margem de operação segue o fator de emissão do envio da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) e é calculado e definido pela Autoridade Nacional Designada brasileira, de acordo com os dados de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS .

Os fatores de emissão de CO₂ resultantes da geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro são calculados com base no registro de geração das usinas despachadas centralmente pela ONS.



De acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" para a análise dos dados de despacho (OM) deve ser usado o ano em que a atividade do projeto deslocou eletricidade da rede e deve manter atualizado o fator de emissão anualmente durante o monitoramento.

Fatores de emissão dos dados de despacho OM para 2011 foram utilizados para a estimativa *ex-ante* de RCEs que serão geradas como resultado da implementação do projeto.

O fator de emissão da margem de operação é calculado para o Sistema Interligado Nacional brasileiro a cada hora a partir do valor de energia despachada de cada usina, do custo de geração de cada usina (prioridade de agendamento), dos horários de trocas com os subsistemas vizinhos e dos fatores de emissão das usinas termais.

A ordem de despacho para o Sistema Interligado Nacional brasileiro é: usinas hidrelétricas, eólicas, nucleares, importações de outros sistemas em ordem crescente de custo, usinas termelétricas em ordem ascendente de custo de geração.

Passo 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

A Opção 2 foi selecionada. Para o primeiro período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não estiver disponível, incluindo as unidades construídas até o último ano para o qual existe informação disponível.

O fator de emissão da margem de construção é calculado pela AND brasileira. O procedimento para o cálculo foi elaborado em cooperação entre a ONS, o MME e o MCTI e segue a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico". Dados do fator de emissão da margem de construção para 2011 foram utilizados para a estimativa *ex-ante* da geração de RCEs, porque são os últimos dados disponíveis.

Passo 6: Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM)

O cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) ($EF_{grid,CM,y}$) é baseado em (a) Média ponderada CM. O fator de emissão da margem combinada é calculado como a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,BM,y} * W_{BM} + EF_{grid,OM,y} * W_{OM}$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$	=	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh)
$EF_{grid,OM,y}$	=	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação no ano y (tCO ₂ /MWh)
W_{OM}	=	Ponderação sobre o fator de emissão da margem de operação (%)
W_{BM}	=	Ponderação sobre o fator de emissão da margem de construção (%)

A "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" recomenda para o primeiro ano do período de obtenção de créditos os valores $W_{OM} = 50\%$ e $W_{BM} = 50\%$.

Fuga

Nenhuma emissão de fuga é considerada.

**Reduções de emissões**

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO₂e/yr)BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂/yr)PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/yr)**B.6.2. Dados e parâmetros fixados *ex-ante***

Dados / Parâmetros:	GWP _{CH4}
Unidade:	tCO ₂ e/tCH ₄
Descrição:	Potencial de aquecimento global do metano
Fonte de dados:	IPCC
Valor(es) aplicado(s):	25
Métodos de medida e procedimentos	-
Frequência de monitoramento	Cálculo das emissões do projeto
Procedimentos QA/QC	-
Propósito dos dados	
Comentários adicionais	

Dados / Parâmetros:	EF _{Res}
Unidade:	kgCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de emissão padrão para emissões do reservatório
Fonte de dados:	Decisão pela EB23
Valor(es) aplicado(s):	90
Métodos de medida e procedimentos	-
Frequência de monitoramento	Cálculo das emissões do projeto
Procedimentos QA/QC	-
Propósito dos dados	
Comentários adicionais	

Dados / Parâmetros:	Cap _{BL}
Unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto. Para novas usinas, esse valor é igual a zero.



Fonte de dados:	Local do projeto
Valor(es) aplicado(s):	0
Métodos de medida e procedimentos	Novo reservatório
Frequência de monitoramento	Cálculo das emissões do projeto
Procedimentos QA/QC	-
Propósito dos dados	
Comentários adicionais	

Dados / Parâmetros:	A_{BL}
Unidade:	m^2
Descrição:	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medidos na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é igual a zero.
Fonte de dados:	Local do projeto
Valor(es) aplicado(s):	0
Métodos de medida e procedimentos	Novo reservatório.
Frequência de monitoramento	Cálculo de emissões do projeto.
Procedimentos QA/QC	-
Propósito dos dados	
Comentários adicionais	

Dados / Parâmetros:	W_{BM}
Unidade:	%
Descrição:	Ponderação sobre o fator de emissão da margem de construção
Fonte de dados:	“Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” versão 04.0.0
Valor(es) aplicado(s):	50%
Métodos de medida e procedimentos	Valor padrão da ferramenta
Frequência de monitoramento	Cálculo das emissões de linha de base
Procedimentos QA/QC	-
Propósito dos dados	
Comentários adicionais	

Dados / Parâmetros:	W_{OM}
----------------------------	----------



Unidade:	%
Descrição:	Ponderação sobre o fator de emissão da margem de operação
Fonte de dados:	“Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” versão 04.0.0
Valor(es) aplicado(s):	50%
Métodos de medida e procedimentos	Valor padrão da ferramenta
Frequência de monitoramento	Cálculo das emissões de linha de base
Procedimentos QA/QC	-
Propósito dos dados	
Comentários adicionais	

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

Densidade da energia

Área inundada: 1.190.000 m²

Capacidade instalada: 20,60 MW

Densidade da energia: 17,31 W/m²

Emissões do projeto

Não há emissões do projeto, pois a densidade da energia é maior que 10 W/m².

Emissões de linha de base

Geração de energia: 146.292 MWh/ano

Fator de emissão:

Margem de operação: 0,920 tCO₂e/MWh (AND brasileiro)

Margem de construção: 0,1056 tCO₂e/MWh (AND brasileiro)

Margem combinada: 0,1988 tCO₂e/MWh

BE = 146.292 * 0,1988 = 29.080 tCO₂e

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

Ano	Emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Emissões do projeto (tCO ₂ e)	Fugas (tCO ₂ e)	Reduções de emissões (tCO ₂ e)
2014 (desde a data de início)	16.963	0	0	16.963
2015	29.080	0	0	29.080
2016	29.080	0	0	29.080
2017	29.080	0	0	29.080
2018	29.080	0	0	29.080
2019	29.080	0	0	29.080
2020	29.080	0	0	29.080
2021 (período adicional)	12.117	0	0	12.117
Total	203.560	0	0	203.560
Número total dos anos de obtenção de crédito	7			
Média anual sobre o período de obtenção de créditos	29.080	0	0	29.080

B.7. Plano de monitoramento**B.7.1 Dados e parâmetros a serem monitorados**

Dados / Parâmetros:	$EG_{\text{facility},y}$
Unidade:	MWh
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano y ; e quantidade de eletricidade fornecida à usina/unidade pela rede no ano y .
Fonte de dados:	Local da atividade do projeto
Valor(es) aplicado(s):	146.292
Métodos de medida e procedimentos	Medidores de energia elétrica
Frequência de monitoramento	Medição contínua e no mínimo um registro mensal
Procedimentos QA/QC	Cruzar os resultados das medições com registros de venda de eletricidade
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	TEG_y
Unidade:	MWh/yr
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y .
Fonte de dados:	Site da atividade do projeto



Valor(es) aplicado(s):	146.292
Métodos de medida e procedimentos	Medidores de energia elétrica
Frequência de monitoramento	Medição contínua e no mínimo um registro mensal
Procedimentos QA/QC	Verificar os resultados das medições com registros de venda de eletricidade
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	Aplicável a atividades de projetos hidrelétricos com a densidade de energia da atividade do projeto (PD) maior que 4 W/m ² e menor ou igual a 10 W/m ² (aplicável caso a PD seja reduzida do valor estimado anterior de 17,31m ² para a faixa de 4-10 W/m ²)

Dados / Parâmetros:	EF _{grid, CM,y}
Unidade:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y calculada usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte de dados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Valor(es) aplicado(s):	
Métodos de medida e procedimentos	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Frequência de monitoramento	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Procedimentos QA/QC	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	EF _{grid, BM,y}
Unidade:	tCO ₂ / MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y calculada usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte de dados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”



Valor(es) aplicado(s):	
Métodos de medida e procedimentos	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Frequência de monitoramento	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Procedimentos QA/QC	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	$EF_{grid, OM, y}$
Unidade:	tCO ₂ / MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação no ano y calculada usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte de dados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Valor(es) aplicado(s):	
Métodos de medida e procedimentos	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Frequência de monitoramento	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Procedimentos QA/QC	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Propósito dos dados	Calcular as emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	Cap_{PJ}
Unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto
Fonte de dados:	Sítio do projeto
Valor(es) aplicado(s):	20,60
Métodos de medida e procedimentos	Determinar a capacidade instalada baseada em parâmetros reconhecidos
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos QA/QC	-
Propósito dos dados	Calcular as emissões do projeto
Comentários adicionais	-

Dados / Parâmetros:	A_{PJ}
----------------------------	----------



Unidade:	m ²
Descrição:	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medidos na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte de dados:	Site do projeto
Valor(es) aplicado(s):	1.190.000
Métodos de medida e procedimentos	Medido a partir de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, etc.
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos QA/QC	-
Propósito dos dados	Calcular as emissões do projeto
Comentários adicionais	-

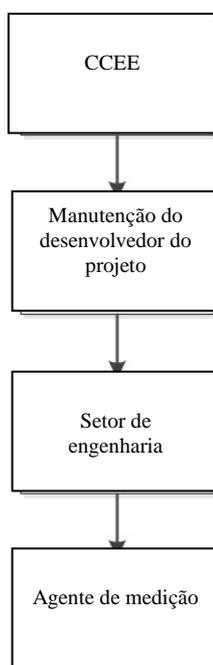
B.7.2. Plano de amostragem

Não aplicável no contexto da metodologia aplicada (ACM0002).

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

Estrutura de operação e manutenção

A estrutura de operação e manutenção do plano de monitoramento pode ser observada através do fluxograma a seguir:



CCEE: É a *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*, responsável por comprar a energia vendida pelo desenvolvedor do projeto no terceiro Leilão de Reserva de Energia, em 2010.



Manutenção do Desenvolvedor do Projeto: Representa a conselho executivo da Inxú Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica SA responsável pela gestão da empresa e responsável pelo desenvolvimento do projeto de MDL.

Setor de Engenharia: é responsável por centralizar todas as informações de monitoramento fornecidas pelo Agente de Medição, e arquivar todos os dados de, pelo menos, dois anos após o fim do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para a atividade de projeto, o que ocorrer mais tarde.

Agente de Medição: Representa a empresa terceirizada pelo desenvolvedor do projeto para realizar toda a medição da fatura de acordo com as regras da CCEE, e para realizar a manutenção e calibração dos equipamentos de medição de energia.

Procedimentos de coleta de dados interna

Cada parâmetro exigido pelo plano de monitoramento será documentado em um programa de controle de qualidade, incluindo auditorias internas a cada 6 meses, que devem acompanhar as condições e procedimentos que garantam a consistência de todos os procedimentos/dados, especialmente o seguinte:

Calibração e manutenção de equipamentos: Todos os equipamentos utilizados para fins de monitoramento serão calibrados e mantidos de acordo com as especificações do fabricante pelo **Agente de Medição**, pelo menos a cada dois anos.

EG_{facility,y} – A eletricidade líquida fornecida à rede será continuamente medida pelo **Agente de Medição** através do modelo de dois metros ION 8600. O processo será conduzido de acordo com o procedimento de medição da fatura estabelecido pela **CCEE**. Além disso, como o valor obtido será utilizado para o cálculo de redução de emissões, também irá ser checado com a geração de energia bruta medida internamente para dar conta de perdas eventuais.

EF_{grid, CM,y} – O fator de emissão da rede será fornecido pela AND brasileira, ele normalmente é disponibilizado publicamente a cada ano, e calculado pela última versão da *ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico*.

A_{PJ} – O **setor de engenharia** irá monitorar a área da superfície do reservatório através da coleta de evidências fotográficas do nível da superfície, quando o projeto se tornar operacional. Esta evidência fotográfica será comparada com as dimensões do projeto do reservatório para confirmar se a área real da superfície está ou não substancialmente desviada da área de superfície do projeto. O nível do reservatório será registrado e se tornará prontamente acessível para o EOD. A prova fotográfica será mantida para verificação.



SEÇÃO C. Duração e período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto

C.1.1. Data de início da atividade do projeto

01/11/2011 (Contrato EPC)

C.1.2 Vida útil operacional esperada da atividade do projeto

30 anos

C.2. Período de obtenção de créditos da atividade do projeto

C.2.1. Tipo de período de obtenção de créditos

Renovável

C.2.2. Data de início do período de obtenção de créditos

01/06/2014 ou o registro do PDD (o que ocorrer mais tarde).

C.2.3. Extensão do período de obtenção de créditos

7 anos



SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise de impactos ambientais

O desenvolvedor do projeto está em conformidade com todas as leis e regulamentos aplicáveis. Todas as licenças aplicáveis foram obtidas (Licença Prévia n.2311/2007 e Licenças de instalação n. 60308/2012 e 61903/2013) e todas as condições foram seguidas. A Autoridade Ambiental do Estado é a Secretaria Estadual de Meio Ambiente - SEMA, ou seja, a Agência Ambiental do Estado de Mato Grosso, ela exige o diagnóstico ambiental para atividades com potencial de causar impactos ambientais.

A Secretaria Estadual de Meio Ambiente (SEMA) analisa as atividades com potencial ou efetivamente responsáveis por impactos ambientais, que exigem licença, e agem complementando no processo de licenciamento de atividades que causem pequenos impactos, não contribuem para a poluição e localizados em cidades pequenas que não tem recursos para julgar o processo de licenciamento.

D.2. Avaliação de impacto ambiental

A atividade do projeto não irá resultar em nenhum impacto ambiental negativo significativo.

SEÇÃO E. Consulta aos atores locais

E.1. Solicitação de comentários de atores locais.

De acordo com a Resolução nº 7, datada de 05 de março de 2008 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC, os proponentes do projeto devem enviar uma carta por correio contendo uma breve descrição do projeto e um convite para comentários dos atores envolvidos, interessados ou afetados pelas atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Neste caso, cartas foram enviadas entre os dias 19/07/2012 e 17/09/2012 aos seguintes atores locais:

Tabela 08 – Lista de atores

Prefeitura Municipal de Nova Maringá	Avenida Amós Bernardino Zanchet, s/n – Centro CEP 78445-000 – Nova Maringá - MT
Câmara Municipal de Nova Maringá	Avenida Amós Bernardino Zanchet, s/n – Centro CEP 78445-000 – Nova Maringá - MT
Ministério Público do Estado do Mato Grosso*	Rua Altino Pereira de Souza, 575 Centro CEP 78785-000 – Cuiabá – MT
Ministério Público Federal	SAF Sul Quadra 4 Conjunto C CEP 70050-900 - Brasília – DF
SEMA – Secretaria de Estado do Meio Ambiente	Rua C, Palácio Paiguás – Centro CEP 78050 – 970 – Cuiabá – MT
Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais - FBOMS	SCS, Quadra 08, Bloco B-50, salas 133/135 Ed. Venâncio 2000 CEP 70.333-970 - Brasília – DF
Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (AND Brasileira)	Esplanada dos Ministérios – Bloco E/sala 240 – CEP 70067-900 – Brasília – DF
Prefeitura de Campo Novo do Parecis	Avenida Mato Grosso, 66 – Centro CEP 78360-000 – Campo Novo do Parecis - MT
Câmara Municipal de Campo Novo do Parecis	Rua Porto Velho, 385 – Centro – CEP 78360-000 – Campo Novo do Parecis - MT



Associação Comercial e Industrial de Campo Novo do Parecis	Avenida Rio Branco, 744 – Nossa Senhora Aparecida – CEP 78360-000 Campo Novo do Parecis - MT
--	---

*A instituição permanente essencial para as funções jurídicas responsáveis pela defesa da ordem jurídica, da democracia e dos interesses sociais e individuais.

** Não foi encontrada nenhuma associação local relacionada à atividade do projeto.

As partes interessadas locais foram convidadas a apresentar suas preocupações e fornecer comentários sobre a atividade de projeto durante um período de 30 dias após a recepção da carta de convite. A versão mais recente do PDD e outros documentos relevantes também serão publicados na internet pelos participantes do projeto até que o projeto esteja registrado.

A AND do Brasil requisitou uma segunda consulta aos atores locais, adicionalmente à descrita acima. A solicitação da AND incluía uma reunião pública com atores locais adicionais. Estes atores adicionais, convidados tanto por telefone quanto telegrama (enviado em 18/11/2013) são:

Secretaria de Agricultura e Meio Ambiente de Nova Maringá	Av. Amos Bernardino Zachte s/n, Centro, CEP 78445000 - Nova Maringá/MT
Associação Comercial e Industrial Nova Maringá	Rua São Pedro s/n, Centro, CEP 78445000 - Nova Maringá/MT
Cooperativa de Produção dos Pequenos Produtores de Nova Maringá	Av. Amos Bernardino Zachte s/n, Centro, CEP 78445000 - Nova Maringá/MT

Em 21/11/2012 uma reunião pública foi realizada em Nova Maringá, Mato Grosso, com Atores Locais. Durante a reunião, a versão mais recente do projeto foi apresentada, incluindo todos os possíveis efeitos positivos e negativos. Após a apresentação, os atores locais foram convidados a apresentar suas perguntas, sugestões e preocupações relacionadas à atividade de projeto proposta.

Os seguintes atores participaram da reunião pública:

n.	Participants	Organizations/Companies
1	Ricardo Ono	Secretaria de Agricultura e Meio Ambiente
2	Adalberto Foia	Associação Comercial e Industrial
3	Lionor Ourives	Secretaria de Agricultura e Meio Ambiente
4	Ademir Borges	Secretaria de Agricultura e Meio Ambiente
5	Ademir Cecilio	Cooperativa de Produção dos Pequenos Produtores

E.2. Síntese dos comentários recebidos

Até o presente momento nenhum comentário foi recebido.

E.3. Relatório em consideração aos comentários recebidos

Não aplicável, já que nenhum comentário foi recebido.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização



A Carta Brasileira de aprovação será solicitada à AND brasileira de acordo com a Resolução nº 1, de 11 de setembro de 2003 do CIMGC e suas exigências posteriores antes da conclusão do relatório final de validação pela OED.

**Anexo 1: Informações de contato dos participantes do projeto**

Organização:	Inxú Geradora e Comercializadora de Energia S.A.
Endereço (Rua):	Av. Miguel Sutil, 8695, 2º andar
Complemento:	Centrus Tower
Cidade:	Cuiabá
Estado/Região	Mato Grosso
CEP:	78043-305
País	Brasil
Telefone:	+55 65 8114 9757
FAX:	
E-Mail:	
URL:	
Representada por:	Fabio Paulino Garcia
Cargo:	
Forma de Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Garcia
Nome do meio:	Paulino
Nome:	Fabio
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Telefone direto:	+55 65 3221-0244
E-mail pessoal:	fabio@megabrasilenergia.com

Organização:	Ambio Participações Ltda.
Endereço (Rua):	Av. Princesa Isabel, 323/1113
Complemento:	
Cidade:	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
CEP:	22011-010
País	Brasil
Telefone:	+55 21 3114-4444
FAX:	
E-Mail:	ambio@ambiopar.com
URL:	www.ambiopar.com
Representada por:	Luis Filipe Kopp
Cargo:	
Forma de Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Kopp
Nome do meio:	P.
Nome:	Luis Filipe
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Telefone direto:	+55 21 3114-4444
E-mail pessoal:	kopp@ambiopar.com



Anexo 2: Informação sobre financiamento público

Não se aplica

Anexo 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Não se aplica

Anexo 4: Informações adicionais sobre cálculo ex-ante das reduções de emissões

Não se aplica

Anexo 5: Informações adicionais sobre o plano de monitoramento

Não se aplica

Anexo 6: Resumo das modificações após o registro

Não se aplica

Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11 Abril 2012	Revisão editorial para mudar a linha da versão 02 na caixa do histórico do documento de Anexo 06 para Anexo 06b.
04.0	EB 66 13 de Março 2012	Revisão exigida para assegurar a consistência com as "Diretrizes para completar o formulário do documento de concepção de projeto para atividades de projetos MDL" (EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26 de Julho 2006	
02	EB 14, Anexo 06b 14 de Junho 2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03 de Agosto de 2002	Adoção inicial
Classificação da decisão: Regulatória Tipo de documento: Formulário Função do negócio: Registro		