



**Formulário do documento de concepção de projeto para
atividades de projeto MDL
(Versão 08.0)**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200), Brasil
Número da versão do DCP	3
Data de conclusão do DCP	08/12/2016
Participante(s) do projeto	Lajari Energética SA
Parte Anfitriã	Brasil
Metodologia(s) aplicada(s) e onde aplicável, linha(s) de base padronizada(s)	Metodologia ACM0002 “ <i>Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis</i> ” versão 17.0
Escopo setorial relacionado com a(s) metodologia(s) aplicada(s),	1 – Indústria de Energia (fontes renováveis/não renováveis)
Montante anual médio estimado das reduções de emissão de GEE	31.595 tCO ₂ e

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

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

O objetivo atividade do projeto é a construção de 1 Pequena Central Hidrelétrica - PCH denominada "Lajari" com capacidade instalada final de 20,88 MW (Planta de Energia *Greenfield* ou nova). A PCH será gerida pela *Lajari Energética S.A.*, sociedade de propósito específica responsável pela construção e operação da usina.

Assim, o "*Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200), Brasil*" envolve a construção de 1 nova usina hidrelétrica no município de Alto Taquari, no Estado do Mato Grosso, Brasil.

O objetivo principal da atividade do projeto é fornecer energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), compensando a geração efetuada por meio da queima de combustíveis fósseis por usinas termoeletricas presentes neste sistema, com a geração de eletricidade renovável. O cenário de linha de base é o mesmo que o cenário existente antes da implementação da atividade de projeto, e será detalhado na seção B3 e B4. Além disso, o cenário existente antes da implementação da atividade de projeto é apenas o lugar sem qualquer outra usina construída (este é um projeto greenfield - novo).

Além disso, a atividade de projeto melhora o fornecimento de energia elétrica no país, contribuindo para sua sustentabilidade ambiental e aumentando a fração de participação de energias renováveis no consumo de eletricidade do país.

Considerando que o projeto prevê a construção de 1 Usina Hidrelétrica com área alagada de 0,132 km², isto representa baixo impacto ambiental e contribui para o uso eficiente dos recursos naturais, evitando passivos sociais e ambientais causados pela exploração dos recursos naturais através de técnicas de baixa eficiência, as quais normalmente causam impactos significativos às populações locais (populações humana, vegetal e animal).

Com relação às contribuições do projeto para a mitigação das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE), a atividade de projeto reduz emissões destes gases, evitando que entrem em operação usinas termoeletricas que usam combustíveis fósseis (reduções de GEE são estimadas em 31.595 tCO₂e/ano ou 221.165 tCO₂e para os primeiros 7 anos). Na ausência da atividade de projeto, combustíveis fósseis seriam queimados em termoeletricas conectadas a rede para suprir o consumo de eletricidade do país. Este é considerado o cenário de linha de base e também o cenário anterior à operação da PCH. O Projeto entregará anualmente ao SIN 95.484 MWh de energia renovável.

A iniciativa da atividade de projeto ajuda o Brasil a alcançar seus objetivos de promoção do desenvolvimento sustentável e está ainda alinhada com exigências específicas do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) do país anfitrião, por que:

- Contribui para a sustentabilidade ambiental uma vez que reduz o uso de energia fóssil (recurso não renovável), Logo contribui para o melhor uso de recursos renováveis e faz uso de tecnologia limpa e eficiente.
- Aumenta a oportunidade de empregos locais;
- Contribui para a melhoria da economia local reduzindo a quantidade de poluentes emitidos na atmosfera e custos sociais associados a estes.

Além disso, o projeto diversifica as fontes de geração de eletricidade e descentraliza a geração de energia, trazendo vantagens específicas tais como:

- Maior confiabilidade, com interrupções menos frequentes e extensas;
- Energia de melhor qualidade para a região;
- Perdas menores nas linhas de transmissão e distribuição;

- Controle da energia reativa;
- Mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição.

A atividade de projeto MDL proposta não é um CPA que foi excluído de um PoA MDL registrado como resultado de uma inclusão errada de CPA.

A.2. Localização da atividade de projeto

A.2.1. Parte Anfitriã

Brasil

A.2.2. Região/Estado/etc.

Estado do Mato Grosso – Região Centro Oeste

A.2.3. Cidade/Comunidade/ etc.

Município de Alto Taquari

A.2.4. Localização Física/ Geográfica

A PCH está localizada na cidade de Alto Taquari, Estado do Mato Grosso, Brasil. As coordenadas de localização da planta são:

PCH Lajari – Casa de Força	17° 56' 55" S	53° 23' 52" O
----------------------------	---------------	---------------

A localização da atividade de projeto é ilustrada nas figuras abaixo:

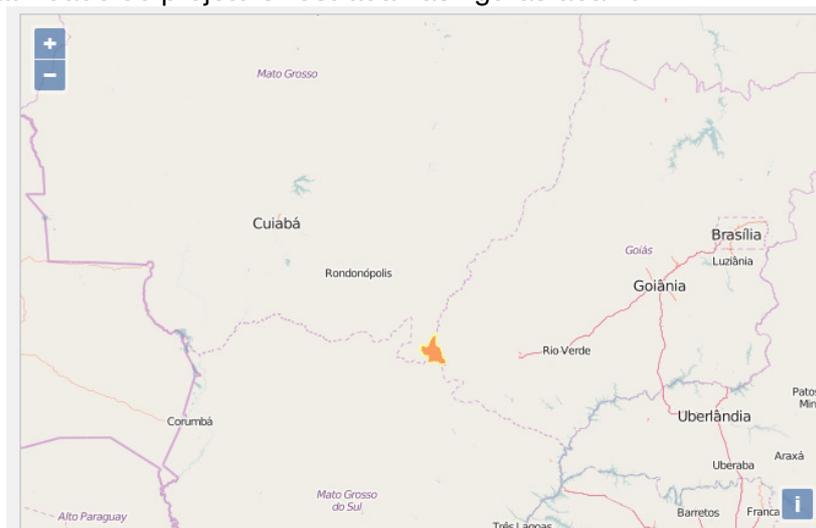


Figura 1: Localização da atividade de projeto



Figura 2: Localização da atividade de projeto

A.3. Tecnologias e/ou medidas

A atividade de projeto envolve a construção de 1 Usina Hidrelétrica chamada Lajari com capacidade instalada de 20,88 MW, é uma nova planta hidroelétrica a fio d'água (escopo setorial: Indústria de Energia - fontes renovável/não renovável). Antes da implementação do projeto proposto, a eletricidade era gerada pela matriz de usinas operacionais, que tem uma forte

participação das usinas a combustíveis fósseis¹. A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa, evitando a entrada em funcionamento de usinas termelétricas que usam combustíveis fósseis (estimado em 31.595 tCO₂/ano). Na ausência da atividade de projeto, combustíveis fósseis seriam queimados em usinas termelétricas que estão interligados à rede.

A tecnologia utilizada no empreendimento é o uso potencial da energia hídrica do rio "Taquari", para geração de eletricidade através da energia gravitacional da água, que é usado para mover turbinas e acionar geradores que permitem a geração de eletricidade. Esta é uma fonte de energia limpa e renovável que apresenta o mínimo de impacto ambiental. A tecnologia e os equipamentos utilizados na atividade do projeto serão desenvolvidos e fabricados no Brasil. Não há previsão de transferência de tecnologia ou conhecimento para o país anfitrião.

A PCH Lajari será interligada a matriz energética brasileira e deve fornecer energia para o sistema elétrico. O ponto de conexão será na Subestação Ferronorte da Energisa - MT, distante 85 km da PCH.

O empreendimento é classificado como Pequena Central Hidrelétrica de energia. De acordo com a resolução 652, de 9/12/2003 da ANEEL para ser considerado uma pequena usina hidrelétrica, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km² (300 ha) e a capacidade de geração deve estar entre 1 MW e 30 MW. Este tipo de empreendimento também é chamado de planta "fio d'água" que não inclui reservas significativas de água.

As características técnicas dos principais equipamentos da PCH a ser implementada podem ser vistos na Tabela 1, abaixo:

Tabela 1: Principais dados da PCH Lajari

Características principais da PCH Lajari	
Potência instalada (kW)	20.880
Energia assegurada (média) (MW)	10,90 ²
Área do reservatório (km ²)	0,132
Queda (m)	265
Fluxo de água (m ³ /s)	9,76
Coordenadas geográficas (Casa de Força)	17° 56' 55" S e 53° 23' 52" O
Nome do curso d água onde será instalada a PCH	Rio Taquari (Geração), Ribeirão da Laje (Derivação)
Grupo Gerador	
Turbina	
Quantidade	2
Tipo	Francis, eixo horizontal
Potência (kW)	2 x 10.896
Rotação nominal (rpm)	900
Rendimento (vazão 100%)	92.2%
Gerador	
Quantidade	2
Tipo	Síncrono trifásico
Potência Ativa Nominal (kW)	2 x 10.440
Frequência (Hz)	60
Fator de Potência	0,9
Rendimento (carga 100%, cos ϕ =0,9)	96,7%

¹ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>

² PORTARIA Nº 337 DE 3 DE AGOSTO DE 2015

Em operação no cenário existente antes da implementação da atividade de projeto que é o mesmo que o cenário de linha de base, não havia qualquer operação no local onde a PCH será instalada, então não havia qualquer instalação, sistemas ou equipamentos trabalhando.

Transmissão

A eletricidade gerada pela PCH será em 13,8 kV, através da subestação elevadora da própria usina a tensão será elevada para 138 kV e transmitida por 85 km até a subestação Ferronorte de propriedade da empresa concessionária de energia *Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S.A.* (sendo este o ponto de conexão com a Rede Nacional).

Equipamentos de Monitoramento

Os equipamentos de monitoramento são compostos de medidores de eletricidade com uma precisão de 99,8% localizados em painel interno na subestação Ferronorte. O painel na subestação Ferronorte representa a PCH e deve conter 2 medidores bidirecionais sendo um principal e o outro um retaguarda. O painel deve ser selado para a segurança e as leituras (fluxo de eletricidade) serão feitas através de canal criptografado com acesso privado (mais detalhes na Seção B.7.3).

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indicada como uma Parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (quando aplicável)	Indique se a parte envolvida gostaria de ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Lajari Energética S.A.	Não

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

A atividade de projeto não recebeu financiamento público de Partes incluídas no Anexo I.

SEÇÃO B. Aplicação da linha de base e metodologia de monitoramento selecionado e aprovado e linha de base padronizada

B.1. Referência da metodologia e linha de base padronizada

A atividade de projeto usa a seguinte metodologia:

ACM0002 “*Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis*” - versão 17.0

<https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/D5YFS9I3VKBT18MQNGX0LPZ6U7AWCO>

Essa metodologia faz referência às seguintes ferramentas metodológicas aprovadas:

- Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico - Versão 05.0
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf>
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade - Versão 07.0.0
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-01-v7.0.0.pdf>
- Ferramenta metodológica Análise de Investimento – Versão 07.0
- <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-27-v7.0.pdf>

B.2. Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

Segundo as definições da CQNUMC (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima), a atividade do projeto enquadra-se no escopo setorial número 1 que se refere às indústrias de energia (fontes renováveis ou não renováveis). A metodologia ACM0002 é aplicável para atividade de projeto de geração por fonte renovável conectada a rede que:

Essa metodologia é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável conectadas à rede que:

- (a) *instalam uma usina de geração de energia nova (Greenfield);*
- (b) *envolvem uma adição de capacidade instalada em uma (ou mais) planta(s) existente(s);*
- (c) *envolve um retrofit de uma (ou mais) planta(s)/unidade(s) existente(s);*
- (d) *envolve uma reabilitação de uma (ou mais) planta(s)/unidade(s) existente(s); ou*
- (e) *envolve a substituição de uma (ou mais) planta(s)/unidade(s) existente(s).*

Neste caso é aplicável a alternativa (a) a instalação de 1 nova planta de energia em um local onde nenhuma usina de geração de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade do projeto (logo usinas elétricas novas)

A metodologia ACM0002 é aplicável para atividades de projetos de geração renovável hídrica conectadas à rede sob as seguintes condições:

- (a) A atividade de projeto é implementado em reservatórios individuais ou múltiplos já existente, sem alteração do volume de qualquer dos reservatórios; ou
Não aplicável
- (b) A atividade do projeto é implementada em reservatórios individuais ou múltiplos já existentes, onde o volume do(s) reservatório(s) é aumentado e a densidade de potência calculada usando a equação (3), é maior do que 4 W/m^2 ; ou
Não aplicável
- (c) A atividade de projeto resulta em novos reservatórios individuais ou múltiplos e a densidade de potência, calculado através da equação (3), é maior do que 4 W/m^2 ; ou
Aplicável
- (d) A atividade de projeto é um projeto integrado de energia hidrelétrica envolvendo múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência para qualquer um dos reservatórios, calculado através da equação (3), é inferior ou igual a 4 W/m^2 , todas as seguintes condições devem aplicar:
 - (i) A densidade de potência calculada utilizando a capacidade instalada total do projeto integrado, de acordo com a equação (4), é maior do que 4 W/m^2 ;
 - (ii) o fluxo de água entre os reservatórios não é usado por qualquer outra unidade de energia hidrelétrica, que não é uma parte da atividade de projeto;
 - (iii) A capacidade instalada da planta de energia com densidade de potência inferior ou igual a 4 W/m^2 serão:
 - a. Menor ou igual a 15 MW; e
 - b. Menos de 10 por cento da capacidade total instalada do projeto integrado de energia hídrica.**Não aplicável, apesar do projeto ter 2 reservatório não se trata de mais de uma unidade de geração**

Devido ao exposto acima a metodologia ACM0002 é aplicável para a atividade, pois resulta em novos reservatórios múltiplos (2 no total) e a densidade de potência, calculado através da equação (3), é maior do que 4 W/m^2 .

B.3. Limites do projeto

De acordo com a ACM0002 a extensão espacial do limite do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a usina do projeto MDL está conectada. Neste caso, a Usina Hidrelétrica será conectada ao SIN (Sistema Interligado Nacional).

Os gases de efeito estufa incluídos ou excluídos do limite do projeto são apresentados a seguir:

Fonte		GEEs	Incluído?	Justificativa/Explicação
Cenário de linha de base	As emissões de CO_2 provenientes da geração de eletricidade em usinas a combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto..	CO_2	Sim	Fonte de emissão principal.
		CH_4	Não	Fonte de emissão secundária.
		N_2O	Não	Fonte de emissão secundária.
Cenário do Projeto	Para centrais geotérmicas de energia, emissões fugitivas de gases CH_4 e CO_2 não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO_2	Não	Não aplicável para a atividade de projeto
		CH_4	Não	Não aplicável para a atividade de projeto
		N_2O	Não	Não aplicável para a atividade de projeto
	As emissões de CO_2 provenientes da queima de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade em usinas termo-solares e usinas de energia geotérmica	CO_2	Não	Não aplicável para a atividade de projeto
		CH_4	Não	Não aplicável para a atividade de projeto
		N_2O	Não	Não aplicável para a atividade de projeto
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH_4 do reservatório	CO_2	Não	Não aplicável para a atividade de projeto
		CH_4	Sim	Fonte de emissão secundária uma vez que a densidade de potência é acima de 4 W/m^2
		N_2O	Não	Não aplicável para a atividade de projeto

O diagrama abaixo mostra o limite do projeto, equipamentos principais, parâmetros monitorados e gases incluídos:

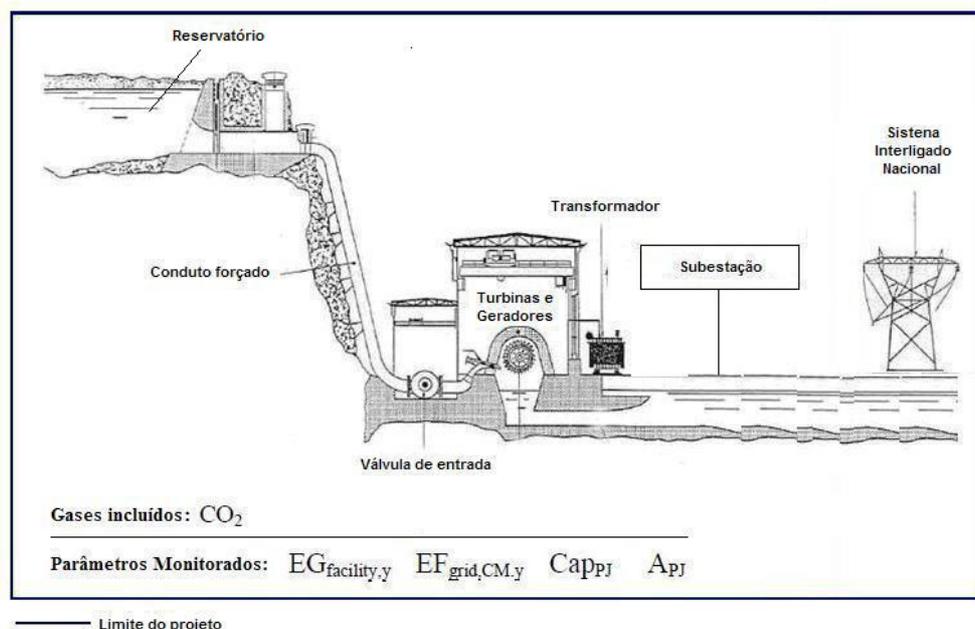


Figura 3: Diagrama sobre o limite da atividade de projeto, equipamentos principais, parâmetros monitorados e gases incluídos.

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

De acordo com a metodologia ACM0002 para uma nova planta de energia, o cenário de linha de base é o seguinte:

“Eletricidade entregue a rede pela atividade de projeto que teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na descrição do cálculo da margem combinada (CM) descrita na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

Devido a isto as emissões de linha de base são:

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

Onde:

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

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida fornecida à rede, que é produzida e alimenta a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ = fator de emissão combinado de CO₂ para a planta de geração conectada a rede no ano y calculado utilizando a última versão da "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico" (tCO₂/MWh)

A “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” é aplicada para estimar a Margem de Operação (OM), Margem de Construção (BM) e Margem Combinada (CM) quando do cálculo da linha de base para a atividade de projeto que substitui a eletricidade da rede que é onde a atividade de projeto provê eletricidade para a rede. Logo isto é aplicável para a atividade de projeto.

A geração de eletricidade da PCH (usina elétrica nova) proverá a quantidade de eletricidade necessária para o cálculo das emissões de linha de base.

Também, a atividade de projeto utiliza como fonte para o cálculo do Fator de Emissão do SIN os dados da margem de operação e da margem de construção disponibilizados pela Autoridade Nacional Designada (AND) deste país hospedeiro (publicamente disponível).

O Fator de Emissão de CO₂ resultante da geração de energia elétrica verificada no SIN é calculado a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O método utilizado para fazer este cálculo é o de análise do despacho. Essa informação é necessária para projetos de energia renovável que estejam conectados à rede elétrica e implantados no Brasil sob os padrões do MDL.

Os dados resultantes do trabalho do ONS, do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, estão disponíveis para os proponentes de projetos MDL. Portanto, estes podem ser aplicados para o cálculo *ex ante* de emissões evitadas pela atividade de projeto, onde a redução de emissão será calculada *ex-post*.

Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser observados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html> .

B.5. Demonstração de adicionalidade

Este item foi elaborado com base nas últimas versões da "ACM0002- geração de eletricidade a partir de fontes renováveis conectado a uma rede" e da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" prevalecendo a Metodologia desde que esta prevalece sobre a Ferramenta.

Etapa 0. Demonstração se a atividade de projeto proposta é a primeira-do tipo

Não usado.

Etapa 1. Identificação de alternativas para atividade de projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais

Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade de projeto

O projeto é a instalação de uma nova planta hidroelétrica conectada à rede, o cenário de linha de base, de acordo com a metodologia ACM0002, é o seguinte:

“A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido de outra forma gerada pela operação de usinas conectadas a rede e pela adição de novas fontes de geração, como o refletido no cálculo da margem combinada (CM) detalhada na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

O metodologia ACM0002 selecionada descreve o cenário de linha de base, assim, não são necessárias identificações de alternativas para o projeto, conforme parágrafo 121 do Padrão de Validação e Verificação do MDL (VVS) versão 09.0.

Saída da Etapa 1a: Não necessário identificar cenário(s) realístico e críveis para a atividade de projeto

Sub-etapa 1b: Consistência com a leis e regulações mandatórias

A implantação da PCH Lajari está em conformidade com todas as regulamentações das seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Secretaria de Meio Ambiente do Estado do Mato Grosso (SEMA) e Conselho Executivo

do MDL. Suas principais funções no sistema elétrico nacional são (exceto o Conselho Executivo do MDL):

- **ONS** - opera o sistema nacional, que regulamentando as atividades de geração de cada agente de acordo com a demanda do país.
- **ANEEL** - Reconhece e controla todos os agentes (geradores e consumidores) ligados ao sistema elétrico nacional policiando o cumprimento dos parâmetros impostos pelo governo brasileiro para os atuantes no setor de energia.
- **SEMA** - Analisa os aspectos ambientais de empreendimentos a serem instalados no Mato Grosso e as questões das licenças (prévia, instalação e operação) para permitir a sua implementação após todas as restrições serem satisfeitas.

Saída da Etapa 1b: A atividade de projeto está em conformidade com a legislação mandatória e regulações levando em consideração os requisitos na região ou país e decisões do CE nas políticas e regulações nacionais e/ou setoriais.

Etapa 2. Análise de Investimento

A análise de investimento deve ser realizada para determinar se a atividade de projeto não é:

- (a) A mais economicamente ou financeiramente atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem os rendimentos da venda das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Para a atividade de projeto proposta, a análise de investimento determina se a atividade de projeto não é economicamente ou financeiramente viável sem os rendimentos das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Sub-etapa 2a. Determine 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 - Análise simples de custos;
- Opção II- Análise de comparação de investimentos;
- Opção III - Análise de índice referencial (*benchmark*).

De acordo com a Ferramenta, se a atividade de projeto MDL e as alternativas identificadas na Etapa 1 gerarem benefícios econômicos ou financeiros que não os respectivos rendimentos do MDL, a análise comparativa de investimentos (Opção II) ou a análise de benchmark (Opção III) devem ser utilizados. A análise de benchmark será aplicada porque é a mais apropriada para este tipo de atividade no Brasil. Além disso, a opção II deve ser aplicada quando existem cenários alternativos para a atividade de projeto. Já que não há alternativa para comparar com o indicador do projeto (Taxa Interna de Retorno) a Opção III deve ser aplicada.

Sendo assim, a opção III foi escolhida.

Sub-etapa 2b. Opção III. Aplicar Análise de Benchmark

O indicador financeiro apropriado escolhido para a atividade de projeto proposta é a **Taxa Interna de Retorno (TIR)** do capital próprio, porque este dado é considerado o mais adequado para este tipo de projeto e contexto de decisão. O indicador financeiro é o mais apropriado para este tipo de projeto porque esta é a composição da taxa de retorno efetivo anual que pode ser obtida sobre o capital investido.

A análise do indicador financeiro/econômico é baseada em parâmetros que são padrões nos mercados de energia brasileiro e mundial, considerando características específicas do tipo de projeto – investimento em projetos de energia.

A análise de benchmark (referencial) é realizada através da comparação da TIR do capital próprio com um benchmark. O benchmark estabelecido para esta comparação é o Custo do Capital Próprio (r_e), extraído da Ferramenta Metodológica Análise de Investimento. Maiores detalhes estão descritos abaixo:

Sub-etapa 2c. Cálculo e Comparação de Indicadores Financeiros

r_e – Custo do Capital Próprio

O custo do capital próprio foi calculada na Ferramenta Metodológica Análise de Investimento versão 07.0, foi baseada em parâmetros que são padrão no mercado e válida, em termos reais, para retorno a longo prazo.

Assim, considerando a Tabela 1 no interior do apêndice da ferramenta, para o País Anfitrião Brasil Grupo 1 (que inclui Indústrias de Energia), o valor de referência para o custo do capital (o nosso benchmark) é **12,32**.

Abaixo, a tabela 2 sumariza os valores de referência para a TIR do projeto e o valor do capital próprio utilizado como benchmark do projeto (ambos pós taxas):

Tabela 2: Quadro comparativo entre a TIR da atividade de projeto e o benchmark (termos reais)

Benchmark – Custo do Capital Próprio	TIR do Capital Próprio
12,32	8,60

O fluxo de caixa foi elaborado para período de exploração da atividade de projeto (20 anos), obtendo uma Taxa Interna de Retorno (TIR) igual 8,60, sem as receitas das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs). Todos os cálculos são bem descritos na planilha "Análise_IRR_Lajari_v2.xls" anexado a este DCP.

O fluxo de caixa tem como principais valores de entrada os seguintes:

Tabela 3: Principais valores de entrada do fluxo de caixa

Parâmetro	PCH	Fontes
Investimento (R\$)	110.737.550,10	Planilha de dados da EPE do Ministério das Minas e Energia
Energia firme (MWmédio)	10,9	Publicação do Ministério das Minas e Energia
Preço da Energia (R\$/MWh)	160,90	ANEEL/CCEE
Operação e Manutenção (R\$/ano)	2.436.226,10	IRENA (IEC)

A TIR do capital próprio é menor que o benchmark. A análise mostra que o projeto não é econômica ou financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissão (RCEs).

As RCEs são instrumentos altamente significativos para que o empreendedor supere tais barreiras, melhorando a qualidade de seu investimento e ainda estimulando futuros investimentos em projetos de geração de energia limpa.

A lista completa de valores de entrada para o fluxo de caixa é listado abaixo³:

³ Planilha "Análise_IRR_Lajari_v2 - aba "Assumptions"

ITEM	VALOR	UNIDADE
Investimento	110.737.550,07	R\$ - Real
Capital Próprio	55.368.775,04	R\$ - Real
Dívida	55.368.775,04	R\$ - Real
Taxa bruta de financiamento	8,39%	%
Período de débito	20	anos
Energia Assegurada	10,90	MW médio
Potência Instalada	20,88	MW
Eletricidade líquida gerada por ano	95.484	MWh/ano
Preço da Energia	160,90	R\$/MWh
Período de fluxo de caixa considerado	20	anos
Amortização	20	anos
PIS - Programa de Integração Social	0,65%	sobre a receita bruta
COFINS - Contribuição para Fim Social	3,00%	sobre a receita bruta
Valor de base para o cálculo do IR	8,00%	sobre a receita bruta
Valor de base para o cálculo da Contribuição Social	12,00%	sobre a receita bruta
IR - Imposto de Renda	15%	sobre o valor de base
CSLL - Contribuição Social para o Lucro Líquido	9%	sobre o valor de base
IR Adicional	10%	sobre o valor de base
Operação e Manutenção Anual (O&M)+Administração+Seguro+Meio Ambiente	2.436.226,10	R\$/ano
ANEEL - Taxa de Fiscalização	39.307,01	R\$/ano
Tarifa de Uso e Distribuição do Sistema - TUSD	2,759	R\$/KW mês
Taxa MRE - Mecanismo de Realocação de Energia	8,75	R\$/MWh
Residual	60%	sobre o ativo total

Sub-etapa 2d: Análise de sensibilidade

Para uma melhor compreensão da barreira de investimento também foi realizada uma **análise de sensibilidade** na qual foram variados os seguintes parâmetros: (1) Preço da energia, (2) Investimento, (3) Energia assegurada e (4) Custos com Operação e Manutenção, de forma a avaliar o impacto da variação dos mesmos sobre o projeto.

As análises de ponto de equilíbrio (*Breakeven point*) foram realizadas para que a possam ser discutidas as possibilidades de ocorrência destes cenários.

A tabela 4 apresenta os principais resultados da análise.

Tabela 4: Análise de sensibilidade

Parâmetro	Valor Original	Ponto de equilíbrio	% de desvio
Investimento (R\$)	110.737.550,10	94.450.000,00	-14.71%
Energia assegurada (MWmédio)	10,90	12,69	+16.42%
Preço da Energia (R\$/MWh)	160,90	187,37	+16.45%
Operação e Mnutenção (R\$/ano)	2.436.226,10	80.395,46	-96.70%

Diante das variações acima descritas pode-se verificar que para o parâmetro Operação e Manutenção o ponto de equilíbrio do projeto (breakeven point) superou a margem de variação de

10% determinada pelo MDL como indicador de sensibilidade. Desta forma, flutuações desta ordem não fariam que a TIR do projeto se igualasse ou superasse o benchmark considerado.

Mesmo assim para os parâmetros Investimento, Energia Assegurada e Preço da Energia apesar das flutuações ficarem acima de 10%, é discutida a possibilidade da TIR do Capital Próprio ultrapassar o benchmark, sendo assim temos:

Probabilidade de ocorrência de cenários do ponto de equilíbrio

Atingir o ponto de equilíbrio não é considerado viável, devido aos fatores que podem ser vistos abaixo:

Investimento (R\$)

O valor do investimento vem diretamente da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE - Entidade subordinada ao Ministério das Minas e Energia) disponível para todos Proponente do Projeto interessado em pertencer ao Leilão de Energia CCEE # 20. Possui database de julho de 2014 com custo de R\$ 5,3 milhões por MW instalado. A referência pública antes desta data tem um custo médio de R\$ 5,5 a 6,0 milhões por MW instalado. Assim, o valor utilizado na planilha financeira é viável e conservador uma vez que está abaixo da referência do mercado.

Energia Assegurada (MW médio)

A energia assegurada é considerada adequada, porque os dados vieram do "Relatório do Ministério das Minas e Energia" oficialmente publicado no Diário Oficial da União para todas as partes interessadas, sendo impossível alterar esse valor (sendo este limite a quantidade de energia aceitável para ser vendido pelo PP) . Assim, o proponente do projeto adotou uma posição conservadora em seu estudo de viabilidade.

Assim, o valor de entrada é adequado bem como conservador.

Preço da Energia (R\$/MWh)

O valor do preço da energia utilizada nos cálculos financeiros é considerado adequado, porque é o valor máximo (cap) ofertado no Leilão ANEEL nº 20 de 28/11/2014 estabelecido em R\$ 160,90 por MWh.

Após o leilão o preço da energia foi tornado publicamente disponíveis por isso é impossível para o PP alterar o valor adotado no estudo de viabilidade.

Assim, o valor de entrada é adequada, bem como conservador, o Leilão ANEEL nº 18 (2013) anterior teve preço da energia abaixo de R\$ 140,00 por MWh para PCHs.

A atividade do projeto levou em consideração as receitas de vendas de RCEs para a implantação. Estes benefícios financeiros gerados em moeda forte (euro ou dólar) trazer ao projeto uma melhor segurança contra desvalorizações monetárias.

Diante as explicações, informações e evidências fornecidas pelos PPs, a TIR da atividade de projeto está abaixo do benchmark estabelecido (custo de capital), evidenciando que a atividade de projeto não é economicamente ou financeiramente viável, sem a receita da venda de reduções certificadas de emissões (RCEs) . Os benefícios do MDL foram o ponto chave para ir adiante e implementar a atividade do projeto, melhorando a sua atratividade financeira.

Portanto, a atividade de projeto é financeiramente adicional.

Saída da Etapa 2: Após a análise de sensibilidade se conclui que a atividade MDL proposta é improvável de ser financeiramente/economicamente atrativa (pela Etapa 2c).

Etapa 3: Análise de Barreiras

Não necessária. Como concluído na análise de sensibilidade a atividade de projeto não é financeiramente atrativa.

Etapa 4: Análise de Prática Comum

A abordagem passo a passo a seguir demonstra claramente que a atividade de projeto não representa uma prática comum.

Sub-passo 4a: A atividade do projeto de MDL proposta aplica medidas listadas na secção das definições da ferramenta

A versão mais recente das "Ferramenta para Prática Comum - versão 03.1", disponível no site da UNFCCC deve ser aplicada.

A lista das usinas que operam no país é disponibilizada no sítio de internet da ANEEL⁴.

PASSO 1: Calcular o limite de potência aplicável como +/-50% da capacidade de potência da atividade de projeto proposta.

Os projetos a serem considerados na análise devem ter potência instalada entre 10,44 MW (50% abaixo da Atividade de Projeto) e 31,32 MW (50% acima da capacidade instalada da atividade de projeto, que é 20,88 MW).

PASSO 2: Identificar projetos similares (ambos MDL e não-MDL) que preencham todas as seguintes condições:

- (a) Os projetos estão localizados na área geográfica aplicável;
- (b) Os projetos aplicam a mesma medida que a atividade do projeto proposto;
- (c) Os projetos utilizam a mesma fonte de energia/combustível e matéria-prima que a atividade de projeto proposta, se a tecnologia de medição implementada é implementada pela atividade do projeto proposto;
- (d) As plantas em que os projetos são implementados produzem bens ou serviços com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicações (por exemplo clínquer), que a planta do projeto proposto;
- (e) A capacidade de produção ou dos projetos está dentro da capacidade aplicável ou intervalo de saída calculado no Passo 1;
- (f) Os projetos entraram em operação comercial antes do documento de concepção do projeto (DCP-MDL) ser publicado para consulta global ou antes da data de início da atividade de projeto, o que for mais cedo para a atividade de projeto proposta.

Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que possuem a mesma saída ou capacidade, com o limite da potência calculada no Passo 1, como a atividade de projeto proposta e tem o início da operação comercial antes da data do início do projeto.

Numa abordagem conservadora, foi considerado o país anfitrião inteiro como padrão.

As usinas identificadas no Passo 1 entregam a mesma saída dentro do limite de potência aplicável da atividade de projeto são apresentadas na tabela abaixo⁵:

⁴ <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>

⁵ Foram consideradas as usinas de energia que se tornaram operacionais de Julho 2004 a Outubro de 2014. A abordagem será explicada no Passo 4.

Tabela 5: Prática comum

Início Operação	Nome	UF	Capacidade Inst. (MW)	Tipo	#
2005	Iben Botelho III	MG	24,4	Hidro	1
	Ombreiras	MT	26,0	Hidro	2
	Porto Góes	SP	14,3	Hidro	3
	Salto Corgão	MT	27,0	Hidro	4
2006	Canoa Quebrada	MT	28,0	Hidro	5
	Esmeralda	RS	22,2	Hidro	6
	Garganta da Jararaca	MT	29,3	Hidro	7
	Mosquito	GO	30,0	Hidro	8
	Piranhas	GO	18,0	Hidro	9
	Sacre 2	MT	30,0	Hidro	10
	Santa Edwiges II	GO	13,0	Hidro	11
	São Bernardo	RS	15,0	Hidro	12
2007	Braço Norte IV	MT	14,0	Hidro	13
	Buriti	MS	30,0	Hidro	14
	Fior do Serião	SC	16,5	Hidro	15
	José Gelásio da Rocha	MT	23,7	Hidro	16
	Ludesa	SC	30,0	Hidro	17
	Ponte Alta	MS	13,0	Hidro	18
	Primavera	RO	18,2	Hidro	19
	Rondonópolis	MT	26,6	Hidro	20
	Salto	MT	19,0	Hidro	21
	Santa Laura	SC	15,0	Hidro	22
2008	São João (Castelo)	ES	25,0	Hidro	23
	Alto Benedito Novo I	SC	15,0	Hidro	24
	Alto Irani	SC	21,0	Hidro	25
	Alto Sucuriú	MS	29,0	Hidro	26
	Boa Sorte	TO	16,0	Hidro	27
	Bontante	MG/RJ	19,0	Hidro	28
	Caçador	RS	22,5	Hidro	29
	Cachoeira da Lixa	BA	14,8	Hidro	30
	Cachoeirão	MG	27,0	Hidro	31
	Calheiros	RJ/ES	19,0	Hidro	32
	Carangola	MG	15,0	Hidro	33
	Colino I	BA	11,0	Hidro	34
	Colino II	BA	16,0	Hidro	35
	Coliporã	RS	19,5	Hidro	36
	Da Ilha	RS	26,0	Hidro	37
	Funil	MG	22,5	Hidro	38
	Graça Bernand (Terra Santa)	MT	27,4	Hidro	39
	Irara	GO	30,0	Hidro	40
	Jararaca	RS	28,0	Hidro	41
	Jataí	GO	30,0	Hidro	42
	Lagoa Grande	TO	25,6	Hidro	43
	Mambai II	GO	12,0	Hidro	44
	Paranatinga II	MT	29,0	Hidro	45
	Plano Alto	SC	16,0	Hidro	46
	Porto das Pedras	MS	28,0	Hidro	47
	Salto Curuá	PA	22,5	Hidro	48
	Santa Fé I	MG/RJ	30,0	Hidro	49
	Santa Rosa II	RJ	30,0	Hidro	50
	São Joaquim	RS	21,0	Hidro	51
2009	Eng. Ernesto Jorge Dreher	RS	17,5	Hidro	52
	Linha Emilia	RS	19,5	Hidro	53
	Monte Serrat	RJ/MG	25,0	Hidro	54
	Ouro	RS	16,0	Hidro	55
	Pampeana	MT	28,0	Hidro	56
	Pedra do Garrafão	ES/RJ	19,0	Hidro	57
	Pirapitinga	RJ/ES	20,0	Hidro	58
	Planalto	GO/MS	17,0	Hidro	59
	Porto Franco	TO	30,0	Hidro	60
	Retiro Velho	GO	18,0	Hidro	61
	Rodeio Bonito	SC	14,7	Hidro	62
	Santa Edwiges III	GO	11,6	Hidro	63
	Santa Fé	ES	29,0	Hidro	64
	Santa Gabriela	MT/MS	26,0	Hidro	65
	São Domingos II	GO	24,3	Hidro	66
	São Lourenço	MT	29,1	Hidro	67
	São Pedro	ES	30,0	Hidro	68
	São Simão	ES	27,0	Hidro	69
2010	Água Limpa	TO	14,0	Hidro	70
	Angelina	SC	26,3	Hidro	71
	Anhanguera	SP	22,7	Hidro	72
	Área Branca	MG	19,8	Hidro	73
	Anoroedo	SC	13,0	Hidro	74
	Bocaiúva	MT	30,0	Hidro	75
	Crúvia	RS	24,0	Hidro	76
	Figueirópolis	MT	19,4	Hidro	77
	Goiandira	GO	27,0	Hidro	78
	Ibirama	SC	21,0	Hidro	79
	Malagone	MG	19,0	Hidro	80
	Patol	MG	20,0	Hidro	81
	Palanquinho	RS	24,2	Hidro	82
	Piedade	MG	21,7	Hidro	83
	Pipoca	MG	20,0	Hidro	84
	Salto Três de Maio	PA	20,0	Hidro	85
	São Francisco	PR	14,0	Hidro	86
	São Gonzalo	MG	11,0	Hidro	87
	São Tadeu I	MT	18,0	Hidro	88
	Sete Quedas Alta	MT	22,0	Hidro	89
	Sítio Grande	BA	25,0	Hidro	90
2011	Nova Aurora	GO	21,0	Hidro	91
	Braço	RJ	11,5	Hidro	92
	Corrente Grande	MG	14,0	Hidro	93
	Área I	TO	11,4	Hidro	94
	Barra da Paciência	MG	23,0	Hidro	95
	Eng. Henrique Kotzian	RS	13,0	Hidro	96
	Marco Baldo	RS	16,0	Hidro	97
	Novo Horizonte	PR	23,0	Hidro	98
	Sapezal	MT	16,0	Hidro	99
	Cidezal	MT	17,0	Hidro	100
	Santa Luzia Alto	SC	28,5	Hidro	101
	Pantais	MT	15,4	Hidro	102
	Rondon	MT	13,0	Hidro	103
	Queluz	SP	30,0	Hidro	104
	São Sebastião do Alto	RJ	13,2	Hidro	105
	Telegráfica	MT	30,0	Hidro	106
	Lavrinhas	SP	30,0	Hidro	107
	Moinho	RS	13,7	Hidro	108
	Boa Fé	RS	24,0	Hidro	109
	Divisa	MT	10,8	Hidro	110
	Autódromo	RS	24,0	Hidro	111
2012	Palmeiras	SP	16,5	Hidro	112
	Victor Baptista Adami	SC	25,0	Hidro	113
	Pontal do Prata	GO	13,7	Hidro	114
	Indaia Grande	MS	20,0	Hidro	115
	Santana I	MT	14,8	Hidro	116
	São Paulo	RS	16,0	Hidro	117
	Unai Baixo	MG	26,0	Hidro	118
	Paracambi	RJ	12,5	Hidro	119
	Queixada	GO	30,0	Hidro	120
	Pezzi	RS	19,0	Hidro	121
	Galheiros	GO	12,1	Hidro	122
	Santo Antônio do Caiapé	GO	30,0	Hidro	123
2013	Salto Góes	SC	20,0	Hidro	124
	Barra do Rio Chapéu	SC	15,2	Hidro	125
	Serra dos Cavalinhos II	RS	29,0	Hidro	126
	Toca do Tigre	RS	11,8	Hidro	127
	Segredo	MT	26,1	Hidro	128
	Cavernoso	PR	19,0	Hidro	129
	Mucuri	MG	19,1	Hidro	130
	Julio Borges	SC	19,0	Hidro	131
2014	Retiro	SP	16,0	Hidro	132
	Santa Cruz de Montenegro	RO	17,1	Hidro	133

PASSO 3: Com os projetos identificados na Etapa 2, identificar aqueles que não são atividades de projeto registradas no MDL, atividades de projetos submetidas para registro, nem atividades de projeto sob validação:

Excluindo as atividade de projeto e MDL da lista anterior temos que:

$$N_{\text{all}} = 63$$

PASSO 4: Dentre as plantas identificadas no Passo 3, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposto.

Para a análise da Prática Comum, foi realizado um levantamento das atividades que se tornaram operacionais entre Julho de 2004 (quando o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro começou a operar) e Outubro de 2014 (dados públicos disponíveis), de forma a estabelecer uma gama de projetos que podem ser considerados similares à atividade de projeto.

Baseados nas premissas acima expostas foram selecionados projetos de geração de energia renovável por meio de Plantas com capacidade instalada de +/- 50% da PCH Lajari (20,88 MW). Isto resultou em atividades de projeto que trabalham na faixa entre 11,44 e 31,32 MW de capacidade instalada.

Foram consideradas na análise atividades de projeto similares a PCH Lajari e que possuam ou não incentivos financeiros. Para o Clima de Investimento na data da decisão de investimento devem ser considerados: Subsídios ou outros fluxos financeiros, Políticas Promocionais e Requisitos Legais.

Requisitos Legais

Histórico do setor elétrico brasileiro

Nas décadas recentes, o setor elétrico brasileiro passou por diversas mudanças até chegar ao seu atual modelo. No passado, o setor elétrico era composto quase que exclusivamente por companhias de propriedade do governo, mas a partir de 1995, devido ao crescimento das taxas de juros internacionais e a incapacidade de investimento, o governo brasileiro foi forçado a vislumbrar novas alternativas. A solução recomendada foi que se iniciasse o processo de privatização do setor e desregulamentação do mercado.

Durante os anos de 2003 e 2004 o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro fundamentado pelas Leis nº 10.847⁶ (a qual criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE que é responsável pelo planejamento de longo prazo do setor energético) e nº 10.848⁷, de 15 de março de 2004 (que estabelece as formas de comercialização de energia no ambiente do mercado livre, entre outros assuntos) e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004⁸ (que regula a comercialização de energia e os procedimentos de concessão da geração de eletricidade).

A tabela 6 mostra o sumário das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o atual modelo, que resultou em mudanças nas atividades de alguns agentes do setor.

⁶ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410847.pdf>

⁷ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410848.pdf>

⁸ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>

Tabela 6: Sumário das diversas mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE⁹

Como pode ser visto na tabela 6, o modelo da matriz energética atual foi implementado em 2004, tendo como ponto como marco legal o Decreto número 5.163 emitido em 30 de julho de 2004. Antes da emissão deste Decreto, o ambiente de investimento era diferente do atual, portanto, não similar à atividade de projeto proposta.

É necessário esclarecer também o programa PROINFA:

PROINFA é um programa governamental brasileiro que procura motivar, através do ponto de vista financeiro, o desenvolvimento de empreendimentos que fazem uso de tecnologias renováveis, devido às dificuldades de financiamento, em oferecer garantias aos financiados e na necessidade de investimentos considerados razoáveis para as pequenas organizações. Desta forma, o Governo Federal tenta incentivar projetos através de linhas diferenciadas de financiamento, além das garantias de receitas mínimas através do compromisso de estabelecer contratos de aquisição de energia (CAE), a ser firmado com uma sociedade de economia mista, Eletrobrás, que vai garantir ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia comprada durante o período de financiamento e proteção completa para os riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os projetos de PCHs são um dos tipos elegíveis para participar do PROINFA.

Entre as Usinas de Energia listadas na Tabela 5, que se tornaram operacionais neste período, (os contratos de concessão foram emitidos antes de Julho 2004)¹⁰ 48 delas pertencem ao programa

⁹ Ocorreram modificações no setor elétrico Brasileiro: <http://www.ccee.org.br/>

¹⁰ A planilha "Common Practice_EV_v2.xls" pode prover mais detalhes sobre a análise da prática comum.

de incentivo do PROINFA e 5 outras possuem densidade de potência abaixo de 4 W/m² (logo não possui a mesma eficiência ambiental e também não são elegíveis para o programa do MDL).

Então, $N_{diff}=53$

PASSO 5: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando a faixa de usinas que usam tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta considerando todas as plantas que entregam a mesma saída ou capacidade que a atividade de projeto proposta. A atividade de projeto proposta é uma prática comum no setor na área geográfica aplicável se o fator F é maior que 0.2 e $N_{all}-N_{diff}$ é maior que 3.

De acordo com os requisitos da “Ferramenta para Prática Comum – versão 03.1”, o fator F deve ser calculado como segue:

$$F=1-N_{diff}/N_{all}$$

$$F=1- 53/63$$

$$F = 0,16 \text{ (abaixo de } 0,2)$$

e

$$N_{all} - N_{diff} = 63-53=10$$

À luz da explanação fornecida acima e considerando os valores do fator “F” e “ $N_{all} - N_{diff}$ ”, é possível concluir que a implementação de plantas hidráulicas similares à atividade de projeto não é uma prática comum no Brasil, sendo portanto elegível ao MDL segundo seus requisitos.

Saída da Etapa 4: A atividade de projeto proposta não é possível de ser "prática comum", logo a atividade de projeto é adicional

Cronologia de implementação da Atividade de Projeto:

Tabela 7: Cronologia

Data	Evento	Descrição/Evidências
26/11/2008	Emissão da Licença Prévia	SEMA - MT
04/07/2014	Emissão da Licença de Instalação	SEMA - MT
28/11/2014	Leilão 006/2014 (#20 da CCEE)	CCEE Webiste
23/09/2015	Emissão do PPA	data de assinatura do PPA (pelos PPs)
24/11/2015	Consideração Prévia	CDM EB Website e Carta à CIMGC
25/11/2015	Aquisição das Turbinas e Geradores	Contrato com o fornecedor
28/04/2016	Consulta as Partes Interessadas	Data postal das cartas enviadas
09/11/2017	Início Operacional da PCH	Previsto

B.6. Reduções de Emissões

B.6.1. Explicação da(s) metodologia(s) escolhida(s):

As reduções de emissões da atividade de projeto (ER_y) são quantificadas pela subtração das emissões do projeto (PE_y) das emissões da linha de base (BE_y).

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y Redução de emissão no ano y (tCO₂e/ano);
 BE_y Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/ano);
 PE_y Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano)

Emissões do projeto (PE_y)

Como a Densidade de Potência (PD) é maior que 10W/m^2 (como definido na metodologia ACM0002) as emissões são consideradas nulas.

$$PE_y = 0$$

PE_y = Emissões do projeto no ano y

$$PD_{\text{Lajari}} = 20.880.000 \text{ W} - 0 / 132.000 \text{ m}^2 - 0 = 158 \text{ W/m}^2$$

Emissões da linha de base (BE_y)

As emissões da linha de base (BE_y em tCO_2/ano) são o produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO_2/MWh), vezes a eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede ($EG_{PJ,y}$ em MWh/ano), como segue:

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

Onde:

BE_y Emissões de linha no ano y (tCO_2/ano);

$EG_{PJ,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y (MWh/ano).

$EF_{grid,CM,y}$ Margem Combinada para o fator de emissão de CO_2 da rede geradora no ano y , calculada usando a versão mais recente da “ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” em (tCO_2/MWh).

Se a atividade de projeto é a instalação de uma usina nova, então:

Energia Gerada ($EG_{PJ,y}$)

A atividade de projeto é a instalação de uma nova planta/unidades de energia renovável conectada à rede elétrica no local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes de sua implantação, assim classificada como uma nova usina de energia renovável.

O $EG_{PJ,y}$ é baseado na estimativa da energia a ser introduzida anualmente na rede pela atividade do projeto, que considera a potência útil da planta, as informações fornecidas pela ANEEL e do Ministério de Minas e Energia. Então:

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

Onde:

$EG_{PJ,y}$ Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e exportada para a rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL ano y (MWh/ano).

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pelas unidades/usinas para a rede no ano y (MWh/ano).

Valor disponível na Seção B.6.3.

Cálculo do Fator de Emissão ($EF_{grid,CM,y}$)

Para o cálculo do fator de emissão da linha de base, os seis passos abaixo devem ser seguidos

- PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante;
 PASSO 2. Selecionar se inclui as usinas não conectadas ao sistema elétrico no projeto (opcional);
 PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da 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 elétrico relevante.

Considerando o estabelecido pela versão válida da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”¹¹ e o fato da AND brasileira ter publicado a Resolução nº 8 emitida em 26 de maio de 2008, na qual define o **Sistema Interligado Nacional** como um sistema único que cobre todos as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste), os limites do sistema elétrico brasileiro são claramente definidos.

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional).

Desde que a AND brasileira somente disponibiliza o cálculo do fator de emissão com base em informações de usinas conectadas a rede, as usinas não conectadas não são consideradas (Opção I).

PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM).

O método adotado para calcular a margem de operação é o “Método de análise do despacho OM” (Opção c). O cálculo é realizado pela AND brasileira e disponibilizado publicamente.

PASSO 4: Calcule o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O método selecionado é o "OM por análise dos dados de despacho".

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Dados da margem de operação do fator de emissão de CO₂ da energia despachada no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade de projeto em horas (h) no ano y (MWh);

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

$EG_{PJ,y}$ = Energia total substituída pela atividade de projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto está substituindo energia da rede;

y = Ano no qual a eletricidade de projeto está substituindo energia da rede.

O método $EF_{EL,DD,h}$ é definido pela AND brasileira que é a responsável por este cálculo.

¹¹ "Se a AND do país anfitrião publicou a delimitação do projeto de sistema elétrico e sistemas elétricos conectados, estas delimitações devem ser utilizadas"

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

Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deverá ser atualizado anualmente, *ex post* (Opção 2).

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (BM) é calculado como se segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_{i,m} EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Onde:

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

$EG_{m,y}$ = Eletricidade líquida gerada e entregue a rede pela usina m no ano y (MWh)

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

m = Unidades de geração incluídas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente na qual o dado de geração de eletricidade está disponível

O fator de emissão de CO₂ para cada unidade de geração m ($EF_{EL,m,y}$) deve ser determinado de acordo com a ferramenta no Passo 4 (a) para o simples OM, utilizando as opções A1, A2 ou A3, utilizando para o ano y o histórico mais recente para o qual os dados de geração de energia elétrica está disponível, e utilizando para m as unidades de energia incluídas na margem de construção.

As unidades de energia incluídas na margem de construção são definidas pela AND brasileira, que é responsável pelos cálculos da margem de operação e construção. Os resultados destas são disponibilizados publicamente em seu site para consulta.

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

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada o método CM (Opção a) deve ser utilizado preferencialmente.

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

Onde:

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

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação no ano y (tCO₂/MWh)

w_{OM} = Peso do fator de emissão da margem de operação (por cento)

w_{BM} = Peso do fator de emissão da margem de construção (por cento)

Considerando que a atividade de projeto é baseada numa PCH, o cálculo do fator de emissão da margem combinada deve usar os seguintes valores padrões para w_{OM} e w_{BM} :

$w_{OM} = 0,50$ e $w_{BM} = 0,50$ para o primeiro período de crédito.

Cálculos disponíveis na Seção B.6.3.

B.6.2. Dados e Parâmetros fixados ex ante:

Dado / Parâmetro	Cap_{Lajari}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidrelétrica anterior à implementação da atividade de projeto. Para novas usinas esse valor é zero.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valores aplicados	0
Escolha do Dado ou Métodos e procedimentos de medição	Não aplicável
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto
Comentário Adicional	

Dado / Parâmetro	A_{Lajari}
Unidade	m^2
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valores aplicados	0
Escolha do Dado ou Métodos e procedimentos de medição	Não aplicável
Propósito do dado	Cálculo das emissões do projeto
Comentário Adicional	

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

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o dado central a ser determinado no cenário da linha de base. No Brasil, a rede é interligada através do SIN em um sistema único¹²

Cálculo do Fator de Emissão ($EF_{grid,CM,y}$)

Para o cálculo do fator de emissão da linha de base, os seis passos abaixo devem ser seguidos:

- PASSO 1. Identificar o sistema elétrico relevante;
- PASSO 2. Selecionar se inclui as usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional);
- PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da 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 elétrico relevante.

Considerando o estabelecido pela versão válida da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” e o fato da AND brasileira ter publicado a Resolução nº 8 emitida em 26

¹² http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24562.pdf

de maio de 2008, na qual define o Sistema Nacional Interconectado como um sistema único que cobre todos as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste), os limites do sistema elétrico brasileiro são claramente definidos.

PASSO 2. Selecionar quando da inclusão de usinas não conectadas ao sistema elétrico do projeto (opcional).

Desde que a AND brasileira somente disponibiliza o cálculo do fator de emissão com base em informações de usinas conectadas a rede, as usinas não conectadas não são consideradas.

PASSO 3. Selecionar um método de cálculo da margem de operação (OM).

O método adotado para calcular a margem de operação é o “Método de análise do despacho OM”. O cálculo é realizado pela AND brasileira e disponibilizado publicamente.

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

O Fator de Emissão pelo método da Análise de Despacho (OM), é calculado como segue:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Dados da margem de operação do fator de emissão de CO₂ da energia despachada no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade substituída pela atividade de projeto em horas (h) no ano y (MWh);

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

$EG_{PJ,y}$ = Energia total substituída pela atividade de projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto está substituindo energia da rede;

y = Ano no qual a eletricidade de projeto está substituindo energia da rede.

Para efeito do cálculo *ex-ante* do valor do $EF_{grid,OM-DD,y}$ foi calculada a média aritmética de 12 meses dos fatores de emissões da margem de operação, publicados pela AND (dado disponível para o ano de 2015)¹³.

Tabela 8: Fator de Emissão da Margem de Operação para o ano de 2015

MARGEM DE OPERAÇÃO												
Média do Fator de Emissão (tCO ₂ / MWh)												
2015	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,5755	0,5784	0,5767	0,5465	0,5469	0,5785	0,5686	0,5545	0,5308	0,5434	0,5513	0,545

Desta maneira, temos que o Fator de Emissão da Margem de Operação é:

¹³ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/361017.html#ancora>

$$EF_{grid,OM-DD,y} = 0,5580$$

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

As unidades de energia incluídas na margem de construção são definidas pela AND brasileira, que é responsável pelos cálculos da margem de operação e construção, Os resultados destes são disponibilizados publicamente em seu web site para consulta,

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da margem de construção (BM) é calculado como segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_{i,m} EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Onde:

- $EF_{grid,BM,y}$ =Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh);
 $EG_{m,y}$ =Eletricidade gerada e despachada para a rede pela usina m no ano y (MWh);
 $EF_{EL,m,y}$ =Fator da emissão do CO₂ da usina m no ano y (tCO₂/MWh);
 m = Unidades de geração incluídas na margem de construção,
 y = Mais recente ano histórico para o qual os dados de geração de eletricidade estão disponíveis

Para o Fator de Emissão da Margem de Construção $EF_{grid,BM,y}$ também será adotado o valor referente ao ano de 2015 publicado pela AND (último dado disponível)¹⁴,

Tabela 9: Último dado da AND Brasileira do Fator de Emissão da Margem de Construção (2015)

MARGEM DE CONSTRUÇÃO	
Média do Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh) - ANUAL	
2015	0,2553

Então, temos que o Fator de Emissão da Margem de Construção é:

$$EF_{grid,BM,y} = 0,2553 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

Para o cálculo do fator de emissão da margem combinada (combinação da margem de operação e construção) é utilizada uma média ponderada entre os dois fatores acima citados, considerando $w_{OM} = 0,50$ e $w_{BM} = 0,50$, Como medida conservadora, é apresentado abaixo o fator de emissão calculado utilizando-se valores com quatro casas decimais, arredondadas para baixo, Então, o resultado é:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5580 \cdot 0,50 + 0,2553 \cdot 0,50 = 0,3309 \text{ (tCO}_2/\text{MWh)}$$

As emissões da linha de base são proporcionais à eletricidade entregue à rede durante o período de duração do projeto, São calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) pela eletricidade gerada pela atividade de projeto,

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

¹⁴ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/346664.html#ancora>

$$BE_y = 95,484 \cdot 0,3309 = 31,595 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

O valor das Emissões do Projeto calculadas (PE_y) é 0, Então:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 31,595 - 0 = 31,595 \text{ (tCO}_2\text{e/ano)}$$

Fugas

Para este projeto fugas não são consideradas.

B,6,4 Sumário da estimativa ex-ante de 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)
2017	31.595	0	0	31.595
2018	31.595	0	0	31.595
2019	31.595	0	0	31.595
2020	31.595	0	0	31.595
2021	31.595	0	0	31.595
2022	31.595	0	0	31.595
2023	31.595	0	0	31.595
Total	221.165	0	0	221.165
Número total de anos de crédito	7 anos, podendo ser renovado por mais 2 períodos de 7 anos cada um,			
Média anual sobre o período de crédito	221.165	0	0	221.165

B,7, Plano de monitoramento

B,7,1, Dados e Parâmetros a serem monitorados

Dado / Parâmetro	$EG_{facility,y}$
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de eletricidade fornecida pela unidade/usina à rede no ano y ,
Fonte do dado	Medidores de Energia localizados no Painel de Medição (2 no total) na Subestação Ferronorte
Valor(es) aplicado (s)	95,484
Método de medição e procedimentos	A eletricidade entregue à rede será registrada por medidores de eletricidade (um principal e um de retaguarda), Também a eletricidade entregue à rede será checada através dos mesmos medidores desde que eles são bidirecionais, Para segurança, os medidores serão lacrados após a calibração,
Frequência de monitoramento	Medição contínua e pelo menos gravação mensal,
Procedimentos GQ/CQ	Os medidores devem atender os padrões nacionais do Módulo 12,2 do ONS (o qual pode ser visualizado através do link:

	http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/be4c5a1e96b00ff083257635000041e4/91d2f3d5e0a476ac83257945005b18fc?OpenDocument), e regulações industriais para assegurar a precisão, Estes dados serão utilizados para calcular as reduções de emissões, Os dados serão arquivados mensalmente (eletronicamente) e mantidos arquivados durante o período de creditação mais dois anos após seu término, Os dados dos medidores de energia serão contra checados com o banco de dados da CCEE para verificar a coerência dos dados,
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de Emissão da Margem Combinada para atividade de geração conectada a uma rede no ano y calculada utilizando a versão mais recente da "Ferramenta para cálculo do fator emissão para um sistema elétrico",
Fonte do dado	Baseado em dados fornecidos pela AND (Autoridade Nacional Designada),
Valor(es) aplicado (s)	0,3309
Método de medição e procedimentos	A margem combinada é calculada através de uma fórmula de média ponderada, considerando o $EF_{grid,OM-DD,y}$ e o $EF_{grid,BM,y}$ e os pesos padrão são $w_{OM} = 0,50$ e $w_{BM} = 0,50$, como na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico",
Frequência de monitoramento	Anualmente,
Procedimentos GQ/CQ	Como o determinado pela "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico",
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	Para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões, foram utilizados dados relativos ao ano de 2015 (dados mais recentes disponíveis), http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/361017.html#ancora

Dado / Parâmetro	$Cap_{PJ} - PCH Lajari$
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidroelétrica após a implementação da atividade de projeto,
Fonte do dado	Portaria MME Nº 337 de 03/08/2015
Valor(es) aplicado (s)	20.880.000
Método de medição e procedimentos	Serão verificadas as especificações técnicas dos equipamentos instalados
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos GQ/CQ	Determinado com base em padrões reconhecidos, Estes dados serão aplicados para o cálculo da Densidade de Potência
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto,
Comentários adicionais	

Dado / Parâmetro	$A_{PJ} - PCH Lajari$
Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório está

	cheio,
Fonte do dado	Despacho ANEEL 2,988 de 04/08/2014
Valor(es) aplicado (s)	130.000 (Rio Ribeirão da Laje) 2.000 (Rio Taquari) 132.000 Total
Método de medição e procedimentos	Empresas terceiras serão contratadas para o desenvolvimento de pesquisas topográficas e/ou processamento de imagem de satélite,
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos GQ/CQ	
Objetivo do dado	Cálculo das emissões do projeto,
Comentários adicionais	Este dado será aplicado no cálculo da Densidade de Potência

B,7,2 Plano de amostragem

Os dados e parâmetros monitorados na seção B,7,1 acima não são determinadas por um método de amostragem, Os dados são efetivamente medidos,

B,7,3 Outros elementos do plano de monitoramento

O plano de monitoramento para a atividade de projeto é baseado na metodologia ACM0002 e consiste em monitorar a geração de eletricidade da atividade de projeto e fatores de emissão de CO₂,

1) Geração de Energia e sistema de medição – EG_{facility} :

Características gerais do Sistema de Medição:

Os procedimentos da atividade de projeto para monitoramento da geração de eletricidade seguem os parâmetros e regulamentos do setor elétrico brasileiro, O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são os órgãos responsáveis pela especificação técnica do sistema de medição de energia e pelo faturamento, Esses órgãos monitoram e aprovam a precisão da contabilização da energia,

O agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) elabora o projeto em conformidade com as especificações técnicas das medições para faturamento, o qual deve incluir a localização dos pontos de medição, painéis de medição, medidores e sistemas para medição local e remota,

Como definido pelo sub-módulo 12,1 dos Procedimentos de Rede¹⁵, o SMF é um sistema composto pelos medidores principal e remoto, transformadores de instrumentos, canais de comunicação entre os agentes e CCEE e sistemas de coleta de dados e medições de faturamento,

O sistema de medição deve fazer a medição e o registro dos valores da energia entregue à rede, Existem dois medidores (um principal e um retaguarda) dentro de um painel localizado na Subestação Ferronorte, o ponto de conexão com o SIN,

Os dados do sistema de medição de energia líquida também são coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE da CCEE, remota e automaticamente, usando os mesmos

¹⁵ <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset> do <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>

dois medidores (um principal e um backup) que estão instalados no painel de medição na Subestação Ferronorte,

Então toda a energia gerada pela PCH também é monitorada on-line pela CCEE, além das medições de eletricidade realizadas pelos proprietários do projeto, O sistema de medição da CCEE é fornecido com um sistema de comunicação que tem a função de envio de dados a partir da eletricidade despachada da rede para a CCEE, A CCEE é responsável pelas leituras mensais e manutenção dos registros da energia despachada,

Para uma melhor compreensão, veja o diagrama abaixo:

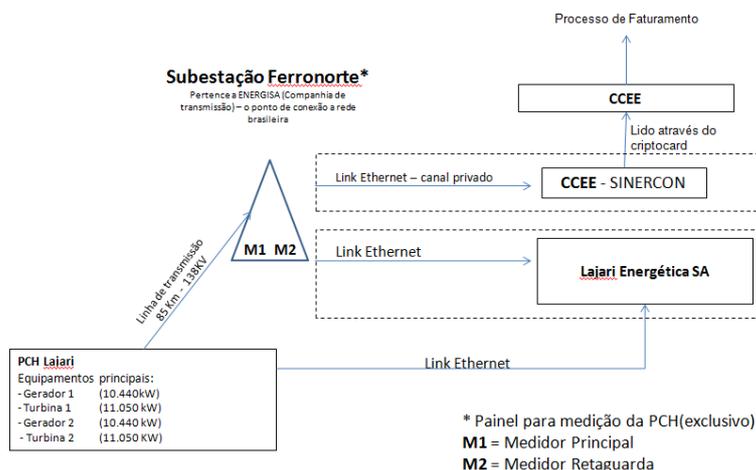


Diagrama 1: Sistema de Medição para Faturamento

Os Medidores M1 e M2 podem fornecer a eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y,

Monitoramento dos dados:

As leituras dos medidores são usadas para calcular as reduções de emissão, As etapas do monitoramento são as seguintes:

- (1) Os dados serão medidos em base horária e gravados pelo menos mensalmente;
- (2) Planilhas contendo a eletricidade entregue à rede serão geradas; os dados de medição da CCEE serão utilizados para calcular as reduções de emissão;
- (3) As reduções de emissão serão gerenciadas por funcionários do dono do projeto,

Outros detalhes, a cerca de parâmetros a ser monitorados podem ser encontrados nas seções B,7,1,

Controle de Qualidade:

- (1) Calibração dos medidores:

A calibração dos medidores será conduzida por organizações qualificadas que deverão cumprir os padrões nacionais e regulações industriais para assegurar a precisão do sistema, O período de calibração irá seguir o Procedimento 12,3¹⁶ do ONS, Após a calibração, os medidores deverão ser

¹⁶ [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/5DA0C134065FB70F83257945005B1BDF/\\$file/Su_bmodulo%2012.3_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/5DA0C134065FB70F83257945005B1BDF/$file/Su_bmodulo%2012.3_Rev_2.0.pdf?openelement)

lacrados para segurança, Os certificados de calibração serão arquivados juntamente com os outros dados de monitoramento,

A classe de exatidão do equipamento que será utilizado na atividade de projeto está em conformidade com os padrões nacionais (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas), Isto pode ser visto no Procedimento 12,2¹⁷ do ONS,

(2) Tratamento de emergência

Em caso de indisponibilidade de medida de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenção, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 7,1 do Procedimento de Comercialização de Energia¹⁸, Módulo 2

Gerenciamento dos Dados:

Os dados obtidos no monitoramento serão eletronicamente arquivados e mantidos por pelo menos dois anos após o término do último período de créditos, O crédito a ser gerado será calculado regularmente pelo dono do projeto e mantido para a fase de verificação,

Procedimentos de Treinamento:

O participante do projeto é igualmente responsável pela gestão do projeto e pelo treinamento de pessoal, fornecendo os procedimentos de operação, medição, monitoramento, de emergência e de comunicação,

Os procedimentos de emergência relacionados com a operação da atividade do projeto (por exemplo: segurança dos trabalhadores e da saúde, etc, de acordo com a legislação brasileira), foram incluídos nos cursos de formação,

Além disso, os procedimentos de operação, manutenção e calibração seguem as orientações nacionais estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema,

2) Fatores de Emissão - $EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$:

Os fatores de emissão de CO₂ envolvidos na atividade de projeto ($EF_{grid,OM-DD,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$), conforme mencionamos anteriormente, são fornecidos pela AND brasileira e disponibilizados em seu sítio de internet (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>), Desta maneira, o monitoramento desses dados será *ex-post*, através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND,

3) Capacidade Instalada – Cap_{PJ} :

No Brasil, a capacidade instalada das usinas eólicas é determinada e autorizada pela agência regulatória competente, Além disso, qualquer modificação precisa ser autorizada e publicada, Portanto, qualquer nova autorização para o aumento da capacidade instalada da usina será monitorada,

Autoridade e Responsabilidade:

¹⁷ [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/\\$file/S_ubmodulo%2012.2_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/91D2F3D5E0A476AC83257945005B18FC/$file/S_ubmodulo%2012.2_Rev_2.0.pdf?openelement)

¹⁸ http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/regrasprocedlegis/documents/conteudoccee/ccee_058269.pdf

A Lajari Energética S,A é a responsável pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, atendimento às exigências operacionais e ações corretivas relacionadas à funcionalidade da atividade de projeto, Além disso, a companhia tem autoridade e responsabilidade para o registro, monitoramento e medições, assim como para gerenciar todos os assuntos relacionados a atividades de projeto e treinamento de pessoal para o uso de técnicas apropriadas nesses procedimentos,

As emissões de linha de base do projeto e os cálculos de reduções de emissão serão realizados pela Lajari Energética S,A a qual reportará os resultados de maneira apropriada às entidades relacionadas aos processos do MDL,

B,8 Data da conclusão da aplicação da metodologia e linha de base padronizada e informações de contato de pessoas / entidades responsáveis

A data de conclusão do estudo sobre a aplicação da metodologia selecionada é 29/02/2016 e a data de conclusão da aplicação da linha de base padronizada selecionada não é aplicável a esta atividade de projeto,

Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia EIRELI é a entidade responsável pela aplicação da metodologia selecionada para esta atividade de projeto,

A pessoa responsável na Carbotrader é Arthur Augusto Clessie de Moraes, telefone +55 (11) 4522-7180, e-mail: moraes.arthur@carbotrader.com ,

SEÇÃO C, Duração e período de crédito

C,1, Duração da atividade de projeto

C,1,1, Data de início da atividade de projeto

23/09/2015

A data mais antiga na qual a implantação ou construção ou ação real da atividade de projeto iniciou, que foi a assinatura do Contrato de Compra de Energia assinados nesta data (ver a Tabela 7 para mais detalhes sobre os eventos),

C,1,2, Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto

30 anos e 0 meses após o início operacional,

C,2, Período de crédito da atividade de projeto

C,2,1, Tipo do período de crédito

Período de crédito renovável, sendo este o primeiro,

01/01/2018 até 31/12/2024 o primeiro período de crédito,
01/01/2025 até 31/12/2031 o segundo período de crédito,
01/01/2032 até 31/12/2038 o terceiro período de crédito,

Ou na data de registro MDL, o que ocorrer mais tarde,

C,2,2, Início do período de crédito

A data de início do período de crédito é 01/01/2018 ou na data de registro MDL, o que ocorrer mais tarde,

C,2,3, Duração do período de crédito

A duração do período de crédito é 7 anos e 0 meses renovável por mais 2 períodos de 7 anos e 0 meses,

SEÇÃO D, Impactos ambientais

D,1, Análise de impactos ambientais

A implementação da usina de energia hidráulica foi precedida de uma avaliação ambiental global feita com a realização de dois estudos principais: o Estudo de Impacto Ambiental - EIA e o Relatório de Impacto Ambiental - RIMA, Com base nesses estudos será desenvolvido um Plano Básico Ambiental - PBA que contém 11 programas, O objetivo desses programas é o de gerir, monitorar e executar ações que minimizem a influência do projeto no seu ambiente,

A última Licença de Instalação válida foi obtida em julho de 2014, fornecida pela SEMA/MT (Secretaria de Estado do Meio Ambiente), A Licença de Instalação foi obtida após a aprovação do PBA, O PBA inclui os projetos de controle de impacto ambiental e as medidas de mitigação e compensação, O PBA inclui as propostas descritas nos seguintes documentos:

- Estudo de Impacto Ambiental - EIA;
- Relatório de Impactos Ambientais – RIMA;
- Requisitos da Licença de Instalação;
- Estudos complementares;
- Requisitos adicionais e/ou complementares por parte do órgão ambiental e da comunidade local;

A Licença de Operação deverá ser emitida antes do início da operação comercial,

Os estudos ambientais não apontaram a ocorrência de quaisquer impactos transfronteiriços,

Sendo assim os impactos da implantação da PCH são limitados à qualidade da água, flora e fauna local, meio social no município de Alto Taquari, Na seção D,2 serão melhor explicados os impactos e programas ambientais para monitoramento e controle deste impactos,

Sumário dos documentos relacionados:

Entidade	Documento	Data
SEMA-MT	Licença Prévia, nº 296680/2008, " <i>LJ2008.11.26 L.P 296680 Venc 26 11 2011.pdf</i> "	26/11/2008
SEMA-MT	Licença de Instalação, nº 64025/2014, " <i>LJ2014.07.04 L.I. 64025 SEMA Val 03.07.2017.pdf</i> "	04/07/2014
JGP Consultoria e Participações Ltda	EIA/RIMA: Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Lajari " <i>RIMA.pdf</i> "; " <i>EIA.pdf</i> "	April 2008
Potencial Hidroambiental e Projetos Ltda	Plano Básico Ambiental, " <i>PBA_Lajari.pdf</i> "	April 2015

D,2, Avaliação do impacto ambiental

O EIA / RIMA foi desenvolvido com base nos impactos causados pela instalação do Projeto, Fazendo uso de estudos comparativos e análise custo/benefício, esses documentos levam em

consideração fatores ambientais, sociais e econômicos, Os fatores considerados incluem: construção de barragens, instalação de canteiro de obras, construção de acessos rodoviários, impactos sobre a flora e fauna, aumento temporário na população local, os impactos sobre a saúde, educação e segurança pública, geração de renda para o governo local por meio de impostos, entre outros,

O maior impacto negativo para o meio ambiente deverá ser o desmatamento no local onde a usina hidrelétrica será construída bem como abaixo da linha de transmissão, Esta área, no entanto, apresentou baixa densidade populacional e consistiram principalmente em fazendas e raramente em residências de trabalhadores rurais, Construções nesta área não resultaram em migração compulsória de comunidades inteiras,

Os principais impactos positivos são a contribuição para a sustentabilidade ambiental reduzindo o uso de energia fóssil (fontes não renováveis), a melhor utilização dos recursos naturais e do uso de tecnologias limpas e eficientes, Além disso, a ampliação das oportunidades de emprego em áreas onde o projeto está localizado, a contribuição para melhores condições da economia local com os impostos pagos, a redução da poluição lançada na atmosfera e os custos sociais relacionados a ela,

O PBA registrou o desenvolvimento de 11 projetos ambientais para a prevenção, controle, mitigação, monitoramento e compensação dos impactos ambientais causados pela instalação do Projeto, Entre esses programas, pode-se destacar:

- Programa de Gestão Ambiental das Obras;
- Programa de gestão de resíduos sólidos;
- Programa de educação ambiental e comunicação social;
- Plano de exploração florestal;
- Plano de recuperação de áreas degradadas;
- Plano de monitoramento e controle de processos erosivos;
- Programa de monitoramento da qualidade da água e limnológico;
- Programa de monitoramento hidrosedimentométrico e de níveis de água;
- Programa de monitoramento e resgate da ictiofauna;
- Programa de monitoramento e resgate da fauna;
- Programa de vigilância epidemiológica,

SEÇÃO E, Comentários das partes interessadas:

E,1, Convite de comentários das partes interessadas:

Os convites dos atores locais foram feitos de acordo com a Resolução No, 7 da AND¹⁹ brasileira, A fim de satisfazer e dar cumprimento a esta resolução o proponente do projeto enviou cartas convite, descrevendo o projeto, e solicitaram comentários das seguintes partes interessadas:

1. Prefeitura Municipal de Alto Taquari
2. Câmara Municipal de Alto Taquari
3. Secretaria de Meio Ambiente de Alto Taquari
4. Agência do Meio Ambiente do Mato Grosso
5. FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais
6. Ministério Público Estadual do Mato Grosso
7. Ministério Público Federal
8. Associação Comercial e Empresarial do Alto Taquari
9. Sindicato Rural de Alto Taquari

¹⁹

Disponível

em

http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797/Resolucoes_da_Comissao_Interministerial_na_condicao_de_Autoridade_Nacional_Designada_do_Mecanismo_de_Desenvolvimento_Limpo.html

Os atores locais também foram instruídos a solicitar cópias em papel desses documentos por meio do serviço postal, nos casos em que o acesso à Internet não fosse possível,

E,2, Resumo dos comentários recebidos:

Nenhum comentário foi recebido por e-mail ou correios até a presente data,

E,3, Relatório sobre como a consideração dos comentários recebidos:

Nenhuma ação requerida,

SEÇÃO F, Aprovação e Autorização

A Carta de Aprovação deve ser obtida após a emissão do Relatório Final da EOD e antes da solicitação de registro ao Conselho Executivo do MDL,

- - - - -

Anexo 1, Informação de contato dos participantes do projeto e pessoas/entidades responsáveis

Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável	<input checked="" type="checkbox"/> Participante do Projeto <input type="checkbox"/> Pessoa / entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, onde aplicável, a linhas de base padronizada(s) selecionada(s) para a atividade de projeto
Nome da Organização	Lajari Energética S,A,
Rua/Caixa Postal	Rua Joaquim Louzada, nº 3,015, Sala 3, Novo Colorado
Edifício	
Cidade	Cuiabá
Estado/Região	Mato Grosso
CEP	
País	Brasil
Telefone	+55 (65) 3645-8704
Fax	+55 (65) 3645-8705
E-Mail	
Sítio de Internet	
Pessoa de contato	
Título	Gerente
Tratamento	Sr.
Sobrenome	Miranda
Segundo nome	Costa
Nome	Leandro
Departamento	
Celular	
FAX direto	+55 (65) 3645-8705
Telefone direto	+55 (65) 3645-8704
E-Mail pessoal	leandro@polimixenergia.com.br

Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável	<input type="checkbox"/> Participante do Projeto <input checked="" type="checkbox"/> Pessoa / entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, onde aplicável, a linhas de base padronizada(s) selecionada(s) para a atividade de projeto
Nome da Organização	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli
Rua/Caixa Postal	Rua Maestro Manoel Antiqueira 90
Edifício	
Cidade	Jundiaí
Estado/Região	São Paulo
CEP	13216-310
País	Brazil
Telefone	+55 11 4522-7180
Fax	

E-Mail	
Sítio de Internet	
Pessoa de contato	
Título	Diretor Executivo
Tratamento	Sr.
Sobrenome	Moraes
Segundo nome	Augusto Clessie de
Nome	Arthur
Departamento	
Celular	
FAX direto	
Telefone direto	+55 11 4522-7180
E-Mail pessoal	moraes,arthur@carbotrader.com

Anexo 2: Afirmação referente a financiamento público

Não há financiamento público de países do Anexo I do Protocolo de Kyoto para essa atividade de projeto,

Anexo 3: Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

Nenhuma informação adicional,

Anexo 4: Mais informações sobre o cálculo ex ante das reduções de emissões

Nenhuma informação adicional,

Anexo 5: Informações adicionais sobre o Plano de Monitoramento

Todas as informações relevantes foram fornecidas na seção B,7,

Anexo 6: Sumário das mudanças pós registro

Não aplicável,

Informação do documento

<i>Versão</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>
08.0	22 de Julho de 2016	EB 90, Anexo 1 - Revisão para incluir provisões relacionadas com a adição automática de atividade de projeto.
07.0	15 de Abril de 2016	Revisão para garantir consistência com o "Padrão: Aplicabilidade de escopos setoriais" (CDM-EB88-A04-STAN) (versão 01.0).
06.0	9 de Março de 2015	Revisões para: <ul style="list-style-type: none"> • Incluir provisões relacionadas com declarações errôneas de inclusão de CPA ; • Incluir provisões relacionadas atraso na submissão do plano de monitoramento; • Provisões relacionadas com a consulta das partes interessadas locais; • Provisões relacionadas com a parte anfitriã; Melhorias editoriais.
05.0	25 de Junho de 2014	Revisões para: <ul style="list-style-type: none"> • Incluir o Anexo: Instruções para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto de MDL de pequena escala (estas instruções substituem as "Orientações para o preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto de MDL de pequena escala" (versão 01,1)); • Incluir disposições relativas às linhas de base padronizadas; • Adicionar informações de contato de uma() pessoa(s)/entidade(s) responsável(is) para a aplicação da(s) metodologia(s) para a atividade de projeto em B,7,4 e Anexo 1; • Trocar o número de referência do F-MDL-PPE-DCP para MDL-DCP-PPE-FORM; • Melhoria Editorial,
04.1	11 de Abril de 2012	Revisão editorial para trocar a caixa de histórico pela adição da reunião do CE e anexar números na coluna da Data,
04.0	13 de Março de 2012	CE 66, Anexo 9 Revisão necessária para assegurar a coerência com as "Diretrizes para completar o formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto MDL de pequena escala"
03.0	15 de Dezembro de 2006	CE 28, Anexo 34 <ul style="list-style-type: none"> • O Conselho concordou em revisar o documento de concepção do projeto de MDL para atividades de pequena escala (CDM-SSC-PDD), tendo em conta CDM-PDD e CDM-NM,

<i>Versão</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>
02.0	08 de Julho de 2005	CE 20, Anexo 14 <ul style="list-style-type: none">• O Conselho concordou em revisar o MDL SSC DCP para orientação e esclarecimentos prestados pelo Conselho desde a versão 01 deste documento,• Como consequência, as orientações para preenchimento do DCP foram revisadas de acordo com a versão 2, A última versão pode ser encontrada em <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>,
01.0	21 de Janeiro de 2003	CE 07, Anexo 05 Adoção inicial,

Classe de Decisão: Regulatória
Tipo de Documento: Formulário
Função do Negócio: Registro
Palavras-chaves: atividades de projeto , documento de concepção do projeto
