


Formulário de relatório de validação para atividades de projeto de MDL
(Versão 02.0)

Preencha este formulário de acordo com o “Anexo: Instruções para preencher o formulário de relatório de validação para atividades de projeto do MDL” ao fim deste formulário.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Título da atividade de projeto	Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200), Brazil
Número da versão do relatório de validação	1.4 Aa
Data de conclusão do relatório de validação	05/05/2017
Número da versão do DCP ao qual este relatório se aplica	Versão 3 de 08/12/2016
Data na qual o DCP foi carregado para consulta da parte interessada global	09/06/2016
Participante (s) do Projeto	Lajari Energética S.A
Anfitrião	Brasil
Reduções estimadas anuais médias de emissões de GHG ou remoções líquidas no período de créditos (tCO₂e)	31.595 tCO ₂ e
Escopos setoriais e metodologias selecionados	Escopo Setorial: 1 – Indústrias da energia (fontes renováveis - / não renováveis). ACM0002: “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 17.0).
Nome da EOD	RINA Services S.p.A. (RINA)
Nome, cargo e assinatura do aprovador do relatório de validação	Laura Severino – Gerente de Unidade Sustentabilidade & Mudança do Clima

SEÇÃO A. Sumário Executivo

Finalidade e descrição geral.

O principal objetivo do Projeto MDL da Lajari (JUN1200) é fornecer energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), deslocando a geração térmica de combustíveis fósseis para geração de energia renovável. A atividade de projeto é a construção de uma Pequena Central Elétrica (PCH) chamada Lajari com capacidade instalada final de 20,88 MW (Usina *Greenfield*) com área inundada de 0,132 km² localizada no município de Alto Taquari, Mato Grosso, confirmado durante a visita no local.

O projeto está localizado na cidade de Alto Taquari, Estado de Mato Grosso, Brasil, nas seguintes coordenadas geográficas 17º 56 '55"S e 53º 23' 52" W (potência), confirmado na aprovação do projeto básico da ANEEL / 24 /.

O objetivo principal do projeto é fornecer energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), deslocando a geração térmica de combustíveis fósseis para geração de energia renovável. A atividade de projeto de MDL proposta não é um CPA que tenha sido excluído de um PoA de MDL registrado como resultado da inclusão errada de CPAs.

Escopo da validação.

O escopo de validação é revisar o DCP contra os critérios da CQNUMC para o MDL. Os critérios da CQNUMC para o MDL referem-se ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, às modalidades e procedimentos do MDL e às decisões subsequentes do Conselho Executivo do MDL. A validação não visa fornecer qualquer consultoria para os participantes do projeto. No entanto, pedidos de esclarecimentos e / ou ações corretivas podem ter contribuído para a melhoria do projeto.

Processo de validação.

A validação foi realizada utilizando os procedimentos da RINA de acordo com os requisitos especificados no CDM M&P, a versão mais recente da Norma de Validação e Verificação do MDL e as decisões relevantes da COP/MOP e do CE do MDL e aplicando técnicas de auditoria padronizadas. A validação consistiu das três fases seguintes: Revisão de documentos; As ações de acompanhamento, a resolução das questões pendentes e A emissão do relatório final de validação.

Conclusão

A RINA Services S.p.A. (RINA), comissionada pela Lajari Energética S.A, realizou a validação da atividade de projeto Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200) no Brasil, com relação aos requisitos relevantes para atividades de MDL. Em conclusão, RINA considera que a atividade de Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200), conforme descrito no DCP versão 3 de 08/12/2016, atende a todos os requisitos relevantes para as atividades de MDL e todos os critérios pertinentes da Parte anfitriã e aplica corretamente a linha de base e metodologia de monitoramento ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" versão 17.0 de 13/05/2016.

Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia o país a atingir o desenvolvimento sustentável.

SEÇÃO B. Equipe de validação, revisor técnico e aprovador**B.1. Membro da equipe de validação**

No.	Cargo	Tipo de recurso	Sobrenome	Primeiro nome	Afiliação (Ex. nome do escritório central ou outro ou entidade terceirizada)	Envolvimento em			
						Revisão documental	Inspeção local	Entrevistas (s)	Descobertas da validação
1.	Líder de equipe/ Validador / Especialista técnico	IR	Branco Saettoni	Geisa Maria	RINA Brasil	X	X	X	X
2.	Especialista Financeiro	EX	Rocha	Mayra	RINA Brasil	X			X

B.2. Revisor técnico e aprovador do relatório de validação

No.	Cargo	Tipo de recurso	Sobrenome	Primeiro nome	Afiliação (ex. nome do escritório central ou outro ou entidade terceirizada)
1.	Revisor técnico	IR	Valoroso	Rita	Escritório Central da Rina
2.	Aprovador				

SEÇÃO C. Meios de validação**C.1. Revisão documental**

O DCP, Versão 3 de 08/12/2016 /01/, particularmente na aplicabilidade da metodologia, determinação de linha de base, adicionalidade da atividade de projeto, data de início do projeto, plano de monitoramento, cálculos de redução de emissões fornecidos em forma de planilha, "CERs JUN1200_v2.xls" versão 2 de 08/12/2016 /23/, foram avaliados como parte da validação. A tabela no Apêndice 3 lista a documentação que foi revisada durante a validação.

C.2. Inspeção no local

Duração da inspeção no local: 16/08/2016				
No.	Atividade realizada no local	localização	Data	Membro da equipe
1.	Revisão de documento, entrevista, verificação cruzada de dados	PCH Lajari	16/08/2016	Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni

C.3. Entrevistas

No.	Entrevistado			Data	Assunto	Membro da equipe
	Sobrenome	Nome	Afiliação			
1.	Braga	Filipe	Lajari Energética SA	16/08/2016	Descrição do projeto, implantação do projeto, equipamentos instalados, plano de monitoramento, aspectos ambientais	Geisa Maria Principe Branco Saettoni
2.	Moraes	Arthur	Carbotrader	16/08/2016	Consultor: Cálculo das reduções de emissões, desenvolvimento do DCP, consulta as partes interessadas locais, adicionalidade, cálculo da linha de base, consideração prévia.	Geisa Maria Principe Branco Saettoni

C.4. Abordagem da amostra

N/A

C.5. Solicitações de esclarecimento, solicitação de ação corretiva e solicitação de ação futura levantadas

Áreas de descobertas de validação	No. da CL	No. da SAC	No. da FAR
Consulta a parte interessada global	NA	NA	NA
Aprovação	Pendente	Pendente	Pendente
Autorização	Pendente	Pendente	Pendente
Contribuição para o desenvolvimento sustentável	Pendente	Pendente	Pendente
Modalidades de comunicação	NA	NA	NA
Documento de concepção de projeto	NA	SAC 01	NA
Descrição da atividade de projeto	NA	NA	NA
Aplicação da linha de base selecionada e metodologia de monitoramento e linha de base padronizada selecionada			
- Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada	NA	SAC 02	NA
- Desvio da metodologia	NA	NA	NA
- Esclarecimento da aplicabilidade da metodologia, ferramenta e/ou linha de base padronizada	NA	NA	NA
- Limite de projeto	NA	NA	NA
- Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base	NA	NA	NA
- Demonstração de adicionalidade	CL01, CL02, CL03	SAC 03	NA
- Reduções de emissões	NA	SAC 04	NA
- Plano de monitoramento	NA	NA	NA
Duração e período de créditos	CL04; CL05	NA	NA
Impactos ambientais	CL06	NA	NA
Consulta a parte interessada local	NA	NA	NA
Outros (favor especificar)	NA	NA	NA
Total	6	4	0

SEÇÃO D. Resultados da validação

D.1. Consulta as partes interessadas global

Meios de validação	O DCP /01/ foi disponibilizado ao público no site da CQNUMCC para as Partes, as partes interessadas e ONGs através do site do MDL (https://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/FQCNHEP7MEQLF6LT8RYUPLIVL63N4Q/view.html) convidados a apresentar as suas observações durante um período de 30 dias a partir de 09/06/2016 até 08/07/2016. Um comentário foi recebido durante a consulta as Partes Interessadas: 1. Durante a visita ao projeto a equipe da APPLUS na Índia, Natalia receberam suborno do PP e do seu parceiro na Índia. A equipe APPLUS não gastou nem 10 minutos no local, parece que eles vieram aqui para o piquenique e visita de lazer com os fundos LGAI. 2. APPLUS fez um PoA recentemente, eles não seguiram quaisquer práticas éticas no PoA na Ásia. Eles são conhecidos por violar as normas estabelecidas pelo EB. 3. APPLUS têm muito auditor na China, todo Auditor tem conflito de interesses com o cliente ou consultor. Por que a Applus tem máximos projetos na China e não em outro país? 4. Esta energia EKI conhecidos por abusar DOE e está dando grandes projetos para EPIC, Applus e PJR DoE, na Índia, se a equipe APPLUS e CQNUMCC investigar vai achar que a Reetesh Jain ter tem alguma participação nessas duas empresa EPIC & PJR também. 5. Este Manish Dabkara é vizinho da Vivek Ahirwar, e este ahirwar vivek está fazendo projetos de Manish Dabkara via TQC, e Reetesh Jain também passa a ser vizinho de ambos. 6. Se você precisar de mais informações e provas documentais por favor nos contacte no martin.hams1956@gmail.com Nenhuma ação foi tomada porque as observações recebidas não se referem à atividade de projeto proposta <i>Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200), Brasil</i>.
Resultados	NA
Conclusão	É a opinião do RINA que a mudança no DCP durante o processo de validação não exige a publicação do DCP revisado para consulta global das partes interessadas conforme parágrafo 39 do VVS

D.2. Aprovação

Meios de validação	LoA Pendente.
Resultados	
Conclusão	

D.3. Autorização

Meios de validação	LoA Pendente.
Resultados	
Conclusão	

D.4. Contribuição para o desenvolvimento sustentável

Meios de validação	A seção A.1 do DCP descreve que o projeto melhora o fornecimento de eletricidade do país, contribuindo para a sustentabilidade ambiental e aumentando a participação das energias renováveis em relação ao consumo total de eletricidade no país anfitrião. Além disso, foi confirmado durante a visita que o projeto: - contribui para a sustentabilidade ambiental, reduzindo a utilização de energia fóssil (fontes não renováveis). Assim, o projeto contribui para a melhor utilização dos recursos naturais e faz uso de tecnologias limpas e eficientes; - aumenta as oportunidades de emprego local; - reforça a economia local, reduzindo a quantidade de poluição libertada para a atmosfera e os custos sociais associados relacionados.
Resultados	NA
Conclusão	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o Projeto deverá receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o Projeto auxilia o país na consecução do desenvolvimento sustentável .

D.5. Modalidades de comunicação

Meios de validação	O MoC datado de 15/08/2016 /19/ foi fornecido pela Lajari Energética S.A com quem a RINA tem uma relação contratual confirmada pelo pedido de serviços assinado em 08/09/2015 /22/. A identidade corporativa do PP e pontos focais incluídas na Declaração MoC, bem como a identidade pessoal /20/, assinatura e assinatura autorizada e a situação do empregado foram contra checados para a Lajari Energética S.A através do contrato social e da carta de nomeação do responsável pela comunicação da atividade do projeto com a CQNUMC e respectiva identificação de Pessoal /21//22/. De acordo com o parágrafo 67 da VVS, a RINA confirmou que: - Confirmou-se que o DCP aplicou a versão válida do formulário "Declaração de Modalidades de Comunicação" (F-CDM-MOC) / 7 /; - As informações exigidas nos termos do MOC-F-CDM, incluindo o seu anexo 1, estão devidamente preenchidas / 19 /; - os signatários autorizados dos participantes do projeto que assinam o MOC-F-CDM correspondem aos signatários autorizados dos participantes do projeto incluídos no anexo 1/19 / do F-CDM-MOC.
Resultados	NA
Conclusão	Pela verificação dos documentos acima mencionados /19//21//22/ a RINA conclui que o MoC está de acordo com os parágrafos 60-68 do CDM-VVS /4/.

D.6. Documento de concepção do projeto

Meios de validação	Para os requisitos atuais a última versão do DCP é a versão 08.0 de 22/07/2016
Resultados	SAC 1: O PP não está usando a última versão do DCP. Para fechar esta SAC o DCP foi atualizado para o formulário versão 08.0
Conclusão	A RINA confirma que a versão 2.1 de 22/09/2016 se baseia no modelo de DCP atualmente válido versão 08.0 e foi completada de acordo com as Instruções para preencher o formulário de projeto para atividades de projeto do MDL.

D.7. Descrição da atividade de projeto

Meios de validação	Finalidade e descrição geral da atividade do projeto O objetivo primário é a construção de 1 Pequena Central Elétrica (PCH) chamada Lajari com capacidade instalada final de 20,88 MW (Usina <i>Greenfield</i>) e com Área inundada de 0,132 km² /24/, confirmada durante a visita no local. O projeto fornecerá energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional do Brasil - SIN, deslocando a geração térmica por combustíveis fósseis por geração de energia renovável. A atividade de projeto de MDL proposta não é uma CPA que tenha sido excluída de um Registro ou PoA de MDL como resultado da inclusão errônea de CPAs. Localização do projeto O projeto está localizado na cidade de Alto Taquari, Mato Grosso, Brasil, nas seguintes coordenadas geográficas 17° 56 '55 "S e 53° 23' 52" W (casa de força), confirmado no projeto básico aprovado na ANEEL /24/. Data de início A data de início da atividade de projeto é 23/09/2015, que foi a assinatura do Contrato de Compra de Energia /25/. Rina verificou os eventos para a atividade de projeto emissão das licenças ambientais de 26/11/2008 /29/ e 04/07/2014 /30/, a aprovação do projeto básico na ANEEL datada de 04/08/2014 /24/, o leilão ANEEL realizado em 29/10/2014 /28/ e o contrato de aquisição do equipamento datado de 25/11/2015 / 27/ e confirmou que a data de início está de acordo com o Glossário do MDL e correspondente à data mais antiga em que a execução ou a construção ou ação real de uma atividade de projeto MDL ou CPA começa. Durante a visita no local, foi verificado que o projeto estava em construção. Cenário existente antes da implementação da atividade do projeto A Atividade de Projeto envolve a construção de 1 Usina Hidrelétrica chamada Lajari com capacidade instalada de 20,88 MW, trata-se de uma nova usina hidrelétrica a fio d'água. Antes da implantação do projeto proposto, a eletricidade era gerada pela Matriz de energia que tem uma forte participação de usinas de energia por combustíveis fósseis. Foi confirmado durante a visita ao local e evidências relacionadas /24//25//27/ - /30/. Tecnologia (s) empregada (s) A Atividade do Projeto envolve a construção de 1 Usina Hidrelétrica chamada Lajari com capacidade instalada de 20,88 MW /24/. Consiste nos seguintes equipamentos /
---------------------------	---

	27/: - 2 (duas) turbinas Francis, eixo horizontal: 10.896 (kW), 900 (rpm), eficiência de 92,2%; - 2 (dois) geradores trifásicos síncronos: 2 x 10.440 (kW), 60 (Hz), 0,9 de fator de potência e 96,7% de eficiência; - equipamento de monitoramento: 2 medidores bidireccionais (principal e de reserva). Âmbito setorial Indústrias de Energia - fonte renovável / não-renovável
Resultados	N/A
Conclusão	A RINA pôde verificar toda a evidência documentada durante o processo de validação e pôde confirmar que os dados e considerações são completos e precisos. Além disso a RINA confirma que a descrição da atividade de projeto de MDL proposta, contida no DCP cobre suficientemente todos os elementos relevantes, está completo e fornece ao leitor uma compreensão clara da natureza da atividade de projeto de MDL proposta em conformidade com o VVS 7.10 /4/.

D.8. Aplicação da linha de base selecionada e metodologia de monitoramento e linha de base padronizada selecionada

D.8.1 Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

Meios de validação	O projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM 0002 - Metodologia consolidada em larga escala: Geração de eletricidade a partir de fontes renováveis conectada à rede, Versão 17.0 /5/. Conforme a ACM002, o projeto é aplicável a atividade de projeto de geração de energia renovável conectada à rede que: (a) Instalar uma usina nova (<i>Greenfield</i>); (b) Envolver uma adição de capacidade para (uma) fábrica (s) existente (s); (c) Envolver uma adaptação de (a) unidades / unidades operacionais existentes; (d) Envolver uma reabilitação de (uma) planta (s) / unidade (s) existente (s); ou (e) Envolver uma substituição de (uma) planta (s) / unidade (s) existente (s). Foi confirmado durante a visita e revisão documental que o projeto é uma instalação de uma nova (Greenfield) usina hidrelétrica /24/. O projeto é a instalação de uma nova hidrelétrica com capacidade instalada de 20,88 MW / 24 // 27 // 29 // 30 /. A condição de critérios de aplicabilidade listada na metodologia aprovada foi avaliada contra os critérios contidos no DCP /1/. A metodologia de linha de base aplicada é justificada e foi demonstrado que a atividade de projeto garante que: (a) A atividade de projeto é implementada em reservatórios únicos ou múltiplos existentes, sem alteração no volume de qualquer um dos reservatórios; ou Não aplicável, uma vez que o projeto é uma usina hidrelétrica Greenfield / 24 // 27 // 29 // 30 /. (b) A atividade de projeto é implementada em reservatórios únicos ou múltiplos existentes, onde o volume do reservatório (s) é aumentado e a densidade de potência calculado utilizando a equação (3), é maior que 4 W/m²; ou Não aplicável, uma vez que o projeto é uma usina hidrelétrica Greenfield / 24 // 27 // 29 // 30 /. (c) A atividade do projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência, calculada pela equação (3), é maior que 4 W/m²; ou O projeto consiste em uma usina a fio d'água com 0.132Km² de área de reservatório (densidade de potência 158 W/m²) logo maior que 4 W/m² / 24 // 27 // 29 // 30 /. (d) A atividade de projeto é um projeto integrado de energia hidroelétrica envolvendo reservatórios, onde a densidade de potência para qualquer um dos reservatórios, utilizando a equação (3), é inferior ou igual a 4 W/m², todas as seguintes condições são aplicadas: (i) A densidade de potência calculada com base na capacidade total instalada do Projeto, conforme a equação (4), é maior que 4 W/m²; (ii) O fluxo de água entre reservatórios não é utilizado por qualquer outra unidade que não faça parte da atividade do projeto; (iii) Capacidade instalada da (s) usina (s) com densidade de potência inferior ou igual a 4 W/m² deve ser: a. Menor ou igual a 15 MW; e b. Menos de 10% da capacidade total instalada de energia hidrelétrica integrada
---------------------------	---

	projeto. Não aplicável uma vez que o projeto é uma usina hidrelétrica nova (Greenfield) /24 // 27 // 29 // 30 / com duas pequenas áreas de reservatório que não representam outra unidade de geração de energia. A atividade de projeto aplica as seguintes ferramentas metodológicas: • Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 07.0.0 de 23/11/2012 /13/; • Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico versão 5.0.0 de 27/11/2015 /14/. A ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico é aplicada pela AND Brasileira para o cálculo do fator de emissão da rede e atende aos critérios uma vez que garante que: • A energia elétrica seja fornecida pela rede brasileira na ausência da atividade de projeto; • O fator de emissão da rede não incluiu as usinas fora da rede e o cálculo do fator de emissão da margem de construção e fator de emissão da margem de operação são realizados pela AND brasileira; • Toda a rede para o cálculo do fator de emissão está incluída no Brasil, que é o País anfitrião do Anexo I; A emissão de energia gerada pelos biocombustíveis é zero.
Resultados	SAC 2: PP não discute a aplicabilidade da “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Para encerrar a SAC 2, o DCP foi atualizado considerando as condições de aplicabilidade do fator de emissão para um sistema elétrico.
Conclusão	A RINA confirma que a metodologia de linha de base e monitoramento selecionada foi previamente aprovada pela Diretoria Executiva do MDL e é aplicável à atividade de projeto que cumpriu com todas as condições de aplicabilidade nela contidas e com as ferramentas metodológicas aplicáveis de acordo com VVS, parágrafo 7.11.12 /04/.

D.8.2 Desvio da metodologia

Meios de validação	NA
Resultados	
Conclusão	

D.8.3 Esclarecimento da aplicabilidade da metodologia, ferramenta e/ou linha de base padronizada

Meios de validação	NA
Resultados	
Conclusão	

D.8.4 Limite do Projeto

Meios de validação	De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002 /5/, o limite de projeto inclui os limites do projeto proposto (extensão espacial) abrangendo a usina do projeto e todas as usinas fisicamente conectadas ao sistema elétrico nacional (SIN – Sistema Interligado Nacional) ao qual a atividade de projeto proposta está conectada. O diagrama do limite de projeto apresentado na seção Figura do DCP /1/, inclui as usinas de projeto e todas as usinas fisicamente conectadas ao SIN, e descreve os gases incluídos nos limites do projeto e monitoramento das variáveis. A delimitação do Sistema Interligado Nacional é fornecida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico /31/, de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 /5/. Fontes de emissões incluídas no limite de projeto são apresentadas na tabela abaixo:		
		GEEs envolvidos	Descrição
Emissões da linha de base		CO ₂	Emissões de geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil conectadas à rede nacional que é deslocada devido à atividade de projeto.
Emissões do projeto		N/A	Como a densidade de potência da atividade de projeto é maior do que 4 W/m ² , emissões de projeto são

			consideradas iguais a zero de acordo com a metodologia aprovada ACM0002 /5/.
	Fugas	N/A	As principais emissões que potencialmente geram vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são emissões geradas devido a atividades como construção de usina e emissões upstream de uso de combustível fóssil. Conforme definido pela metodologia aplicada /5/, estas fontes de emissão são negligenciadas (nenhum vazamento precisa ser considerado).
	Não foram identificadas as fontes de emissão que não são abordadas pela metodologia aplicada e que se espera que contribuam com mais de 1% da redução média esperada global das emissões.		
Resultados	NA		
Conclusão	Ao verificar as informações e as evidências disponíveis e através da visita local. A RINA confirma que todas as fontes e gases de emissão foram incluídos no limite do projeto e a descrição no DCP é precisa e completa, e também que as fontes e gases selecionados se justificam para a atividade de projeto proposta e está em conformidade com o parágrafo 7.11.5 /4/ do VVS.		

D.8.5 Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

Meios de validação	De acordo com a metodologia ACM0002 /5/, o cenário de linha de base é "A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada pela operação de usinas de energia conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido na margem combinada (CM) Os cálculos descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" /14/. O cenário de linha de base prescrito é aplicável à atividade de projeto, o qual está em conformidade com as políticas nacionais e/ou setoriais verificadas nos documentos da ANEEL / 24 /. A RINA pôde verificar toda a evidência documentada e pode confirmar que: • Quanto ao fator de emissão da rede aplicado, conforme Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT, o Sistema Interligado Nacional é definido como um único sistema de eletricidade para calcular o fator de emissão de CO ₂ . O fator de emissão da rede é fornecido pela AND brasileira e será monitorado ex-post durante o período de obtenção de créditos / 32 /. • Todos os dados utilizados para calcular o fator de emissão fornecido no DCP foram cruzados com fontes credíveis fornecidas pela AND brasileira / 32 /.
Resultados	NA
Conclusão	A RINA pôde verificar todas as evidências documentadas acima durante o processo de validação e pode confirmar que: (a) Todos os pressupostos e dados utilizados pelos participantes do projeto estão listados no DCP, incluindo suas referências e fontes; (b) Toda a documentação usada / 24 / é relevante para estabelecer o cenário de linha de base e é corretamente citado e interpretado no DCP; (c) As premissas e os dados utilizados na identificação do cenário de linha de base são justificados adequadamente, apoiados por evidências / 32 / e podem ser considerados razoáveis; (d) As políticas e circunstâncias nacionais relevantes são consideradas e listadas no DCP / 24 /. A metodologia de linha de base aprovada ACM0002 / 05 / foi aplicada corretamente para identificar o cenário de linha de base mais razoável e o cenário de linha de base identificado razoavelmente representa o que ocorreria na ausência da atividade de projeto de MDL proposta.

D.8.6 Demonstração de adicionalidade

Meios de validação	De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002 - Geração de eletricidade a partir de fontes renováveis conectada à rede / 5 /, a adicionalidade do projeto foi estabelecido aplicando a ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade /13/. Demonstração de consideração prévia do MDL A data de início da atividade de projeto é 23/09/2015, que foi a assinatura do
---------------------------	--

Contrato de Compra de Energia / 25 /. Rina verificou os eventos para a atividade de projeto

Emissão das licenças ambientais de 26/11/2008 / 29 / e 04/07/2014 / 30 /,

Aprovação ANEEL do projeto básico de 04/08/2014 / 24 /, Leilão ANEEL realizado em 29/10/2014 / 28 / (decisão de investimento) e Contrato de aquisição de equipamentos datado de 25/11/2015 / 27 / e confirmou que a data de início está em conformidade com o Glossário do MDL / 8 / e corresponde à data mais antiga em que a execução ou a construção ou ação real de uma atividade de projeto MDL ou CPA começa.

A notificação de consideração prévia datada de 18/11/2016 foi enviada à CQNUMC / 26 / e AND brasileira em 24/11/2015 / 38 /. Portanto, a RINA confirma que a atividade de projeto de MDL proposta cumpre com os requisitos aplicáveis relacionados a consideração prévia do MDL.

De acordo com a Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade / 13 /, Os seguintes passos devem ser seguidos:

Etapas 0: Demonstração se a atividade de projeto proposta é a primeira de sua categoria

N/A

Etapas 1: Identificação de alternativas à atividade de projeto consistente com Leis e regulamentos atuais

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

O projeto é a instalação de uma nova usina hidrelétrica conectada à rede, Cenário de linha de base, de acordo com a última versão da metodologia ACM0002, é a seguinte:

"A eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto teria sido Gerado pela operação de usinas de energia conectadas à rede e pela adição de Novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descrito na Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico ". Como o ACM0002 /5/ fornece o cenário de linha de base, assim alternativas ao Projeto não são necessários de acordo com VVS parágrafo 124 /4/.

Passo 2: Análise do investimento

Escolha da abordagem

Os participantes do projeto aplicaram a Análise de Referência Opção III, de acordo com a ferramenta de adicionalidade aplicada e com as "Orientações para a avaliação e análise do investimento " / 15 /. A análise de custo simples não é aplicável porque o projeto gera benefícios financeiros e econômicos (de vendas de eletricidade) além do relacionado ao MDL. A análise de comparação de investimentos não é aplicável porque a única alternativa à atividade de projeto é o fornecimento de eletricidade a partir de uma rede, o qual não deve ser considerado um projeto de investimento similar.

O indicador financeiro / econômico utilizado para cada pequena usina hidrelétrica na atividade de projeto proposta é a Taxa Interna de Retorno (TIR).

Seleção de benchmark

O benchmark selecionado é o custo de capital (re), extraído do Apêndice da Ferramenta Metodológica para Análise de Investimento versão 07.0.

re - Custo do capital próprio

O custo do capital próprio baseou-se na Ferramentas Metodológica para Análise de Investimento / 15 /. Os parâmetros são padrão no mercado e válidos, em termos reais, para longo prazo. O PP utilizou o valor da Tabela 1 no Apêndice da Ferramenta, para o País Anfitrião Brasil Grupo 1 (que inclui as Indústrias de Energia) o valor de referência para o Custo do capital próprio (Benchmark) é de **12,32** /15/. A RINA verificou que o benchmark selecionado pelo PP é um benchmark adequado para uma TIR de capital, de acordo com a ferramenta Metodológica de Análise de Investimento, versão 07.0.

O fluxo de caixa foi elaborado para o período de exploração da atividade do projeto (20 anos), obtendo uma Taxa de Retorno Interno (IRR) igual a **8,60**, sem receita das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs).

Todos os cálculos estão bem descritos na planilha "Analise_IRR_Lajari_v2.xls" / 39 / anexado a este DCP.

Parâmetros de entrada

A RINA validou os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimento e foram seguidas as seguintes etapas para avaliar a análise de investimento:

Avaliação do período compreendido entre o momento da decisão de investimento e a data de início da atividade de projeto proposta. Todos os dados utilizados para a análise estavam disponíveis no momento da decisão de investimento. Todos os dados aplicados na planilha eletrônica de decisão de investimento foram avaliados pela Rina e será explicado na tabela abaixo.

Os parâmetros de entrada utilizados na análise financeira foram cruzados e todas as fontes de dados utilizadas para a verificação cruzada foram verificadas durante o processo de validação.

O seguinte é realizado:

Valor de entrada	Avaliação
Investimento – CAPEX em R\$	A RINA comparou e verificou os parâmetros de entrada utilizados na análise financeira com os parâmetros indicados na Folha de Dados EPE do Ministério de Minas e Energia / 40 /. R\$ 110.737.559,07 (R\$ 5.303.522,51/MW)
Capacidade Instalada em MW:	RINA verificou a capacidade instalada (20,88 MW) autorizada pela Secretaria do Ministério de Minas e Energia datado de 29/08/2007 /40/.
Energia Assegurada (MW médio): 10,90	RINA verificou a capacidade instalada autorizada publicada pelo Ministério de Minas e Energia datado de 04/08/2014 /41/.
Geração de energia em MWh/ano: 95.489	Calculado baseado em 8.760 horas por ano. Energia assegurada * 8760 horas por ano = 10,90 * 8760= 95.489
Preço da energia: 160,90 R\$/MWh	RINA verificou-se a média dos resultados do 20º leilão de energia realizado pelo governo brasileiro em 28/11/2014.
Custos de Operação e Manutenção (R\$/ano): 2.436.226,10 2,2% do investimento	Rina verificou os valores através da evidência Eletrobras / Ministério de Minas e Energia: "IRENA Power Costs Report" 2014, Capítulo 7, página 118. A partir deste estudo, "Os custos anuais de O&M são frequentemente cotados como uma porcentagem do custo de investimento por kW por ano, ou como USD / kW / ano. A Agência Internacional de Energia (AIE) assume 2,2% para grandes projetos hidrelétricos".
Custo de conexão ao sistema - TUSD/TUST (R\$/kW mês) 2,759	A RINA verificou a taxa de conexão estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através das suas Resoluções e Portaria ANEEL Nr. 1813 de 29/10/2014 / 43 /.
ANEEL taxa de fiscalização (R\$/kW.ano): 39.307,01 R\$/ano	Rina verificou o Despacho ANEEL Nº 71 - 14/01/2014.
Vida útil operacional dos equipamentos - 30 anos	"Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação" /45/.
PIS – Contribuição Social – 0,65%	Rina verificou a lei brasileira 10.637/2002 e 9.718/1998 /46/.
COFINS – Contribuição para Fim Social – 3,00%	Rina verificou a lei brasileira 10.637/2002 e 9.718/1998 /46/.
Imposto de renda presumido taxa – 8,00%	Rina verificou a lei brasileira 10.637/2002 e 9.718/1998 /46/.
Base para a contribuição social – 12,00%	Rina verificou a lei brasileira 10.637/2002 e 9.718/1998 /46/.

IR – Imposto de Renda - 15%	Rina verificou a lei brasileira 10.637/2002 e 9.718/1998 /46/.
CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - 9%	Rina verificou a lei brasileira 10.637/2002 e 9.718/1998 /46/.
IR adicional – 10%	Rina verificou a lei brasileira 10.637/2002 e 9.718/1998 /46/.
Capacidade Instalada – 20,88MW	ANEEL: Despacho N° 2.9 88 de 04/08/2014 /24/
Taxa bruta – 1% + 1,22% ano	RINA confirmou o valor /47/ no site do BNDES – leilão 2014.
Período de débito – 20 anos	RINA confirmou o valor /47/ no site do BNDES – leilão 2014.
Amortização – 20 anos	RINA confirmou o valor /47/ no site do BNDES – leilão 2014.
Taxa ANEEL (TFSEE)	RINA confirmou o valor na referência da regra ANEEL /49//50/.

Cálculo

Os cálculos da TIR foram apresentados na planilha de análise financeira: "Análise IRR Lajari"/ 39 /. A TIR de capital próprio do projeto sem MDL é inferior à referência no momento da decisão de investimento, como pode ser visto na tabela abaixo, o que demonstra que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor, o que confirma que a atividade de projeto proposta Na ausência dos benefícios do MDL e em comparação com o benchmark 12,32% não é financeiramente atraente.

Projeto	TIR Capital Próprio
Lajari	8,60

Análise de Sensibilidade

Foi efetuada uma análise de sensibilidade para os parâmetros que representam 20% de receitas e custos, para demonstrar a robustez da análise financeira.

Variações razoáveis do investimento, da energia assegurada, do preço da energia e dos custos de O&M foram considerados variando os parâmetros +/- 10%. O resultado da análise de sensibilidade é apresentada na tabela abaixo:

Parâmetro	Valor Original	Ponto de equilíbrio	% de desvio
Investimento (R\$)	110.737.550,10	94.450.000,00	-14,71%
Energia Assegurada (MW médio)	10,90	12,69	+16,42%
Preço da energia (R\$/MWh)	160,90	187,37	+16,45%
Operação e Manutenção (R\$/ano)	2.436.226,10	80.395,46	-96,70%

A análise de sensibilidade acima mostra que mesmo quando os parâmetros mudam a favor do projeto, a TIR da pequena central hidrelétrica da atividade de projeto proposta sem ser registrado no âmbito do MDL não alcança o benchmark. Em conclusão, a análise de investimento e a avaliação de sensibilidade mostraram que o projeto proposto não é financeiramente atraente.

O PP também analisou a possibilidade da TIR do capital próprio atingir o benchmark:

Investimento (R\$)

A RINA pôde verificar que uma queda de 14,71% nos custos de investimento / 40 / é improvável, uma vez que os custos relacionados ao investimento já foram definidos pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) subordinada ao Ministério de Minas e

Energia) Onde os valores de investimento estavam disponíveis para todos os Proponentes do Projeto interessados em pertencer ao Leilão de Energia CCEE # 20 /03 /. A database dos custos de investimento são a partir de julho de 2014 tem custo de R\$ 5,3MM por MW instalado. A referência pública para o mesmo período tem custo médio de R\$ 5,5 a 6,0 MM por MW instalado (PCH Salto Buriti: R\$ 6.030.000 / MW, PCH Salto Curuá: R\$ 5.606.666 / MW e PCH Porto das Pedras: R\$ 4.700.854 MW) / 57 /. Considerando que há inflação no Brasil com meta do governo em torno de 6% ao ano, é muito improvável que os custos vão diminuir em 14,71%. É opinião do RINA que o valor utilizado na planilha financeira é viável e conservador, uma vez que o valor do investimento está dentro das referências de mercado para o período.

Energia assegurada (média MW)

A energia assegurada é improvável que aumente em 16,42% como a energia assegurada é determinada pelos PPAs / 25 /. De acordo com os PPAs, a geração anual de eletricidade esperada é baseada na energia assegurada. Os PPAs afirmam que qualquer geração de energia adicional ao montante negociado não pode ser vendida, e isso é estritamente administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Além disso, de acordo com as condições de licitação, se for produzida mais eletricidade, este montante é "armazenado" na base de dados da CCEE como reserva (a partir do nome da proposta / 53 /) para os próprios produtores em caso de escassez de produção no Futuro, para complementar a energia negociada anualmente. Portanto, as próprias condições de lance não permitem qualquer receita adicional e também é improvável que a quantidade de eletricidade entregue à rede aumente até o ponto em que a TIR do projeto chegue ao benchmark. É a opinião do RINA que a energia assegurada considerada pelo PP é conservadora e viável.

Custos de O&M

Conforme apresentado nos cálculos fornecidos pelos participantes do projeto, devido ao baixo O&M considerado para o projeto 2,2% do investimento total / 48 / é muito improvável que os custos de O&M irão aumentar porque o custo de manutenção aumentará quando a carga de trabalho das turbinas hidrelétricas aumentar. O RINA é, portanto, da opinião que é improvável que os custos anuais de O&M diminuam em 96,70%.

Preço da Energia (R\$/MWh)

Para alcançar o índice de referência de 12,32%, o preço da eletricidade deve aumentar pelo menos 16,45% acima da inflação, o que não é provável que aconteça. No Brasil, os preços são estritamente estabelecidos pela ANEEL no momento do leilão e não podem ser alterados no período do PPA que definiu o preço como R\$160,90 por MWh, determinado por 20 anos nas regras do leilão / 25 // 28 /.

As evidências fornecidas pelos PPs mostraram que a TIR do projeto está abaixo do benchmark estabelecido, evidenciando que a atividade do projeto não é viável economicamente ou financeiramente, sem a receita da venda de reduções certificadas de emissão (RCEs).

Passo 3: Análise de barreiras

N/A

Passo 4: Análise prática comum

Para demonstrar a análise da prática comum, o PP seguiu corretamente as etapas da Ferramenta para a prática comum / 16 /:

Etapas 1: Calcule a capacidade aplicável ou a faixa de saída como +/- 50% da capacidade total ou produção da atividade de projeto proposta.

A atividade de projeto proposta tem 20,88MW de capacidade instalada, portanto a faixa de saída é de +/- 50%, as análises consideram usinas com capacidade entre 10,44 MW e 31,32 MW.

Etapas 2: identificar projetos similares (MDL e não MDL) que cumpram todas as seguintes condições:

- (a) Os projetos estão localizados na área geográfica aplicável;
- (b) Os projetos aplicam a mesma medida que a atividade de projeto proposta;
- (c) Os projetos utilizam a mesma fonte de energia / combustível e matéria-prima como a atividade de projeto proposta, se uma medida de troca de tecnologia for implementada pela atividade de projeto proposta;
- (d) As fábricas em que os projetos são implementados produzem bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (por exemplo clínquer) como a planta de projeto proposta;

	(e) A capacidade ou a produção dos projetos está dentro da capacidade aplicável ou faixa de saída calculada no Passo 1; (f) Os projetos começaram a operar comercialmente antes da publicação do documento de projeto do projeto (CDM-PDD) para consulta global das partes interessadas ou antes da data de início da atividade de projeto proposta, o que ocorrer primeiro para a atividade de projeto proposta. PP considerou na análise as usinas hidrelétricas localizadas no Brasil. O RINA verificou os dados no site da ANEEL / 54 /. Foi definida como tecnologia similar todas as usinas hidrelétricas, que oferece a mesma saída aplicável a uma faixa de +/- 50%. Foram encontradas 133 PCH no período de julho de 2004 a 2014 (o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro passou a operar / 55 // 56 /). <i>Etapa 3: dentro dos projetos identificados na Etapa 2, identifique aqueles que não são atividades de projeto MDL registradas, atividades de projeto submetidas para registro ou atividades de projeto em fase de validação. Anote seu número Nall.</i> Conforme verificado no site da UNFCCC, de 133 PCHs, foram excluídos projetos de MDL, resultando em 63 projetos / 54 /. <i>Etapa 4: em projetos similares identificados na Etapa 3, identifique aqueles que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta. Observe seu número Ndiff.</i> De 63 projetos, foram excluídos os projetos que receberam incentivos financeiros do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) e plantas com densidade de potência abaixo de 4W / m2. Foi considerado na análise o período de julho de 2004, quando começou a operar o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro / 55 // 56 /, encontrou-se 53 usinas diferentes / 54 /. <i>Etapa 5: calcular o fator $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$ representando a parcela de projetos similares (taxa de penetração da medida/tecnologia) usando uma medida/tecnologia semelhante à medida/tecnologia usada na atividade de projeto proposta que forneça a mesma saída ou como a atividade de projeto proposta.</i> $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$ $F = 1 - 53 / 63$ $F = 0,16 \text{ (abaixo de } 0,2)$ e $N_{all} - N_{diff} = 63 - 53 = 10$ A partir desta análise é possível concluir que o projeto não é prática comum.
Resultados	CL 01: O PP deve esclarecer a data de início x data da decisão de investimento, uma vez que a referência utilizada para o investimento (R\$ 110.737.550,07) / 40 / é de 29/08/2007. Para fechar o CL 01, o PP explicou que a decisão de investimento está relacionada com o Leilão Aneel / CCEE # 20, onde o PP aceita o lance oferecido neste leilão de R\$ 160,90/MWh e a data de início é quando a assinatura do Acordo de Compra de Energia datado de 23/09/2015. CL02: Solicita-se à PP que esclareça a razão para utilizar os valores dos custos de O & M "Relatório de Custos de Energia IRENA" 2014, Capítulo 7, página 118 "se houve dados disponíveis da mesma fonte utilizada para o CAPEX da EPE Anexo 8_Ficha de Dados_EPE_O&M. Para fechar CL 02, o PP forneceu a evidência que o parâmetro de O&M usado era o mais conservador disponível. Uma vez que os valores do Relatório de Custos de Energia da IRENA para O&M são 30% inferiores ao valor apresentado na fonte da EPE Anexo 8_Ficha de Dados EPE_O&M. CL03: Solicita-se ao PP que esclareça o valor utilizado para a Taxa de Inspeção ANEEL, no Despacho Nº 71 - 14/01/2014 não foi encontrado para o projeto Lajari. Para fechar CL 03: A PP apresentou evidência para o preço base de R\$ 470,63 por kW instalado serve para todo Produtor Independente de Energia no Brasil da ANEEL. CL04: Esclarecer a vida útil do equipamento, na seção C.1.2, a vida útil do Equipamento é de 30 anos, na análise de investimento foi considerada esta evidência "Documento" Estudo de Vida e Depreciação "ou" Estudo de Vida Útil Econômica " Taxa

	de Depreciação "- 50 anos para o equipamento Turbinas e Geradores. Turbinas, ver v.2, página 249. Para geradores, consulte v.1, página 294. " Fechar CL 04: A partir das evidências fornecidas foi possível verificar que a autorização de exploração da PCH Lajari expira em agosto de 2050, 35 anos após a publicação da portaria, além disso é conservador usar na análise de investimento o maior valor entre Gerador (30 anos), Turbina (40 anos) e Casa de Força (50 anos). CAR 03: PP não forneceu a análise da prática comum de acordo com a metodologia - Avaliação da prática comum. Para fechar o CAR 03, o PP forneceu a análise da prática comum revisada de acordo com a análise da Ferramenta Metodológica - Avaliação da prática comum.
Conclusão	Avaliando as evidências apresentadas e cruzando as informações contidas, a RINA considera que o raciocínio para o projeto proposto na demonstração de adicionalidade é credível e razoável, ou seja, o projeto proposto tem a capacidade de reduzir as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes inferiores às que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrado, pelo VVS para. 7.11.7.

D.8.7 Reduções de emissões

Meios de validação	A metodologia aprovada de linha de base e de monitoramento ACM0002 - Metodologia Consolidada de Grande Escala: Geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede foi aplicada /5/. Os parâmetros ex-ante que são mencionados na metodologia estão incluídos no DCP e são fornecidos de acordo com a metodologia:			
		Dado/parâmetro	Unidade	Valor aplicado
	1	Cap_{Lajari}	W	0
	2	$A_{Lajari,y}$	m ²	0

Conforme linha de base aplicada Metodologia / 05 /, CapBL para novas usinas hidrelétricas são consideradas 0, o que é o caso desta atividade de projeto, verificada durante a visita ao local e /24/ /29//30/.

Conforme linha de base aplicada Metodologia / 05 /, CapBL para novas usinas hidrelétricas são consideradas 0, o que é o caso desta atividade de projeto, verificada durante a visita ao local e /24/ /29//30/.

As reduções de emissões são calculados como se segue:

$ER_y = BE_y - PE_y$

Onde:

ER_y = Redução de emissão no ano y (tCO₂e/ano);

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

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

Para a atividade de projeto proposta, nem as emissões nem as fugas do projeto são consideradas para a atividade de projeto: $PE_y = 0$, logo $ER_y = BE$

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

Emissões da linha de base (BE_y em tCO₂/ano) são o produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO₂/MWh) multiplicado pela eletricidade fornecida pela atividade de projeto à rede ($EG_{PJ,y}$ em MWh/ano), como segue:

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

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

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade líquida gerada que é produzida e fornecida à rede pela implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/ano);

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para geração conectada a rede no ano y,

calculado usando a última versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (tCO₂/MWh).

Energia gerada (EG_{PJ,y})

A atividade de projeto é a instalação de novas usinas / unidades de energia renovável conectadas à rede no local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes de sua implementação, classificada como uma usina de energia renovável *Greenfield* (nova).

O EGPJ, y é baseado na estimativa de energia a ser inserida anualmente na rede pela atividade do Projeto, que considera a potência líquida da usina, informações fornecidas pela ANEEL e pelo Ministério de Minas e Energia. Então:

$$EGP_{J,y} = EG_{facility,y}$$

Onde:

EG_{PJ,y} = Quantidade de eletricidade líquida gerada que é produzida e fornecida à rede pela implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh/yr);

EG_{facility,y} = Quantidade de eletricidade líquida gerada pela usina/unidade do projeto que é produzida e fornecida à rede no ano y (MWh/yr).

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

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

PASSO 1. Identificar os sistemas de eletricidade relevantes;

PASSO 2. Escolher se incluir usinas fora da rede no sistema elétrico do projeto (opcional);

PASSO 3. Selecione um método para determinar a margem operacional (OM);

PASSO 4. Calcular o fator de emissão da margem operacional 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 os sistemas de eletricidade relevantes

Considerando o exposto na "Ferramenta de cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico" e o fato de que a AND brasileira publicou a Resolução nº 8, de 26 de maio de 2008, que define a Rede Interligada Brasileira como um único sistema que cobre todas as cinco regiões macro-geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste), os limites do sistema elétrico brasileiro estão claramente definidos.

Passo 2: Escolher se incluir usinas off-grid no sistema elétrico do projeto

(Opcional) Dado que a AND brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão com base apenas na informação das usinas da rede elétrica, as usinas fora da rede elétrica não são consideradas (Opção I).

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

O método adotado para o cálculo da margem operacional é "Análise de dados de despacho OM" (Opção c).

O cálculo é realizado pela AND brasileira e disponibilizado ao público.

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

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

O fator de emissão pela análise do despacho (OM), é calculado da seguinte forma:

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

Onde:

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

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

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

EG_{PJ,y} = Total da eletricidade deslocada pela atividade de projeto no ano y (MWh).

h = Horas no ano y no qual a atividade de projeto está deslocando a eletricidade da rede

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

O método EF_{EL,DD,h} é definido pela AND Brasileira que é o responsável pelo seu cálculo.

Passo 5: Cálculo do Fator de Emissão da Margem de Construção (BM)

Para o primeiro período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente, ex post (Opção 2).

De acordo com a ferramenta, o fator de emissão da margem de construção (BM) é calculado da seguinte forma:

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

Onde:

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

$EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue a rede pela unidade de potência m no ano y (MWh)

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

m = Unidade de potência incluídas na margem de construção

y = Mais recente ano histórico para o qual a geração de eletricidade está disponível

O Fator de emissão de CO₂ para cada unidade de potência m ($EF_{EL,m,y}$) deve ser determinado pela ferramenta

Passo 4 (a) para o OM simples, utilizando as opções A1, A2 ou A3, utilizando para y o ano histórico mais recente para o qual os dados de geração de eletricidade estão disponíveis e usando para m as unidades de potência incluídas na margem de construção.

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

Etapa 6: Calcule o fator de emissão de margem combinada (CM)

Para o cálculo do fator de emissão de margem combinada, o método CM ponderado médio (Opção a) deve ser utilizado como opção preferencial.

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

Onde:

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

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

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

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

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

$w_{OM} = 0,50$ and $w_{BM} = 0,50$ para o primeiro, segundo e terceiro período de créditos.

Considerando o exposto na "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um Sistema Elétrico" (tCO₂ / MWh), e o fato de a AND brasileira ter publicado a Resolução nº 8, de 26 de Maio de 2008, que define a Rede Interconectada Brasileira como um único sistema que abrange todos as cinco macro regiões do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste), as fronteiras do sistema elétrico brasileiro estão claramente definidas.

Para $EF_{grid,OM-DD,y}$ *estimativa ex-ante*, foi calculada uma média aritmética de 12 meses dos fatores e emissão da margem de operação, publicada pela AND (dados disponíveis para o ano de 2015) /51/.

Logo, O Fator de emissão da margem de operação é:

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

Logo, temos que o fator de emissão da margem de construção é:

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

Etapa 6: Calcule o fator de emissão de margem combinada (CM)

Para o cálculo do fator de emissão de margem combinada (combinação de margens de operação e de construção) é utilizada uma fórmula de média ponderada, considerando $w_{OM} = 0,50$ e $w_{BM} = 0,50$.

Como uma abordagem conservadora, abaixo é apresentado o fator de emissão calculado com quatro casas decimais, arredondado para baixo.

Assim, o resultado é:

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

MARGEM DE OPERAÇÃO
Média do Fator de Emissão (tCO ₂ / MWh)

		MÊS											
		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
2015		0,5755	0,5784	0,5767	0,5465	0,5469	0,5785	0,5686	0,5545	0,5308	0,5434	0,5513	0,545
MARGEM DE CONSTRUÇÃO													
Média do Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh) - ANUAL													
2015		0,2553											
As emissões da linha de base são proporcionais à eletricidade entregue à rede ao longo de toda a vida útil do projeto. São calculados multiplicando-se o fator de emissão da linha de base da eletricidade ($EF_{grid, CM, y}$) pela geração de eletricidade da atividade do projeto. $BEy = EG_{PJ, y} \cdot EF_{grid, CM, y}$ $BEy = 95.484 \cdot 0,3309 = 31.595 \text{ tCO}_2/\text{ano}$ O valor da Emissão do Projeto (PEy) é 0. Logo: $ERy = BEy - PEy$ $ERy = 31.595 - 0 = 31.595 \text{ (tCO}_2\text{e/ano)}$													
Resultados	SAC 04: O PP é solicitado a usar os mais recentes valores do fator de emissão de rede brasileira disponibilizados publicamente pela AND brasileira. Para encerrar o SAC 04, o PP forneceu o DCP com o EF atualizado.												
Conclusão	É opinião da RINA que as equações e parâmetros aplicados na estimativa do DCP e da planilha de RCEs para calcular as emissões do projeto, as emissões de linha de base, as fugas e as reduções de emissões estão de acordo com os requisitos da metodologia aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade por fonte renováveis conectadas a rede", /5 / e ferramentas aplicáveis /14/. Todas as estimativas das emissões da linha de base podem ser replicadas usando os dados e parâmetros providos no DCP.												

D.8.8. Plano de monitoramento

Meios de validação	A metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002 -Metodologia consolidada de Grande Escala: Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis foi aplicadas/ 5 /.									
	Parâmetros monitorados ex-post Os parâmetros ex-post que são mencionados na metodologia estão incluídos no DCP e são fornecidos em conformidade com a metodologia, e serão monitorados durante o período de crédito:									
	<table><tr><th></th><th>Dado/parâmetro</th><th>Avaliação</th></tr><tr><td>1</td><td>$EG_{facility,y}$ - Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecido pelo projeto / unidade para a rede no ano y.</td><td>Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida Pela atividade de projeto proposta para a rede no ano y. Este valor é calculado com base na energia assegurada / 41 /, que multiplicado por 8.760 horas / ano, resultou nas seguintes quantidades de geração de eletricidade. A quantidade de eletricidade fornecida à rede será cruzada com o banco de dados da CCEE. A quantidade de eletricidade fornecida pela unidade do projeto será medida por medidores de eletricidade que seguirão os procedimentos de rede da ONS com classe de precisão 0,2 / 52 /.</td></tr><tr><td>2</td><td>$EF_{grid,CM,y}$ Fator de emissão de CO2 da Margem Combinada para a rede conectada. A geração no</td><td>Fator de emissão de CO2 da margem combinada para a geração de energia conectada a rede no ano y calculada utilizando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o Fator de emissão para um sistema elétrico "de 0,3309tCO2/MWh. A Margem Combinada é calculada através de uma fórmula de média ponderada, considerando $EF_{grid,OM-DD,y}$ e o $EF_{grid,BM,y}$ e os ponderamentos padrões são $w_{OM} = 0,50$</td></tr></table>			Dado/parâmetro	Avaliação	1	$EG_{facility,y}$ - Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecido pelo projeto / unidade para a rede no ano y.	Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida Pela atividade de projeto proposta para a rede no ano y. Este valor é calculado com base na energia assegurada / 41 /, que multiplicado por 8.760 horas / ano, resultou nas seguintes quantidades de geração de eletricidade. A quantidade de eletricidade fornecida à rede será cruzada com o banco de dados da CCEE. A quantidade de eletricidade fornecida pela unidade do projeto será medida por medidores de eletricidade que seguirão os procedimentos de rede da ONS com classe de precisão 0,2 / 52 /.	2	$EF_{grid,CM,y}$ Fator de emissão de CO2 da Margem Combinada para a rede conectada. A geração no
	Dado/parâmetro	Avaliação								
1	$EG_{facility,y}$ - Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecido pelo projeto / unidade para a rede no ano y.	Quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida Pela atividade de projeto proposta para a rede no ano y. Este valor é calculado com base na energia assegurada / 41 /, que multiplicado por 8.760 horas / ano, resultou nas seguintes quantidades de geração de eletricidade. A quantidade de eletricidade fornecida à rede será cruzada com o banco de dados da CCEE. A quantidade de eletricidade fornecida pela unidade do projeto será medida por medidores de eletricidade que seguirão os procedimentos de rede da ONS com classe de precisão 0,2 / 52 /.								
2	$EF_{grid,CM,y}$ Fator de emissão de CO2 da Margem Combinada para a rede conectada. A geração no	Fator de emissão de CO2 da margem combinada para a geração de energia conectada a rede no ano y calculada utilizando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o Fator de emissão para um sistema elétrico "de 0,3309tCO2/MWh. A Margem Combinada é calculada através de uma fórmula de média ponderada, considerando $EF_{grid,OM-DD,y}$ e o $EF_{grid,BM,y}$ e os ponderamentos padrões são $w_{OM} = 0,50$								

	ano y calculada com a última versão da "Ferramenta para calcular o Fator de emissão para um Sistema elétrico".	e $w_{BM} = 0,50$. De acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". Os valores do fator de emissão da rede brasileira São disponibilizados pela AND Brasileira / 51 /. Frequência de monitoramento: anualmente
3	Cap_{PJ-SHP} <i>Lajari</i> Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto. Baseado nas placas de identificação de equipamentos de geração elétrica. Valor aplicado: 20.880.000 /24/. Frequência de monitoramento: anualmente Determinado com base em padrões reconhecidos. Estes dados serão aplicados para o cálculo da Densidade de Potência.
4	$APJ-SHP$ <i>Lajari</i>	Área do reservatório medida na superfície da água, Após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio / 24 /. As áreas dos reservatórios serão monitorados através de dados topográficos no local da atividade de projeto (feita uma vez no momento da concepção do Projeto) e o nível do reservatório monitorado anualmente pelo patrocinador do projeto.

Sistema de gerenciamento e garantia da qualidade

1) Geração de energia e sistema de mensuração – $EG_{facility,y}$:

A eletricidade líquida entregue à rede será continuamente medida e mensalmente verificado através dos medidores de eletricidade (um principal e um reserva) instalado. Os medidores devem estar de acordo com as normas nacionais estabelecidas pelo módulo ONS 12.2 (que podem ser visualizadas através do link: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx) /52/, e regulamentação da indústria para garantir a precisão.

A calibração dos medidores será realizada por uma organização qualificada e em conformidade com as normas e regulamentos industriais nacionais para assegurar precisão. A periodicidade da calibração seguirá o Procedimento 12.3 do ONS. De acordo com os procedimentos do ONS, a calibração do medidor deve ocorrer 2 anos dentro dos requisitos da diretriz SSC.

Após a calibração, os medidores devem ser selados por segurança e os certificados devem ser registrados com outros registros de controle. A classe de precisão equipamento que será utilizado na atividade de projeto está sob a (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas). Pode ser visto no Procedimento 12.2 do ONS /52/.

Os medidores de eletricidade localizados na subestação medem a eletricidade líquida gerada pela atividade do projeto, isto é, a eletricidade despachada para a rede. Esses dados são utilizados para o cálculo das reduções de emissões. A energia elétrica despachada à rede será verificada com o recibo de venda (registros de venda da eletricidade) e/ou controle interno. A calibração dos medidores situados no "ponto de conexão" da rede será realizada de dois em dois anos conforme exigido pelo Procedimento da Rede do ONS /53/.

Além das medições de eletricidade realizadas pelos donos do projeto, toda a geração das pequenas usinas hidrelétricas também são monitorados on-line pela CCEE, logo em linha com os procedimentos de rede brasileiros /52 /. O sistema da CCEE possui um sistema de comunicação que tem a função de enviar os dados da eletricidade despachada para a rede elétrica para a CCEE. A CCEE é responsável pelas leituras mensais e por manter os registros da energia despachada.

Todos os dados coletados no período de monitoramento serão arquivados eletronicamente e pelo menos 2 anos após o último período de obtenção de créditos.

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

	Serão monitorados ex-post usando os dados públicos disponíveis pela AND Brasileira /51/. 3) Capacidade Instalada – Cap_{PJ}: No Brasil, a capacidade instalada das usinas hidrelétricas é determinada e autorizada pela Agência reguladora competente. Além disso, qualquer modificação deve também ser autorizada e disponibilizada ao público.
Resultados	NA
Conclusão	O plano de monitoramento está de acordo com a metodologia de monitoramento; o plano de monitoramento dará oportunidade para a medição real das reduções de emissões A RINA confirma que as medidas de monitoramento descritas no plano de monitoramento são viáveis no âmbito da concepção do projeto, bem como os meios de implementação são suficientes para garantir a verificação da redução das emissões por / resultante da atividade de projeto MDL proposta pode ser relatada ex post e verificado.

D.9. Duração e período de créditos

Meios de validação	A expectativa de vida operacional da atividade do projeto é de 30 anos. Um período de crédito de renovável é escolhido para a atividade de projeto e a duração do primeiro período de crédito é de 7 anos a partir de 01/01/2017, ou a data de registro da atividade de projeto na CQNUMC, o que ocorrer depois. As reduções de emissões de GEE são estimadas em 31.595 tCO₂e por ano e 221.165 tCO₂e ao longo do período de 7 anos.
Resultados	CL 04: Esclarecer a vida útil do equipamento, na seção C.1.2 a vida útil do equipamento é de 30 anos, na análise de investimento foi considerada esta evidência Documento " <i>Lifetime and Depreciation Study</i> "ou" Estudo de Vida Útil Econômica " Taxa de Depreciação "- 50 anos para os equipamentos Turbinas e Geradores. Para turbinas, veja v.2, página 249. Para geradores, veja v.1, página 294. " Para fechar CL 04: Pela evidência providenciada foi possível verificar que a autorização da exploração da PCH Lajari expira em Agosto de 2050, 35 anos após publicação da audiência, contudo é conservador usar na análise de investimento o maior valor entre Gerador (30 anos), Turbina (40 anos) e Casa de Força (50 anos). CL 05: O PP é solicitado a esclarecer a data de início do período de crédito, na seção C.1.2 do DCP, o primeiro período de obtenção de créditos está previsto para 01/01/2018 enquanto a planilha de RCEs 01/01/2017. Para fechar a CL 05, a planilha de RCEs foi revisada considerando a data de início do período de crédito de 01/01/2018.
Conclusão	A opinião da RINA é que a data de início do projeto, vida útil operacional esperada, tipo e duração do período de crédito e data de início do período de crédito descritos no DCP estão de acordo com as disposições da Norma de Projeto.

D.10. Impactos ambientais

Meios de validação	De acordo com a legislação ambiental brasileira, para as usinas de energia elétrica com potência superior a 10 MW, é necessária uma Avaliação de Impacto Ambiental (EIA) e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) para outorgar a Licença Preliminar e a Licença de Instalação e Licença de Operação. No caso da atividade de projeto, foram realizados estudos ambientais para a emissão de licenças conforme exigido pelas agências ambientais. O RINA avaliou as licenças EIA / RIMA / 35 / e ambiente, onde são dados os programas que o PP deverá seguir.
Resultados	CL 06: De acordo com a Norma do Projeto, parágrafo 7.4 "... Entidade coordenadora/gestora deve fornecer um resumo da análise e referências a toda a documentação relacionada ". O DCP versão 1 não indica todos os relacionados com os impactos ambientais, tais como a referência de EIA / RIMA e Licenças ambientais / 36 // 37 /.

	Para fechar a CL 6, o DCP foi revisado incluindo todos os documentos relacionados de impactos ambientais.
Conclusão	RINA verificou que aspectos ambientais da atividade de projeto foram analisados pela agência ambiental durante emissão das licenças /36//37/.

D.11. Consulta as partes interessadas locais

Meios de validação	De acordo com a Resolução Brasileira nº 7 /33 / CEE, a consulta local das partes interessadas deve começar 15 dias antes da publicação do DCP para as Partes Interessadas Globais. O PP seguiu as exigências da AND brasileira /330/. Cartas convidando a comentar o projeto datado de 29/04/2016 e o Aviso de Recebimento (AR) foram fornecidos como se segue / 34 /: - Prefeitura de Alto Taquari – MT datado 29/04/2016; - Câmara Municipal de Alto Taquari - MT datado 29/04/2016 - Agência de Meio Ambiente do Mato Grosso datado 29/04/2016; - Secretaria de Meio Ambiente de Alto Taquari datado 29/04/2016; - Ministério Público Estadual do Estado do Mato Grosso datado 29/04/2016; - Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente datado 29/04/2016; - Associação Comercial e de Negócios de Alto Taquari datado 29/04/2016; - Sindicato Rural de Alto Taquari datado 29/04/2016; - Ministério Público Federal datado 29/04/2016. Nenhum comentário foi recebido.
Resultados	NA
Conclusão	A RINA pode confirmar que o processo é adequado e credível para a consulta às partes interessadas locais e em conformidade com as exigências brasileiras em vigor para a consulta das partes interessadas locais. Além disso, a RINA pôde confirmar que a consulta às Partes Interessadas Locais está em conformidade com o parágrafo 7.14 /4/ do VVS.

SEÇÃO E. Controle de qualidade interno

O relatório de validação final antes de ser submetido a registro será submetido a uma revisão técnica interna independente para confirmar que todas as atividades de validação foram concluídas de acordo com as instruções pertinentes da RINA . A revisão técnica será realizada por um revisor técnico qualificado de acordo com o esquema de qualificação da RINA para a validação e verificação do MDL.

SEÇÃO F. Opinião da Validação

RINA Serviços Spa (RINA) realizou uma validação da atividade de projeto "Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200)" no Brasil, com relação aos requisitos relevantes para atividades do MDL.

A revisão do documento de concepção projeto e as subsequentes entrevistas de acompanhamento forneceram ao RINA evidência suficiente para determinar o cumprimento dos critérios estabelecidos.

A parte anfitriã é o Brasil. O Brasil cumpre os requisitos para participar do MDL. O projeto é um projeto unilateral, portanto nenhuma Parte do Anexo I é identificada. O projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 17.0) / 5 /.

Ao gerar energia renovável a partir da usina hidrelétrica, o projeto resulta na redução de emissões de CO₂ que são reais, mensuráveis e proporcionam benefícios a longo prazo para a mitigação das mudanças climáticas. Está demonstrado que o projeto não é um cenário de linha de base provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são, portanto, adicionais às que ocorreriam na ausência da atividade de projeto.

As reduções de emissões totais do "Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200)" são estimadas que sejam em média de 31.595 tCO₂e por ano durante o período renovável selecionado de sete anos de crédito. A previsão de redução de emissões foi verificada e julga-se provável que o valor declarado seja alcançado uma vez que os pressupostos subjacentes não mudam.

O plano de monitoramento prevê o monitoramento das reduções de emissões do projeto. As providências de monitoramento descritas no plano de monitoramento são viáveis dentro do projeto e é opinião da RINA que os participantes do projeto são capazes de implementar o plano de monitoramento.

Em conclusão, a RINA considera que a atividade de projeto "Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200)", no Brasil, conforme descrito no DCP versão 3 de 08/12/2016, atende a todos os requisitos relevantes da CQNUMC para o MDL e todos os critérios relevantes da Parte Anfitriã e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 17.0) / 5 /.

Pendente LoA.

CDM-VAL-FORM

Apêndice 1. Abreviações

Abreviações	Texto completo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BE	Emissões de Linha de Base
SAC	Solicitação de Ação Corretiva
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDL M&P	Modalidades e Procedimentos do MDL
MDL-PCP	Procedimento de Ciclo de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDL-OS	Norma de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDL-VVS	Norma de Verificação e Validação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
RCE(s)	Reduções de Emissão Certificadas
CH ₄	Metano
CL	Solicitação de Esclarecimento
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Equivalência em dióxido de carbono
CRT	Equipe de Coordenação e Controle Técnico
DCI	Divisão de Certificação de RINA Services Spa
AND	Autoridade Nacional Designada
EOD	Entidade Operacional Designada
EB	Diretoria Executiva
EIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ER	Reduções de Emissões
SAF	Solicitação de Ação Futura
GEE(s)	Gases de efeito estufa
GWP	Potencial de Aquecimento Global
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
LoA	Carta de Aprovação
MoV	Meios de Verificação
MoC	Declaração de Modalidades de Comunicação
MP	Plano de Monitoramento
MR	Relatório de Monitoramento
NGO	Organização Não Governamental
ODA	Assistência ao Desenvolvimento Oficial
DCP	Documento Concepção de Projeto
PE	Emissão de Projeto
PP(s)	Participante (s) do Projeto
Ref.	Referência de Documento
RINA	RINA Services Spa
SS(s)	Escopo Setorial
TA(s)	Área (s) Técnica (s)
SSC	Pequena Escala
CQNUMC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

Apêndice 2. Competência de membros da equipe e revisores técnicos



RINA

CERTIFICATO DI QUALIFICA QUALIFICATION CERTIFICATE

Si attesta che il sig./sig.ra:

Geisa Maria Principe Branco Suettoni

We declare that Mr/Mrs/Ms:

è qualificato come¹:
is qualified as:

CDM-TEC, VAL, VER, TL

per le seguenti aree tecniche:
for the following technical areas:

1.1, 1.2, 13.1

AREE TECNICHE TECHNICAL AREAS	DESCRIZIONE DELL'AREA TECNICA TECHNICAL AREA DESCRIPTION	SCOPO SETTORIALE SECTORAL SCOPE
1.1	Thermal Energy generation	1
1.2	Energy generation from renewable energy sources	1
13.1	Waste Handling and Disposal	13

in accordo alle istruzioni della Divisione Certificazione.
in accordance with the instructions of the Certification Division.

REVISIONE REVISION	DATA DATE	MOTIVAZIONI PER LA REVISIONE REASON FOR THE REVISION
0	27-08-2009	-
9	17-07-2015	Updating qualification according AS version 6

Il Resp. QPT
Head of QPT

Roma Suettoni

¹ Legend:

VAL: Validator
VER: Verifier
TEC: Technical Expert
TL: Team Leader
FIN-EXP: Financial Expert
DET: Determiner

CDM: Clean Development Mechanism
VCS: Verified Carbon Standard
GS: Gold Standard
SCS: SocialCarbon Standard
JI: Joint Implementation

RINA Services S.p.A. è accreditata da UNFCCC, quale Entità Operativa Designata (DOE), per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti CDM, da VCSA per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti VCS, da GS Foundation, per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti GS, da Ecologica Institute per condurre la Validazione e la Verifica di rapporti SCS.

RINA Services S.p.A. is accredited by the UNFCCC, as Designated Operational Entity (DOE), to carry out Validation and Verification of CDM Projects, by the VCSA, to carry out Validation and Verification of VCS Projects, by the GS Foundation, to carry out Validation and Verification of GS Projects and by the Ecologica Institute, to carry out Validation and Verification of SCS Reports.

GHG_QUAL_CERT_EN_04_12

Page 1 of 1



**CERTIFICATO DI QUALIFICA
QUALIFICATION CERTIFICATE**

Si attesta che il sig./sig.ra:
We declare that Mr/Mrs/Ms:

Mayra Rocha

è qualificato come¹:
is qualified as:

CDM-FIN EXP, CDM-TEC

per le seguenti aree tecniche:
for the following technical areas:

1.2

AREE TECNICHE TECHNICAL AREAS	DESCRIZIONE DELL'AREA TECNICA TECHNICAL AREA DESCRIPTION	SCOPO SETTORIALE SECTORAL SCOPE
1.2	Renewable Energy	1

in accordo alle istruzioni della Divisione Certificazione.
in accordance with the instructions of the Certification Division.

REVISIONE REVISION	DATA DATE	MOTIVAZIONI PER LA REVISIONE REASON FOR THE REVISION
0	05-08-2015	First issue

Il Resp. QPT
Head of QPT

Roma Severino

¹ Legend:

VAL: Validator
VER: Verifier
TEC: Technical Expert
TL: Team Leader
FIN-EXP: Financial Expert
DET: Determiner

CDM: Clean Development Mechanism
VCS: Verified Carbon Standard
GS: Gold Standard
SCS: SocialCarbon Standard
JI: Joint Implementation

RINA Services S.p.A. è accreditato da UNFCCC, quale Entità Operativa Designata (DOE), per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti CDM, da VCSA per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti VCS, da GS Foundation, per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti GS, da Ecologic Institute per condurre la Validazione e la Verifica di rapporti SCS.

RINA Services S.p.A. is accredited by the UNFCCC, as Designated Operational Entity (DOE), to carry out Validation and Verification of CDM Projects, by the VCSA, to carry out Validation and Verification of VCS Projects, by the GS Foundation, to carry out Validation and Verification of GS Projects and by the Ecologic Institute, to carry out Validation and Verification of SCS Reports.



CERTIFICATO DI QUALIFICA **QUALIFICATION CERTIFICATE**

Si attesta che il sig./sig.ra:
We declare that Mr/Mrs/Ms:

Rita Valoroso

è qualificato come:
is qualified as:

CDM -TEC, -VAL, -VER, -TL
TECHNICAL REVIEWER

per le seguenti aree tecniche:
for the following technical areas:

1.2, 3.1, 13.1

AREE TECNICHE TECHNICAL AREAS	DESCRIZIONE DELL'AREA TECNICA TECHNICAL AREA DESCRIPTION	SCOPO SETTORIALE SECTORAL SCOPE
1.2	Renewables	1
3.1	Energy demand	3
13.1	Solid Waste and waste water	13

in accordo alle istruzioni della Divisione Certificazione.
in accordance with the instructions of the Certification Division.

REVISIONE REVISION	DATA DATE	MOTIVAZIONI PER LA REVISIONE REASON FOR THE REVISION
0	18-01-10	-
10	06/04/2016	Update qualification TA 3.1

Il Resp. QPT
Head of QPT

Rita Valoroso

¹ Legend:

VAL: Validator
VER: Verifier
TEC: Technical Expert
TL: Team Leader
FIN-EXP: Financial Expert
DET: Determiner

CDM: Clean Development Mechanism
VCS: Verified Carbon Standard
GS: Gold Standard
SCS: SocialCarbon Standard
JI: Joint Implementation

RINA Services S.p.A. è accreditato da UNFCCC, quale Entità Operativa Designata (DOE), per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti CDM, da VCSA per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti VCS, da GS Foundation, per condurre la Validazione e la Verifica di Progetti GS, da Ecologica Institute per condurre la Validazione e la Verifica di rapporti SCS

RINA Services S.p.A. is accredited by the UNFCCC, as Designated Operational Entity (DOE), to carry out Validation and Verification of CDM Projects, by the VCSA, to carry out Validation and Verification of VCS Projects, by the GS Foundation, to carry out Validation and Verification of GS Projects and by the Ecologica Institute, to carry out Validation and Verification of SCS Reports

Apêndice 3. Documentos revisados ou referenciados

No.	Autor	Título	Referência para o documento	Fornecedor
1	Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Eireli	DCP-MDL para a atividade de projeto : Projeto MDL da PCH Lajari (JUN1200)	Versão 1 de 13/05/2016 Versão 2.1 de 22/09/2016 Versão 3 de 09/12/2016	PP
2	Conselho Executivo do MDL	Procedimento para Ciclo de Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Versão 09.0 de 20/02/2015	Outro
3	Conselho Executivo do MDL	Padrão de Projeto para Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Versão 09.0 de 20/02/2015	Outro
4	Conselho Executivo do MDL	Padrão de Validação e Verificação para Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Versão 09.0 de 20/02/2015	Outros
5	Conselho Executivo do MDL	ACM0002 – Metodologia consolidada de larga escala: Geração de eletricidade por fonte renovável conectada a rede Versão 17.0	Versão 17.0 de 13/05/2016	Outros
6	CQNUMC	Status da ratificação disponível no sítio de internet em < http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php > e autoridade nacional disponível em < http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html >. Disponível em Inglês.	Acessado em 16/08/2016	Outros
7	Conselho Executivo do MDL	CDM-MOC-FORM – Declaração de Modalidade de Comunicação	Versão 02.3 de 22/05/2015	Outros
8	Conselho Executivo do MDL	Glossário de termos MDL	Versão 07.0 de 23/11/2012	Outros
9	Conselho Executivo do MDL	CDM-PDD -FORM – Formulário do Documento de Concepção do Projeto	Versão 08.0 de 22/07/2016	Outros
10	Conselho Executivo do MDL	CDM-VAL-FORM – Relatório de Validação para atividade de projeto de MDL	Versão 02.0 de 22/07/2016	Outros
11	Conselho Executivo do MDL	Ferramenta para calcular as emissões de CO ₂ do projeto ou fugas por combustão de combustível fóssil.	2.0.0 de 02/08/2008	Outros
12	Conselho Executivo do MDL	Guia para relatório e validação do fator de carga das usinas	Versão 01 de 17/07/2009	Outros
13	MDL Conselho Executivo	Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade	Versão 07.0.0 de 23/11/2012	Outros
14	MDL Comitê Executivo	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico	Versão 05.0 de 27/11/2015	Outros
15	MDL Comitê Executivo	Ferramenta metodológica - Análise de investimentos	Versão 06.0 de 24/07/2015 Versão 07.0 de 04/11/2016	Outros
16	MDL Comitê Executivo	Ferramenta metodológica - prática comum	Versão 03.1 de 03/06/2015	Outros
17	Comissão	Resolução nº 7, de 05/03/2008, estabelece os requisitos para	acessado	Outros

	Interministerial de Mudanças Globais do Clima" (AND Brasileira)	a consulta local das partes interessadas, disponível em Português em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0219/219489.pdf	em 16/08/2016	
18	CQNUMC	Sítio de internet: consideração prévia do MDL, disponível em inglês em http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notificacoes / index_html >, descreve a notificação recebida em 18/11/2015	avaliado em 16/08/2016	Outros
19	Lajari	MoC - Lajari Energética SA Assinado por Leandro da Silva Costa de Miranda	15/08/2016	PP
20	Leandro da Silva Costa de Miranda	ID MG-11.865.438	23/02/2012	PP
21	Lajari	Contrato Social "Contrato Social de Constituição de: Lajari Energética S.A	25/05/2007	PP
22	Lajari	Notas de reunião: Nomear Leandro da Silva Costa de Miranda como diretor	08/09/2015	PP
23	Carbotrader Assessoria e Consultoria em energia Eireli	Planilha CERs "CERs JUN1200_v1.xls", versão 1 de 13/05/2016 , CERs JUN1200 v2	Versão 1 de 13/05/2016 Versão 2 de 08/12/2016	PP
24	ANEEL	ANEEL: Despacho N ° 2.988 de 04/08/2014 (Aprovação do projeto básico) "LJ2014.08.05 - DESPACHO 2.988 ANEEL - APROVA PROJETO BÁSICO.pdf"	04/08/2014	Outros
25	Lajari	Acordo de Compra de Energia (PPA): há 38 assinaturas no PPA. Foram mostrados 3 PPAs. - RIO GRANDE ENERGIA S.A (CCEAR N ° 25866/14) - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS LTDA (CCEAR N ° 25830/14) - AES SUL DISTRIBUIDORA (CCEAR N ° 25829/14)	23/09/2015	PP
26	CQNUMC	Notificação recebida pela CQNUMC http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html (Acessado em 18/08/2016)	18/08/2016	Outros
27	Lajari	Contrato para fornecimento dos equipamentos e serviços - 20529871-CT-01: HIDRÁULICA INDUSTRIAL SA INDÚSTRIA E COMÉRCIO; WEG Equipamentos Elétricos S / A (contrato de aquisição de equipamentos) "Contrato WEG-HISA.doc"	25/11/2015	PP
28	ANEEL	Leilão realizado em 29/10/2014 "Cronograma_Leilão06_2014_a-5_20len.pdf"; "EDITAL_Leilao_A_2014_republicacao_20len_.pdf"; "Resultado_site_20en_a5.pdf"	29/10/2014	Outros
29	SEMA	Licença ambiental prévia, nº 296680/2008 emitida pela Secretaria De Estado do Meio Ambiente - SEMAT / MT "LJ2008.11.26 LP 296680 Venc 26 11 2008.pdf "	26/11/2008	Outros
30	SEMA	Licença ambiental de instalação, nº 64025/2014 emitido pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente - SEMAT / MT - válido 03/07/2017 "LJ2014.07.04 LI_64025 SEMA Val_03.07.2017.pdf"	04/07/2014	Outros
31	ONS	Procedimentos de Grid disponíveis em português em: http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx	Acessado em 20/08/2016	Outros
32.	MCT	Fatores de Emissão de CO2 da Margem Operacional Método de Análise de Dados de Despacho http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html	Acessado em 20/08/2016	Outros
33	COMISSÃO Interministerial de Mudança	Resolução nº 7, de 05/03/2008, estabelece os Requisitos para a consulta local das partes interessadas, disponíveis em Português na página http://www.mct.gov.br/upd_blob/0219/219489.pdf	Avaliado em 20/07/2016	Outros

	Global do Clima " (AND Brasileira)			
34	Lajari	Cartas convidando para comentar o projeto datadas de 29/04/2016 E o aviso de recebimento (AR) foram fornecidos como segue: - Prefeitura Municipal de Alto Taquari - MT datada de 29/04/2016; - Câmara Municipal de Alto Taquari - MT de 29/04/2016 - Agência de Meio Ambiente de Mato Grosso datada de 29/04/2016; - Procuradoria Federal de 29/04/2016; - Secretaria de Meio Ambiente de Alto Taquari, de 29/04/2016; - Ministério Público Estadual do Mato Grosso, de 29/04/2016; - Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente de 29/04/2016; - Associação Comercial e Empresarial de Alto Taquari 29/04/2016; - Sindicato Rural de Alto Taquari de 29/04/2016; - Ministério Público Federal, de 29/04/2016. "AR_Diversos.pdf", "AR_MINISTERIO PUBLICO.pdf", "AR_PROCURADORIA GERAL.pdf", "AR_SEMA.pdf", "CARTAS.PDF"	29/04/2016	Outros
35	Consultoria e Participações Ltda	EIA / RIMA: Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Lajari datado de Abril de 2008. "RIMA.pdf"; "EIA.pdf"	Abril de 2008	Outros
36	SEMA	Secretaria de Estado do Meio Ambiente - SEMA / MT - Licença prévia, nº 296680/2008	26/11/2008	Outros
37	SEMA	Secretaria de Estado do Meio Ambiente - SEMA / MT - Licença de instalação, nº 64025/2014 válido 03/07/2016	04/07/2014	Outros
38	MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI (AND brasileira), notificação de consideração prévia recebida em 24/11/2015 "Consid Prévia PCH LAJARI.pdf"	24/11/2015	Outros
39	Carbotrader Assessoria e Consultoria em energia Eireli	Análise TIR planilha "Análise_IRR_Lajari_v1.xls", versão 1 de 13/05/2016 "Análise_IRR_Lajari_v2.xls"	versão 1 de 13/05/2016 versão 2 de 08/12/2016	PP
40	EPE	Ficha técnica da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) de Minas e Energia http://www.abimaq.org.br/ceimag/meta3/download/finpchs.pdf	16/09/2014	Outros
41	Diário	Diário Oficial da União - seção 1 - ISSN 1677-7042 Energia assegurada de 10,9MW Despacho no 2.988, de 4/8/2014	04/08/2014	Outros
42	CCEE	Info Leilão - tarifa energética R\$ 160,90 R\$/MWh "InfoLeilao_# 20LEN_A5_final.pdf"	28/11/2014	Outros
43	ANEEL	Resoluções e Portaria ANEEL nr. 1813 Utilização da Taxa do Sistema - TUSD	29/10/2014	Outros
44	ANEEL	Despacho ANEEL Nº 71 ANEEL - Taxa de Fiscalização	14/01/2014	
45	ANEEL	Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação volum 1 E 2 "relatorio_vida_util_volume_1.pdf"; "relatorio_vida_util_volume_2.pdf"	Novembro / 2000	Outros
46	Receita Federal	Lei Brasileira 10.637 / 2002 e 9.718 / 1998 - PIS - Programa de Contribuição Social - COFINS - Transferências de Financiamento da Seguridade Social - Valor Base para o cálculo do IR - Valor Base para o cálculo da Contribuição Social - IR - Imposto de Renda - CSLL - Contribuição Social sobre Lucro Líquido - IR Adicional	N / D	Outros
47	BNDES	Juros sobre Dívida Bruta	Acessado	Outros

		http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_De_Atualizacao/Infraestrutura/Energia/Leilao_Energia/projetos_renovaveis_2014.html	em 20/08/2016	
48	IRENA	Relatório de Custos de Energia da IRENA "2014, Capítulo 7, página 118 que sugere 2,2% a 3,0% do investimento planejado "IRENA_RE_Power_Costs_2014_report_chapter7.pdf"	N / D	Outros
49	ANEEL	Taxa da ANEEL (TFSEE) - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE - submódulo 5.5, resolução n ° 591/2013. "TFSEE_submódulo 5.5 do Proret.pdf"	13/01/2014	Outros
50	ANEEL	ANEEL - Despacho N 71, 14/01/2014 http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2014071ti.pdf	14/01/2014	Outros
51	MCTi	Fator de emissão da grade http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354444.html%20-%20ancora	Acessado 20/08/2018	Outros
52	ONS	Sub módulo 12.2 - contadores de electricidade http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf	Acessado 20/08/2018	Outros
53	ONS	Submódulo 12.3 - manutenção de medição para faturamento (calibração de medidores de eletricidade)	09/11/2011	Outros
54	Carbotrader Assessoria e Consultoria em energia Eireli	Common Practice_rev2_1 (Prática Comum_rev2_1)	22/09/2016	PP
55	ANEEL	LEI Nº 10.847, DE 15 DE MARÇO DE 2004	15/03/2004	Outros
56	ANEEL	LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004	15/03/2004	Outros
57	ABIMAQ	Custos de Investimento – projetos similares	29/08/2007	Outros

Apêndice 4. Solicitação de Esclarecimento, solicitação de ação corretiva e solicitação de ação futura

Tabela 1. CL desta validação

CL ID	1	Seção no.	D.8.6	Data: 20/06/2016
Descrição da CL				
PP deve esclarecer a data de início x data da decisão de investimento, uma vez que a referência utilizada para o investimento (R\$ 110.737.550,07) / 40 / é datada de 29/08/2007.				
Resposta do participante do Projeto				Data: 15/09/2016
A referência utilizada para o investimento (R\$ 110.737.550,07) é datada de 16/09/2014 pela evidência "Anexo 8_Ficha de Dados_pg10.pdf". Esta é a data em que o PP assinou a aceitação do detalhamento do projeto. A data de início da atividade de projeto é 23/09/2015 o principal contrato assinado pelo PP que é o Acordo de Compra de Energia (PPA). O contrato de Turbinas e Gerador foi assinado em 25/11/2015. A decisão de investimento foi em 28/11/2014 durante o leilão ANEEL / CCEE # 20 A5. Neste momento foi necessário para o PP aceitar o preço de compra oferecido neste leilão (para a PCH Lajari o preço ofertado e acordado entre o PP e CCEE foi de R\$ 160,90/MWh, a partir deste momento um PPA deve ser assinado e o processo concluído).				
Documento enviado pelo participante do projeto				
Decisão de investimento: "InfoLeilao_ # 20LEN_A5_final.pdf" Data de início: Acordo de Compra de Energia (PPA): há 38 assinaturas no PPA. Foram feitas 3 amostras. - Rio Grande Energia SA (CCEAR N ° 25866/14) - Ampla Energia e Serviços LTDA (CCEAR N ° 25830/14) - AES Sul Distribuidora (CCEAR N ° 25829/14)				
Avaliação da EOD				Data: 21/09/2016
A partir das informações fornecidas pelo PP a decisão de investimento está relacionada com o leilão # 20 A5 ANEEL CCEE, onde o PP aceita o preço de compra oferecido neste leilão de R\$ 160,90/ MWh e a data de início é quando se assina o Contrato de Compra de Energia datado de 23/09/2015.				

Esta CL foi encerrada.

CL ID	2	Seção no.	D.8.6	Data:	20/06/2016
Descrição da CL					
O PP é solicitado a esclarecer a razão para utilizar os valores para os custos de O&M da "IRENA Relatório de Custos de Energia" de 2014, Capítulo 7, página 118" se há dados disponíveis a partir da mesma fonte usada para CAPEX" da EPE Anexo 8_Ficha de Dados_EPE_O&M.					
Resposta do participante do projeto					Data: 15/09/2016
Para o parâmetro O&M foi adotada a evidência mais conservadora disponível (além de O&M não ser um parâmetro sensível para o empreendimento PCH Lajari). O <u>Relatório Custos de Energia IRENA</u> resultou em O&M de R\$ 2.436.226,10 por ano, enquanto a fonte da <u>EPE Anexo 8 Ficha de Dados EPE O&M</u> representa quase 30% em relação ao valor utilizado na planilha financeira (R \$ 3.150.446,00). Também o Relatório de Custos de Energia da IRENA é um documento bem conhecido disponível para os empreendedores de Hidro.					
Documentação enviada pelo participante do projeto					
<u>Anexo 8_Ficha de Dados_EPE_O & M.pdf</u> <u>IRENA_RE_Power_Costs_2014_report_chapter7.pdf</u>					
Avaliação da EOD					Data: 21/09/2016
O PP usou a abordagem mais conservadora para o O&M. Esta CL foi encerrada.					

CL ID	03	Seção no.	D.8.6	Data:	20/06/2016
Descrição do CL					
O PP é solicitado a esclarecer o valor usado para Taxa de Inspeção ANEEL, no Despacho Nº 71 - 14/01/2014, não foi encontrado o projeto Lajari.					
Resposta do participante do projeto					Data: 15/09/2016
O parâmetro utilizado TFSEE (Taxa de Fiscalização ANEEL) está disponível para todo <u>Produtor Independente de Energia</u> no Brasil com o preço de referência de R\$ 470,63 por kW instalado. Este documento é o último disponível antes da data de decisão do investimento. A Lajari Energética S.A. é um <u>Produtor Independente de Energia</u> como no "prt2015337mme_DOU_04_08_2015_OUTORGA LAJARI.pdf" documento artigo # 1. Além disso, o Anexo 1 do Despacho Nº 71 só faz referência a projetos em operação no Brasil.					
Documento enviado pelo participante do projeto					
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2014071ti.pdf prt2015337mme_DOU_04_08_2015_OUTORGA LAJARI.pdf					
Avaliação da EOD					Data: 21/09/2016
O PP apresentou provas para o preço base de R\$ 470,63 por kW instalado para todo Produtor Independente de Energia no Brasil a partir da ANEEL. Esta CL foi encerrada.					

CL ID	04	Seção no.	D.8.6, D.9	Data:	20/06/2016
Descrição da CL					
Esclarecer a vida útil do equipamento, na seção C.1.2 a vida útil do equipamento é de 30 anos, na análise de investimento foi considerada esta evidência "Documento" Lifetime and Depreciation Study "ou" Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação "- 50 anos para os equipamentos Turbinas e Geradores. Para turbinas, veja v.2, página 249. Para geradores, veja v.1, página 294. "					
Resposta do participante do projeto					Data:
O tempo de vida considerado na seção C.1.2 leva em consideração o tempo de vida do gerador da PCH com 30 anos (página 294), uma vez que não é possível trocar este equipamento principal sem período de exploração autorizado adicional para PCH Lajari (a exploração adicional não está garantida) . Conforme "prt2015337mme_DOU_04_08_2015_OUTORGA LAJARI.pdf" a autorização de exploração da PCH Lajari expira em agosto de 2050, 35 anos após a publicação da portaria - ver artigo # 5). Para análises de investimento, em uma abordagem conservadora para a taxa de depreciação, foi utilizado para o tempo de vida total de PCH a taxa de depreciação de 2%; O maior valor entre o Gerador (30 anos), Turbina (40 anos *) ou Casa de Força (50 anos **).					

* Na página 613

** na página 216

100% / 50 anos = 2% da taxa de depreciação

Documentação enviada pelo participante do projeto

"Prt2015337mme DOU_04_08_2015 OUTORGA LAJARI.pdf"

Avaliação da EOD

Data:

Da evidência fornecida: "prt2015337mme DOU_04_08_2015 OUTORGA LAJARI.pdf" foi possível verificar que a autorização da exploração da PCH Lajari expira em agosto de 2050, 35 anos após a publicação da portaria, é conservador utilizar na análise de investimento o maior valor entre Gerador (30 anos), Turbina (40 anos) ou Casa de Força (50 anos).

CL ID	05	Seção no.	D.9	Data:	20/06/2016
Descrição da CL					
O PP é solicitado a esclarecer a data de início do período de obtenção de créditos, na seção C.1.2 do DCP, o primeiro período de obtenção de créditos está previsto para 01/01/2018 enquanto a planilha de CERs 01/01/2017.					
Resposta do participante do projeto					Data: 15/09/2016
A planilha de RCEs foi revisada em conformidade (versão 2). O período de crédito na seção C.1.2 está correto (previsão de 01/01/2018).					
Documento enviado pelo participante do projeto					
CERs JUN1200_v2.xls					
Avaliação da EOD					Data: 21/09/2016
O PP atualizou a planilha de RCE de acordo. Esta CL foi encerrada.					

CL ID	06	Seção no.	D.10	Data:	20/06/2016
Descrição do CL					
Conforme <i>Project Standard</i> (Padrão de Projeto) parágrafo 7.4". Os participantes do projeto ou a entidade coordenadora / gerenciadora deve incluir um resumo da análise e referências a toda a documentação relacionada ". O DCP versão 1 não indica todos os documentos relacionados de impactos ambientais como a referência de EIA / RIMA e licenças ambientais / 36 // 37 /.					
Resposta do participante do projeto					Data:
<i>Os documentos relacionados aos impactos ambientais foram incluídos no DCP versão 2.1 na Seção D.1</i>					
Documento enviado pelo participante do projeto					
<i>Atualizado DCP versão 2.1</i>					
Avaliação da EOD					Data: 21/09/2016
O DCP versão 2.1 foi atualizado em conformidade.					

Tabela 2. SAC desta validação

CAR ID	1	Seção no.	D.6	Data:	20/06/2016
Descrição do CAR					
O PP não está usando a versão mais recente do DCP.					
Resposta do participante do projeto					Data: 15/09/2016
A última versão do DCP (versão 08.0) foi usada na versão 2.					
Documento enviado pelo participante do projeto					
<i>DCP_Lajari rev2.pdf</i>					
Avaliação da EOD					Data: 21/09/2016
O PP está usando a versão mais recente do DCP. Esta CAR está encerrada.					

SAC ID	2	Seção no.	D.8.1	Data:	20/06/2016
Descrição da SAC					
O PP não discute a aplicabilidade da "ferramenta selecionada para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico.					
Resposta do participante do projeto					Data: 15/09/2016

Um parágrafo específico sobre a aplicabilidade da "ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" foi incluído na Seção B.4 do DCP versão 2.	
Documento enviado pelo participante do projeto	
<i>DCP_Lajari rev2.pdf</i>	
Avaliação da EOD	Data: 21/09/2016
O DCP versão 2 foi atualizado, considerando a aplicabilidade da selecionada "ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". Esta SAC está encerrada.	

SAC ID	3	Seção no.	D.8.6	Data: 20/06/2016
Descrição da SAC				
O PP não forneceu a análise da prática comum de acordo com a ferramenta Metodológica - prática comum na avaliação prática.				
Resposta do participante do projeto				Data: 15/09/2016
A análise da prática comum foi revista em conformidade na versão 2 do DCP.				
Documento enviado pelo participante do projeto				
<i>Common Practice_rev2_1</i>				
Avaliação da EOD				Data: 21/09/2016
A prática comum foi revista no DCP em conformidade. Esta SAC foi encerrada.				

SAC ID	4	Seção no.	D.8.7, D.8.8	Data: 20/06/2016
Descrição da SAC				
O PP é solicitado a usar os últimos valores de fator de emissão da rede brasileira, disponibilizados publicamente na AND brasileira.				
Resposta do participante do projeto				Data: 15/09/2016
Os valores mais recentes (2015) do fator de emissão da rede brasileira foram utilizados no DCP versão 2.				
Documento enviado pelo participante do projeto				
<i>DCP versão 2.1</i>				
Avaliação do EOD				Data: 21/09/2016
O DCP foi revisado considerando o fator de emissão da rede atualizado. Esta SAC foi encerrada.				

Tabela 3. SAF desta validação
NA

- - - - -

Infomação do documento

Versão	Data	Descrição
02.0	22 de Julho de 2016	EB 90, Anexo 3 Reviãopara incluir provisões relacionadas a adicionalidade automatica de atividades de projeto.
01.0	23 de Março e 2015	Publicação Inicial.
Classe de Decisão: Regulatória Tipo de Documento: Formulário Função de Negócios: Registro Palavras chave: atividades de projeto, relatório de validação		