
RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO DO MDL

COMPANHIA HIDRELÉTRICA TELES
PIRES

ATIVIDADE DO PROJETO DA CENTRAL
HIDRELÉTRICA DE TELES PIRES, NO
BRASIL

RELATÓRIO NO.: C-1-B-01-L-0222-VA

REVISÃO NO.: 3.1



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Data da primeira emissão:	Nº de projeto:
3 de abril de 2012	C-1-B-01-L-0222
Título do projeto:	
Atividade de projeto da central hidrelétrica Teles Pires	
Aprovado por e data:	Unidade organizacional:
Bilal Anwar (13 de dezembro de 2012)	Perry Johnson Registrars Carbon Emissions
Nome do cliente:	Ref. do cliente:
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	68.696
Publicação do DCP para consulta pública internacional	
Período de comentários:	De 25-01-2012 a 23-02-2012
Primeira versão do DCP e data:	Versão 1.0, datada de 30-12-2011
Versão final do DCP e data:	Versão 7.0, datada de 04-10-2012
Resumo:	
A Companhia Hidrelétrica Teles Pires encarregou a PJRCES, Inc. de realizar a validação do projeto: Atividade de projeto da central hidrelétrica Teles Pires. O escopo da validação é definido como uma análise independente e objetiva do documento de concepção do projeto, do estudo da linha de base do projeto, do plano de monitoramento e de outros documentos relevantes. As informações nestes documentos foram analisadas contra o Padrão de Validação e Verificação do MDL (versão 02.0), exigências do Protocolo de Quioto, Conselho Executivo do MDL e normas da UNFCCC.	
Metodologias utilizadas:	ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis
Número de versão e data:	Versão 13.0.0 (CE 67 Anexo) válido a partir de 11-05-2012
Escopo setorial:	01
Escala da atividade de projeto:	☒ Grande Escala ☐ Pequena Escala
Status da validação:	
O relatório se baseia na avaliação do documento de concepção do projeto realizado através de consultas públicas, aplicação de técnicas padrão de auditoria, incluindo, sem limitação, análises de documentos, ações de acompanhamento e também a análise da metodologia aprovada aplicável e fórmulas e cálculos subjacentes. Em resumo, o parecer da PJRCES, Inc é de que a atividade de projeto da Central Hidrelétrica de Teles Pires no Brasil, como descrito na versão final do DCP versão 7.0 datada de 04-10-2012, atende a todas as exigências relevantes da UNFCCC para o MDL e todos os critérios relevantes para o país anfitrião e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão 13.0.0. Assim, a PJRCES, Inc. solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto do MDL. ☐ Ações corretivas e esclarecimentos solicitados ☒ Recomendação ao CE do MDL com uma solicitação de registro ☐ Não é recomendado para registro porque foi emitido um parecer negativo da validação. (O relatório de validação deve ser enviado ao Conselho Executivo do MDL)	
Equipe de validação:	
Líder da Equipe	Ricardo Costa
Membro da equipe	Rodrigo Gatti
Especialista Financeiro	Anu Mahesh
Especialista do Setor	Luiz Cardoso
Análise técnica independente:	
Revisor Técnico:	Revisor técnico trainee:
Data: 23 de outubro de 2012	Data:
Nome: Bilal Anwar	Nome:
Relatório no.:	Rev. no. Data:
C-1-B-01-L-0222-Va	1 03-04-2012
	2 25-07-2012
	3 23-10-2012
	3.1 13-12-2012
Distribuição da documentação:	
☒ Não pode ser distribuído sem permissão do cliente ou da unidade organizacional responsável ☐ Distribuição limitada ☐ Distribuição irrestrita	

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAU	Modo mais comum de trabalho [do inglês "Business as Usual"]
BM	Margem de Construção
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
SAC	Solicitação de Ação Corretiva
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
FEC	Fator de Emissão de Carbono
RCE	Redução Certificada de Emissões
CCTP	Consórcio de Construção Teles Pires formado pelas empresas: Odebrecht (CNO); Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda. e Voith Hydro Ltda.
CHTP	Sociedade de Propósitos Específicos formada para operar a Central Hidrelétrica de Teles Pires – “Companhia Hidrelétrica Teles Pires” (proprietário do projeto)
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
SE	Solicitação de Esclarecimento
CO2	Dióxido de carbono
CO2e	Dióxido de carbono equivalente
CM	Margem combinada [do inglês "Combined Margin"]
AND	Autoridade Nacional Designada
GEE	Gás(Gases) de Efeito Estufa
GWP	Potencial de Aquecimento Global [do inglês "Global Warming Potential"]
CE	Conselho Executivo
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EQAO	Empresa de consultoria do MDL "Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda"
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IEA	Agência Internacional de Energia [do inglês "International Energy Agency"]
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima
CA	Carta de Aprovação
MCTI	Ministério da Ciência e Tecnologia, AND brasileira
MME	Ministério de Minas e Energia
PM	Plano de monitoramento
ONG	Organização Não Governamental
AOD	Assistência Oficial ao Desenvolvimento
OECD	Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico
OM	Margem de operação [do inglês "Operating Margin"]
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento do Governo Federal
PCP	Procedimento do ciclo do projeto
CCVE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
DCP	Documento de Concepção do Projeto
PP	Padrão do Projeto
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Central hidrelétrica
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
PVV	Padrão de Verificação e Validação do MDL

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	5
1.1	OBJETIVO (§19)	5
1.2	ESCOPO	5
1.3	EQUIPE DE VALIDAÇÃO (148-e)	5
2.	METODOLOGIA DE VALIDAÇÃO	7
2.1	ANÁLISE FEITA NO ESCRITÓRIO DO MDL - DCP/MDL - DCP DE PEQUENA ESCALA E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAL (§22-a(i))	7
2.2	USO DO PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO (§22-a(ii))	7
2.3	AÇÕES DE ACOMPANHAMENTO (§22-b)	8
2.4	RELATÓRIO DOS RESULTADOS (§24 A §29)	9
2.5	CONTROLE DE QUALIDADE INTERNO (§148-f)	10
3.	COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONGS CREDENCIADAS	11
3.1	CONSULTA PÚBLICA INTERNACIONAL (§37)	11
3.2	COMPILAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS (§37)	11
3.3	DETALHES DAS AÇÕES TOMADAS PARA LEVAR EM CONTA OS COMENTÁRIOS (§37)	11
4.	RESULTADOS DA VALIDAÇÃO	13
4.1	APROVAÇÃO (§38-§44) E CONTRIBUIÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (§50-§52)	13
4.2	AUTORIZAÇÃO (§39-§49)	13
4.3	MODALIDADES DE COMUNICAÇÃO (§53-§61)	13
4.4	DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (§62-§63) E DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO (§64-§69)	14
4.5	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO SELECIONADA (§70-§100)	16
4.6	ADICIONALIDADE (§101-§104)	26
4.7	PLANO DE MONITORAMENTO (§131-§133)	47
4.8	IMPACTOS AMBIENTAIS (§134-§137)	50
4.9	CONSULTA PÚBLICA LOCAL (§138-§140)	50
5.	EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO ESPECÍFICAS	52
5.1	ATIVIDADE DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA – ELEGIBILIDADE (§150-§153)	52
5.2	DESAGRUPAMENTO (§154-§157)	52
5.3	ADICIONALIDADE (§158-§161)	52
6.	PARECER DA VALIDAÇÃO	53
7.	REFERÊNCIAS	54
	APÊNDICE A – LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO	61
	APÊNDICE B – DETALHES DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO	165

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

1. INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVO (§19)

A Companhia Hidrelétrica Teles Pires encarregou a PJRCES, Inc de realizar uma validação do projeto de Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica de Teles Pires no Brasil (doravante denominado "o projeto").

O objetivo de uma validação de MDL é conduzir uma avaliação metódica e independente das atividades de projeto propostas com base nas exigências de MDL aplicáveis. Particularmente, a validação é necessária para confirmar que a linha de base do projeto, o plano de monitoramento (MP) e a conformidade do projeto, como documentados no documento de concepção do projeto, são sólidos e razoáveis e satisfazem as exigências estabelecidas e critérios identificados da UNFCCC e critérios do país anfitrião.

A validação é considerada necessária para assegurar aos atores relevantes a qualidade do projeto e sua geração planejada de redução certificada de emissões (RCEs). Os critérios da UNFCCC se referem ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, às modalidades e procedimentos do MDL e às decisões subsequentes tomadas pelo COP/MOP e pelo Conselho Executivo do MDL.

Este relatório resume os resultados da validação do projeto, realizada com base nos critérios da UNFCCC para o MDL, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto.

1.2 ESCOPO

O escopo da validação é definido como uma análise independente e objetiva do documento de concepção do projeto (DCP), do estudo da linha de base do projeto, do plano de monitoramento e de outros documentos relevantes. As informações contidas nestes documentos foram analisadas com base nas exigências do Protocolo de Quioto, regras da UNFCCC e interpretações associadas, como estabelecido abaixo e o QMS da PJRCES, Inc.

Com base nas recomendações do Padrão de Validação e Verificação versão 2.0 (doravante denominado "PVVv2.0"), a equipe de validação empregou na validação uma abordagem com base no risco, concentrando-se na identificação de riscos significativos para implementação de projeto e geração de RCEs. Onde nenhum meio de validação específico é especificado, a equipe de validação aplicou as técnicas padrão de auditoria, como descrito no §22 do PVVv2.0.

A validação não tem o objetivo de fornecer consultoria para a Companhia Hidrelétrica Teles Pires. No entanto, as Solicitações de Esclarecimento e/ou as Solicitações de Ação Corretiva mencionadas podem proporcionar contribuições para a melhoria da concepção do projeto.

1.3 EQUIPE DE VALIDAÇÃO (148-e)

A validação da atividade do projeto foi realizada por pessoal qualificado em linha com os procedimentos definidos no manual de qualidade da PJRCES, Inc para validação e definição de equipes. O relatório de validação foi submetido a uma análise técnica antes da solicitação de

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

registro da atividade do projeto. A análise técnica foi realizada por um analista técnico independente.

FUNÇÃO DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO/AVALIAÇÃO								
EQUIPE DE AVALIAÇÃO	FUNÇÃO	COMPETÊNCIA			TAREFA REALIZADA			
		ESPECIALISTA DE MÉTODO	ÁREA TÉCNICA	ESPECIALISTA DO PAÍS ANFITRIÃO	ANÁLISE FEITA NO ESCRITÓRIO	VISITA AO LOCAL	PREPARAÇÃO DO RELATÓRIO	REVISÃO TÉCNICA INDEPENDENTE
Rodrigo Gatti	VT	☒		☒	☒		☒	
Ricardo Costa	LV	☒	☒	☒	☒			
Anu Mahesh	FE			☒	☒			
Claudia Freitas	VA	☒	☒	☒		☒		
Luiz Cardoso	TE		☒	☒		☒		
Bilal Anwar	ITR	☒	☒	☐	N/A			☒

Observação:

- 1) VA – Validador, VT – Trainee validador, LV – Validador líder, FE – Especialista financeiro, TE – Especialista técnico, ITR – Analista técnico independente
- 2) DR – Análise feita no escritório do DCP e documentos, SV – Visita ao local, RP – Relatório de preparação final.
- 3) O especialista técnico envolvido possui o conhecimento do país anfitrião

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

2. METODOLOGIA DE VALIDAÇÃO

Na avaliação das informações, o PJRCES, Inc aplicou o modo de validação especificado no PVVv2.0 e, onde apropriado, as técnicas padrão de auditoria, incluindo sem limitação, àquelas especificadas no §22 do PVVv2.0.

2.1 ANÁLISE FEITA NO ESCRITÓRIO DO MDL - DCP/MDL - DCP DE PEQUENA ESCALA E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAL (§22-a(i))

A análise de computador inclui:

- ↳ Uma análise do DCP (incluindo anexos) e a documentação de suporte relevante. A lista detalhada dos documentos analisados ao longo do processo de validação, são incluídos na seção 7 em referências.
- ↳ Preparação da lista de verificação de validação específica do projeto de acordo com o §37 do M&P do MDL, as condições de aplicabilidade da metodologia selecionada e orientação emitidas pelo PVVv2.0 do Conselho.
- ↳ Relatórios dos resultados da validação tendo em conta os comentários públicos recebidos no website da UNFCCC.

2.2 USO DO PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO (§22-a(ii))

De forma a garantir a consideração de todos os critérios de avaliação relevantes, foi usado o protocolo de validação. A lista de verificação mostra, de maneira transparente, os critérios e as exigências, o modo de validação e os resultados da pré-validação dos critérios identificados. O protocolo de validação tem os seguintes objetivos:

- ↳ Ele organiza, detalha e esclarece as exigências que um projeto de MDL deve atender;
- ↳ Ele assegura um processo de validação transparente em que a entidade independente documenta a forma como uma exigência em particular foi validada e o resultado da determinação.

O protocolo de validação consiste de três tabelas:

Tabela 1 (Exigências Obrigatórias): Esta tabela apresenta as exigências obrigatórias que devem ser seguidas por qualquer atividade de projeto do MDL, como articulado no Protocolo de Quioto (Artigo 12), Modalidades e Procedimentos de MDL e as Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto de MDL de Pequena Escala.

Tabela 2 (Lista de verificação da validação): Esta tabela é preparada de acordo com as exigências do §37 do M&P do MDL, as condições de aplicabilidade da metodologia selecionada e orientação emitidas pelo do Conselho.

Tabela 3 (Solução das Solicitações de Ação Corretiva e das Solicitações de Esclarecimento): Esta tabela serve como meio de comunicação com os participantes do projeto ou quaisquer limitações da concepção do projeto proposto com relação à exigência da "Tabela 2".

A versão integral do protocolo de validação se encontra no Apêndice A deste relatório, identificando as Solicitações de Ação Corretiva e Solicitações de esclarecimento.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

Todas as três tabelas são descritas a seguir.

Tabela 1: Exigências obrigatórias para atividades de projeto do MDL

Exigência	Referência	Conclusão
As exigências que o projeto deve atender.	Fornece referência à legislação ou a acordos em que a exigência é encontrada.	Isso é aceitável com base em evidências fornecidas (OK), em uma Solicitação de Ação Corretiva (SAC) de risco ou no não atendimento às exigências mencionadas ou em uma Solicitação de Esclarecimento (SE) para a qual são necessários esclarecimentos adicionais.

Tabela 2: Lista de verificação das exigências

Exigência de validação Lista de verificação	REF. (§§) PVVv2.0	Meio de validação	Evidência	Conclusão	
				Preliminar	Final
As diversas exigências no escopo do §37 das modalidades e procedimentos do MDL, em linha com o PVVv2.0	As várias exigências da Tabela 2 estão relacionadas às questões da lista de verificação que o projeto deve atender.	A seção é usada para elaborar e discutir a questão da lista de verificação e/ou o atendimento à questão. É também usada para explicar as conclusões alcançadas.	Explica como é investigado o atendimento à questão da lista de verificação. Exemplos de modos de validação são a análise de documento (AD) ou a entrevista (E). N/A significa não-aplicável	Caso as conclusões do modo de validação forem um SAC, SAF ou SE, estas devem ser listadas nesta seção.	Caso as conclusões das discussões da Tabela 3 forem um SAF ou questões encerradas, estas devem ser listadas nesta seção.

Tabela 3: Resolução de problemas identificados na tabela 2 da lista de verificação de validação

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no	Descrição da SAC/SE	Referência		
SAC 01/ SE 01	Se as conclusões preliminares da Tabela: forem uma SAC, SAF ou SE, estas devem ser listadas nesta seção.	Consulte a seção da Tabela 2 ou qualquer outra referência.	As respostas dadas pelos participantes do projeto durante as comunicações com a equipe de validação devem ser resumidas nesta seção.	Esta seção deve resumir as respostas e as conclusões finais da equipe de validação. As conclusões também devem ser incluídas na Tabela 2, em "Conclusão Final".

2.3 AÇÕES DE ACOMPANHAMENTO (§22-b)

Para garantir que informações relevantes não sejam omitidas, a PJRCES, Inc realizou as seguintes ações de acompanhamento

- ↳ As entrevistas com atores relevantes no país anfitrião, pessoal envolvido na concepção e implementação do projeto.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

- ↳ Verificações cruzadas das informações apresentadas pelas pessoas entrevistadas (ou seja, verificação de fontes ou outras entrevistas).
- ↳ Investigação de antecedentes e entrevistas de acompanhamento com o pessoal dos participantes do projeto, o consultor do projeto de MDL, autoridades legais e outros atores.

De 27-09-2012 a 29-09-2012, equipe de validação qualificada da PJRCES, Inc entrevistou os atores do projeto para confirmar informações selecionadas e resolver os problemas identificados na análise de documento. A visita ao local consistiu em uma visita ao escritório central do proprietário do projeto. A decisão de não visitar o local foi baseada no parágrafo 67 do PVV 2.0 /55/. Considerando que a central hidrelétrica está em fase de construção inicial (fotos e cronogramas dos trabalhos fornecidos à equipe de validação), não há uma inspeção física a ser feita.

Os principais tópicos das entrevistas estão resumidos na tabela abaixo. (§148-d)

SL. Nº	DATA	NOME	ORGANIZAÇÃO	TÓPICO
/01/	27-09-2012 a 29-09-2012	Celso Ferreira	Companhia Hidrelétrica Teles Pires	- Estrutura da empresa - Informações da construção do projeto - Gerenciamento do Projeto
/02/	27-09-2012 a 29-09-2012	Gustavo Marques	Companhia Hidrelétrica Teles Pires	- Estrutura da empresa - Informações da construção do projeto - Gerenciamento do Projeto
/03/	27-09-2012 a 29-09-2012	Ricardo Esparta	EQAO	- Determinação da linha de base do projeto - Aplicabilidade da metodologia selecionada - Questões relacionadas à adicionalidade - Análise da prática comum - Cálculo das reduções de emissões - Plano de monitoramento de redução de emissões

2.4 RELATÓRIO DOS RESULTADOS (§24 A §29)

Durante a validação de uma atividade de projeto, onde a PJRCES, Inc identificou problemas que exigiam mais elaboração, pesquisa ou expansão para determinar se a atividade do projeto atende as exigências de MDL relevantes e pode atingir reduções de emissões realistas, a PJRCES, Inc garantiu para que estes problemas sejam devidamente identificados, formulados, discutidos e concluídos no relatório de validação na forma dos seguintes tipos de resultados.

Uma Solicitação de Esclarecimento (SE) é levantada se as informações são insuficientes ou não são suficientemente claras para determinar se as exigências aplicáveis do MDL foram atendidas



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

Quando surgir uma não-conformidade, o avaliador deve levantar uma **Solicitação de Ação Corretiva (SAC)**. Uma SAC é emitida quando:

- I. Os participantes do projeto cometeram erros que irão influenciar a capacidade da atividade do projeto de atingir reduções de emissões adicionais reais e mensuráveis;
- II. As exigências do MDL não foram atendidas;
- III. Existe um risco de que as reduções de emissões não possam ser monitoradas ou calculadas.

O processo de validação pode ser interrompido até que essas informações sejam disponibilizadas de forma satisfatória para a equipe de validação. Falha em tratar uma SE pode resultar em uma SAC. Informações ou esclarecimentos fornecidos como resultado de uma SE também podem levar a uma SAC.

Além disso, uma **solicitação de ação futura (SAF)** poderá ser levantada durante a validação para destacar questões relacionadas à implementação do projeto que requerem análise durante a primeira verificação da atividade do projeto. No entanto, as SAFs identificadas não deverão estar relacionadas com as exigências MDL para registro.

As Solicitações de Ação Corretiva e Solicitações de Esclarecimento são levantadas no protocolo de validação preliminar e detalhadas na **Tabela 3 do Apêndice A**. Nesta tabela, os participantes do projeto tem a oportunidade de "encerrar" as SACs pendentes e responder as SEs e SAFs.

O protocolo de validação tem os seguintes objetivos:

- ↳ Ele organiza, detalha e esclarece as exigências que um projeto de MDL deve atender;
- ↳ Ele garante um processo de validação transparente, no qual o validador documentará o modo como uma exigência específica foi validada e o resultado da validação.

2.5 CONTROLE DE QUALIDADE INTERNO (§148-f)

Após a conclusão do processo de avaliação e de uma recomendação da equipe de validação, toda a documentação será encaminhada a um revisor técnico. A tarefa do revisor técnico independente é verificar se todos os procedimentos foram seguidos e se todas as conclusões são justificadas. O revisor técnico independente poderá aceitar ou rejeitar a recomendação feita pela equipe de validação. Os resultados podem ser levantados neste estágio e o PP deve tratá-los dentro da linha do tempo combinada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

3. COMENTÁRIOS DAS PARTES, ATORES E ONGS CREDENCIADAS

De acordo com os subparágrafos 40 (b) e (c) das modalidades e procedimentos de MDL, o documento de concepção do projeto de uma atividade do projeto de MDL proposta deve estar disponível para o público e a EOD deve solicitar comentários sobre as exigências de validação das Partes, atores e organizações não-governamentais credenciadas pela UNFCCC e os disponibilizar ao público. Este capítulo descreve esse processo para este projeto.

3.1 CONSULTA PÚBLICA INTERNACIONAL (§37)

O Documento de Concepção do Projeto Versão 1.0 datado de 30-12-2011 para este projeto foi disponibilizado em <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/0LAWB1YZURTG26K2GL72WDDP2VOALS/view.html> e foi aberto para comentários pelas partes, atores e ONGs credenciadas por um período de 30 dias, iniciando em 25-01-2012 até 23-02-2012.

3.2 COMPILAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS (§37)

Os comentários das seguintes pessoas/organizações foram enviados à EOD:

Comentário público internacional 1:	Enviado pela International Rivers em nome de Brent Millikan
Comentário público internacional 2:	Enviado pela International Rivers em nome de Brent Millikan
Comentário público internacional 3:	Enviado por Zhong Zhou Li
Comentário público internacional 4:	Enviado por Zhong Zhou Li
Comentário público internacional 5:	Enviado por Zhong Zhou Li
Comentário público internacional 6:	Enviado pela International Rivers em nome de Brent Millikan
Comentário público internacional 7:	Enviado pela International Rivers em nome de Brent Millikan

Os comentários (1) e (2) se referem especificamente à UHE Teles Pires e têm exatamente o mesmo conteúdo, assim como (3) e (4) são o mesmo, mas feitos em base genérica mais relacionada às exigências do MDL para demonstração da adicionalidade. O comentário (5) foi direcionado a outra atividade de projeto, cujo provável país anfitrião é a Índia. O comentário (6) também se referia especificamente à UHE Teles Pires e o comentário (7) foi enviado pelo mesmo remetente de (6), solicitando apenas a confirmação de recebimento do comentário (6).

3.3 DETALHES DAS AÇÕES TOMADAS PARA LEVAR EM CONTA OS COMENTÁRIOS (§37)

Todos os comentários foram respondidos pelos PPs e apresentados à equipe de validação no Apêndice 4/29/. Para responder todos os comentários recebidos, os PPs os agruparam por semelhança, onde foram divididos em três questões principais:

- Adicionalidade
- Licenciamento ambiental
- Emissão de GEE de reservatórios hidrelétricos

Para cada uma das questões mencionadas acima, os PPs resumiram os comentários analisados, depois os responderam, e em alguns casos, forneceram comentários e evidências adicionais.

Com relação às questões levantadas sobre a demonstração da adicionalidade, todos os parâmetros de entrada e cálculos foram enviados à EOD para validação, as correções foram feitas para cumprir integralmente com as exigências do MDL. Para mais detalhes, consulte as seções B.4



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

e B.5 do DCP/25/, as planilhas de cálculos /26//27/ e a seção 4 e Apêndice B deste Relatório de Validação. Os PPs demonstraram adequadamente que além da demonstração de adicionalidade, a Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica de Teles Pires se encaixa em uma Política do Tipo E, uma vez que no Brasil, desde 2003, algumas políticas e ações foram implementadas pelo governo para promover a geração de energia renovável e a eficiência energética no Setor de Energia a fim de mudar a tendência da demanda crescente por centrais elétricas alimentadas por combustível fóssil observada no período de 1996 a 2002, e acentuada após os apagões de 2001 e 2002. Sobre este assunto, o Conselho Executivo do MDL (CE 22, Anexo 43)/65/ estabeleceu que "políticas e normas nacionais e/ou setoriais que proporcionam vantagens comparativas a tecnologias com menos emissões em vez de tecnologias com mais emissões (por exemplo, subsídios públicos para promover a difusão de energia renovável ou financiar programas de eficiência elétrica), as chamadas Políticas do tipo E, que foram implementadas desde a adoção pelo do M&P do MDL (decisão 17/CP.7, 11 de novembro 2001) pelo COP não precisam ser levadas em conta no desenvolvimento de um cenário de linha de base (ou seja, o cenário de linha de base pode referir-se a uma situação hipotética sem as políticas e normas nacionais e/ou setoriais sendo aplicadas). Sendo assim, sob as regras atuais do MDL, o fato de este projeto ser uma prioridade para o governo brasileira não impede que a Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica de Teles Pires seja elegível ao MDL. Caso contrário, o MDL criaria um incentivo perverso para as partes anfitriãs não introduzirem políticas que contribuam para as reduções de emissões.

Os PPs também abordaram de maneira apropriada as questões ambientais, visto que existem regulamentações e procedimentos consolidadas pra o licenciamento de projetos de hidrelétrica no Brasil, que inclui audiências públicas com todas as comunidades locais afetadas pelo projeto. Até agora, a UHE Teles Pires obteve do IBAMA todas as Licenças Ambientais (L.P/35/ e L.I./36/) exibidas para o estágio real de implementação do projeto. Deve-se observar que para obter estas licenças válidas, a UHE Teles Pires deve cumprir continuamente com diversas exigências sociais/ambientais restritas determinadas pelas Autoridades Ambientais. Finalmente, as questões sociais/ambientais também serão consideradas pela AND brasileira (CIMGC) ao avaliar este projeto para emitir a Carta de Aprovação.

Comentários/críticas sobre as emissões de GEE por projetos hidrelétricos também foram adequadamente respondidos pelos PPs e a equipe de validação pode confirmar que as emissões do projeto foram consideradas de acordo com a metodologia aplicada/53/ e as exigências do MDL. Para mais detalhes, consulte a seção B.5 do /25/, as planilhas de REs com cálculos /28/ e a seção 4 e Apêndice B deste Relatório de Validação. Além disso, está fora do escopo desta validação.

A PJR CES considera que os PPs levaram em consideração os comentários recebidos durante o processo de validação.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

4. RESULTADOS DA VALIDAÇÃO

4.1 APROVAÇÃO (§38-§44) E CONTRIBUIÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (§50-§52)

A Autoridade Nacional Designada (AND) do Brasil emite a Carta de Aprovação (CA) após ter recebido o parecer de validação positiva da EOD, após a apresentação do DCP e do relatório de validação para a AND.

De acordo com as resoluções da AND Brasileira, a CA será emitida após documentos de validação serem analisados e aprovados como participante do projeto e confirmando que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável. Depois disso, o relatório de validação será alterado de acordo com parágrafo 44b) do PVV2.0:

"b) Atualização do relatório de validação para refletir o recebimento da carta de aprovação. Se essa opção for selecionada, o número principal do relatório de validação deve permanecer inalterado e o menor número será aumentado. A EOD deve confirmar no relatório de validação que esta é a única mudança que foi feita para a referida versão na carta de aprovação."

Parecer:

A CA da parte anfitriã ainda não foi emitida. Mediante a aprovação da atividade de projeto e emissão da CA pela AND brasileira, a PJR CES atualizará o relatório de validação para refletir o recebimento da Carta de Aprovação com as Partes envolvidas no projeto atendendo aos critérios de participação no MDL e a AND da parte anfitriã confirmando que o projeto ajuda a atender os critérios de desenvolvimento sustentável.

4.2 AUTORIZAÇÃO (§39-§49)

A parte anfitriã deste projeto é o Brasil e ela ratificou o Protocolo de Quioto em 23-08-2012. Isto foi confirmado no website da UNFCCC <http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html>. Os participantes do projeto listados na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP/25/ são Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) e Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQAO). Uma vez emitida, a PRJCES verificará se a CA/66/ da AND brasileira aprova a participação da Companhia Hidrelétrica Teles Pires e Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQAO), portanto, se os participantes do projeto estão autorizados pelo signatário do Protocolo de Quioto.

Nenhuma parte do Anexo I foi identificada no DCP/25/, portanto, nenhuma outra Carta de Aprovação estava disponível. Observou-se que o CE do MDL concordou que o registro de uma atividade de projeto do MDL pode ocorrer sem que uma parte do Anexo I esteja envolvida no estágio de registro. Deve-se observar também que antes que a RCE possa ser transferida a uma parte do Anexo I, uma Carta de Aprovação da parte do Anexo I deverá ser enviada.

Parecer:

No parecer da equipe de validação, há dois participantes do projeto na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP/25/ e sua participação deverá ser aprovada pela AND do Brasil, que é signatário do Protocolo de Quioto. A participação será confirmada com base na Carta de Aprovação/66/ quando emitida pela AND da parte anfitriã, como mencionado na seção 4.1 acima.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

4.3 MODALIDADES DE COMUNICAÇÃO (§53-§61)

4.3.1 DECLARAÇÃO DE MODALIDADES DE COMUNICAÇÃO (§59-§61)

Os participantes do projeto listados na seção A.4 e Apêndice do DCP/25/ são Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) e Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQAO). A MoC/33/ apresentada pelo PP foi devidamente verificada com base no título do projeto e informações citadas no Apêndice 1 e foi considerada consistente.

A equipe de validação avaliou a identidade corporativa dos participantes do projeto, ponto focal, incluindo os padrões de assinatura e a condição de emprego de seus signatários autorizados constantes da declaração de modalidades de comunicação, verificando diretamente as evidências, da seguinte maneira:

- **Companhia Hidrelétrica Teles Pires:** A identidade da empresa foi verificada pela ata da reunião do Conselho da Constituição da Empresa/49/, de 19/01/2011, e autenticada em 26/01/2011. A identificação do pessoal autorizado do ponto focal da CHTP foi verificada por meio da ata de reunião do Conselho da mesma data, que indicou o Sr. Celso Ferreira como Diretor Técnico/50/. Esta informação foi confirmada por meio dos contratos assinados entre a EQAO e a CHTP para desenvolver o projeto de MDL/11//12/ e contrato entre a CHTP e PJRCES para a realização dos serviços de validação de MDL/11//12/.
- **Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.:** A identidade da empresa foi verificada através do Contrato de Formação de Empresa da EQAO/52/, que foi verificado com os contratos assinados entre a EQAO e a CHTP para desenvolver o projeto de MDL/11//12/. A EQAO também forneceu uma confirmação por escrito/51/ em que a Sra. Melissa Sawaya Hirschheimer e o Sr. Marco Mazaferro estão devidamente autorizados a serem pontos focais em nome da EQAO.

O PP também usou o F-CDM-MOC, versão 2.1 e a informação apresentada no F-CDM-MOC e seu anexo 1 está completa e é precisa. A PJRCES também verificará a consistência das informações entre o DCP/25/, cartas de aprovação (CAS)/66/ e as modalidades de comunicação (MoC)/33/.

Parecer:

O parecer da equipe de validação é de que há apenas um participante do projeto na seção A.4 e Apêndice 1 do DCP/25/ e a MoC//33/ fornecida pelo PP foi devidamente verificada com base no título do projeto e informações citadas no DCP/25/ e considerada consistente. Além disso, foi confirmado que a assinatura oficial e envio do MoC está autorizado pelo PP e atende as exigências estipuladas para as Modalidades de Comunicação no §53-§61 do PVVv2.0.

4.4 DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (§62-§63) E DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO (§64-§69)

A atividade de projeto consiste na implementação de uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede no Rio Teles Pires entre os municípios de Paranaita, estado do Mato Grosso e o município de Jacareacanga, estado do Pará, na fronteira das regiões Central/Norte do Brasil. As coordenadas geográficas centrais do projeto derivadas da ANEEL estão em latitude 9°21'04" Sul e longitude 56° 46'39" Oeste, e foram verificadas pela PJRCES usando o Google Earth e no despacho oficial N° 3.504 /72/ acessado no website da ANEEL¹.

¹ ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

A atividade do projeto envolve a instalação e operação de 5 turbinas Francis de 369,70 MW de potência nominal cada, e 5 geradores síncronos trifásicos com potência nominal de 404,45 MVA e fator de potência de 0,9, resultando em uma potência nominal de 364 MW cada, fornecidos pelo consórcio formado pela Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda. e Voith Hydro Ltda./19/ /13/. Portanto, a capacidade instalada total do projeto proposto é de 1.820 MW /19//72/.

As principais características da atividade do projeto (tabela abaixo) foram identificadas como em linha com aquelas apresentadas no Projeto Básico Consolidado Final/19/, que foi elaborado por um órgão profissional terceirizado pela Companhia Hidrelétrica Teles Pires e posteriormente aprovado pela ANEEL/72/. A tecnologia adotada no projeto proposto reflete as boas práticas atuais na região e não há transferência de tecnologia da Parte envolvida do Anexo I.

Parâmetro técnico	Valor
Reservatório	
Extensão / tipo	1.220 m / Construído em concreto compactado no leito do rio, com enrocamento e núcleo de argila nas laterais.
Vertedouro	No lado direito, dimensionado com base em uma vazão de intervalo recorrente de 13,704 m³/s.
Área de reservatório a 220 m	134,7 km²
Nível da coluna d'água (máximo e mínimo)	220 m
Vazão nominal de água por unidade	764 m³/s;
Altura manométrica nominal	52,2 m
Turbinas	
Número de unidades / tipo	05 / Francis com eixo vertical
Potência nominal de cada unidade	369,7 MW
Rotação nominal	75 rpm
Fator de potência	94%
Geradores	
Número de unidades / tipo	05 / Síncrono trifásico
Potência nominal	404,45 MVA
Fator de potência	90%
Tensão	13,8 kV
Frequência	60 hz

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Capacidade instalada	1.820 MW
-----------------------------	-----------------

O conjunto de 05 turbinas/geradores citado acima contribuíram para uma energia assegurada total média de 940,6 MW/ano/17/ e um fator de capacidade final da planta de 51,68%, que gerará um total de eletricidade de 8.239.656 MWh/ano ($940,6 \text{ MWh} \times 8760 \text{hs/ano} \times 51,68\% \text{ PLF}$). A eletricidade líquida enviada à rede é calculada como 8.056.736 MWh/ano após deduzir as perdas de transmissão da rede (2,22%). A PJRCES analisou ambos os documentos/17//19/ e também considerando que a energia assegurada foi aprovada pela ANEEL, enquanto submete a atividade do projeto para a obtenção de uma aprovação para instalação/73/, a mesma é considerada como de acordo com as exigências das 'Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade das plantas'/62/.

O projeto deve entrar em operação em 2015 e terá uma área de reservatório de 134,7 km² /72/ no nível máximo de reservatório (220 m), o que resulta em uma densidade de potência de 13,51 w/m² (1820 MW/134,7 km²).

A geração de energia líquida despachada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em anos que não são bissextos deve ser de 8.056.736 MWh/ano ao longo de uma concessão de 35 anos, deslocando assim a eletricidade mais dependente de carbono gerada pelo mix de plantas interligadas ao SIN. Com base na geração de energia líquida total estimada, a média anual estimada de reduções de emissões é calculada em 2.499.498 tCO₂/ano, totalizando 24.994.984 tCO₂ para todo o período de obtenção de créditos fixo de 10 anos.

A aprovação da eletricidade interligada ao SIN foi fornecida e verificada PJRCES por meio da análise do Despacho da ANEEL no. 3.504/72. A equipe de validação também analisou o cronograma de implementação do projeto e layouts de concepção do projeto/19//14/ e conduziu uma visita ao local para avaliar os detalhes do projeto e seu status de implementação/76//77/.

A PJRCES confirma que o DCP Versão 7.0 de 04-10-2012 está em conformidade e seguiu a estrutura e orientação das de maio de 2012 atende às diretrizes e cumpriu com a estrutura e diretrizes das Diretrizes para Preencher o Documento de Concepção do Projeto/54/ no âmbito do "PVV com marcas de revisão".

Parecer:

O parecer da equipe de validação é de que o DCP final/25/ está em conformidade com os formulários e orientação relevantes. Ademais, confirmou-se que a descrição da atividade de projeto, contida no DCP final/25/ é consistente em sua fundamentação e foi validada a partir da carta de permissão/72/, Projeto Básico Consolidado Final da UHE/19/ e considerada exata e completa.

4.5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO SELECIONADA (§70-§100)

4.5.1 APLICABILIDADE DA METODOLOGIA DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO SELECIONADA (§70-§79)

A atividade do projeto aplica corretamente a metodologia consolidada de linha de base e monitoramento aprovada - ACM0002 "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de energia elétrica interligada à rede a partir de fontes renováveis" versão 13.0.0 CE 67, Anexo 13, válida a partir de 11 de maio 2012.

A validação da conformidade da atividade do projeto com as condições de aplicabilidade da metodologia aplicada pela PJRCES foi realizada da seguinte forma:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

Aplicabilidade da metodologia selecionada: “ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão-13.0.0”			
Sl. No	Condição de aplicabilidade	Avaliação da equipe de validação	Documento de Referência
01	A metodologia é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que: (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem uma adição de capacidade (c) envolvem uma modernização de plantas existentes ou (d) envolvem substituição de plantas existentes.	A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação desse projeto. O projeto proposto terá uma capacidade instalada de 1.820 MW e a eletricidade gerada será entregue ao sistema interligado nacional – SIN. O cumprimento da condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do estudo de viabilidade do DCP, projeto básico consolidado, contrato de concessão e resoluções do governo permitindo a implementação da UHE Teles Pires.	/16/ /18/ /19/ /20/ /25/ /73/ /74/
02	A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas ou unidade/central de energia de marés;	A atividade de projeto proposta é a instalação de uma nova central hidrelétrica de fio d'água.. O cumprimento da condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do estudo de viabilidade do DCP, projeto básico consolidado, contrato de concessão e resoluções do governo permitindo a implementação da atividade de projeto sob regime de operação de fio d'água e referente ao seu baixo tempo de retenção da água (4,6 dias). /17/	/16/ /17/ /18/ /19/ /20/ /25/ /73/ /74/ /69/
03	No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente entrou em operação comercial antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado no cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base,	Não se aplica. A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação desse projeto. O cumprimento da condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do estudo de viabilidade do DCP, projeto básico consolidado, contrato de concessão e resoluções do governo permitindo a implementação da UHE Teles Pires.	/16/ /18/ /19/ /20/ /25/ /73/ /74/

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

	e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início desse período histórico mínimo de referência e a implementação da atividade do projeto.		
04	No caso de centrais hidrelétricas: • Uma das seguintes condições deve se aplicar: - o A atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem nenhuma alteração no volume dos reservatórios; ou - o A atividade de projeto é implementada em um único ou múltiplos reservatórios existentes, onde o volume de qualquer dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, de acordo com as definições encontradas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m²; ou - o A atividade do projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m².	A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório de 134,7 km², enquanto a capacidade instalada é de 1.820 MW, portanto, a densidade de potência é de 13,51 w/m² (cálculo fornecido na Seção B.6.1 do DCP), que é maior que 4 W/m². A conformidade com as condições de aplicabilidade foi confirmada através da análise do DCP, do projeto básico consolidado e do contrato de concessão.	/19/ /20/ /25/ /73/
05	No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m² todas as condições a seguir deverão ser aplicadas: • A densidade de potência calculada para toda a atividade do projeto usando a equação 5 é maior que 4 W/m²; • Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada; • O fluxo de água entre múltiplos	Não se aplica. A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório único. A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada através da análise do DCP, projeto básico consolidado e estudo de viabilidade da EPE sobre o potencial hidrológico e energético da UHE Teles Pires.	/25/ /19/ /75/

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

	reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto; • A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 15 MW; • A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.		
06	A metodologia não se aplica a: • Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local; • Centrais elétricas alimentadas com biomassa; • Uma central hidrelétrica que resulte na criação de um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente em que a densidade de potência da central elétrica é menor que 4 W/m².	Nenhuma delas é aplicável à atividade do projeto, já que: • A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação da atividade de projeto. • A atividade do projeto é uma central hidrelétrica. • A atividade de projeto proposta terá uma densidade de potência de 13,51 w/m², que é maior que 4 W/m². A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada através da análise do DCP, projeto básico consolidado, contrato de concessão, resoluções do governo permitindo a implementação da UHE Teles Pires e estudo de viabilidade da EPE sobre o potencial hidrológico e energético da UHE Teles Pires.	/25/ /19/ /20/ /73/ /74/ /75/

Além disso, as condições de aplicabilidade das ferramentas citadas na ACM0002, versão 13.0.0 à atividade de projeto são justificadas a seguir:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

Aplicabilidade das ferramentas indicadas na “ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão-13.0.0”		
Ferramenta	Condição de aplicabilidade	Avaliação da equipe de validação
Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 02.2.1 /59/	Esta ferramenta pode ser aplicada para estimar o OM, BM e/ou CM ao calcular as emissões da linha de base para uma atividade de projeto que substitui a energia da rede, ou seja, quando uma atividade de projeto fornece eletricidade a uma rede ou que resulte em economia de energia que seria fornecida pela rede (por ex., projetos de eficiência de energia por parte da demanda).	A atividade de projeto proposta é a instalação de uma central hidrelétrica fornecendo energia elétrica à rede nacional. A estimativa de margem de operação, margem de construção e margem combinada foi calculada aplicando os passos da ferramenta.
	A ferramenta não é aplicável se o sistema de energia elétrica do projeto estiver localizada parcial ou totalmente em um país constante do Anexo I.	O sistema elétrico do projeto, que é o Sistema Interligado Nacional (SIN), está localizado em um país não incluído no Anexo I.
Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade (v06) /58/	As atividades de projeto que aplicam a ferramenta no contexto da metodologia consolidada aprovada ACM0002 precisam identificar apenas que existe pelo menos uma alternativa realista e viável que seria mais atraente do que a atividade do projeto proposta.	A adicionalidade da atividade do projeto foi demonstrada e avaliada usando a versão mais recente desta ferramenta, como determinado pela ACM0002, versão 13.0.0.
Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade /60/	Se a atividade do projeto é a modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede no local do projeto, um procedimento gradual para identificar o cenário da linha de base será aplicado usando a Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade.	Não aplicável, pois a atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede SIN. Portanto, o cenário da linha de base já está determinado pela ACM0002, versão 13.0.0. Não há outras condições de aplicabilidade para usar a ferramenta.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis /61/	Para projetos de usinas geotérmicas e termossolares, que também usam combustíveis fósseis para geração de eletricidade, as emissões de CO₂ decorrentes da combustão de combustíveis fósseis devem ser consideradas emissões do projeto ($PE_{FF,y}$). O uso de combustíveis fósseis para fins de backup ou emergência (p.ex., geradores a diesel) pode ser desprezado. $PE_{FF,y}$ deverá ser calculado de acordo com a versão mais recente da Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis.	Não se aplica, pois a atividade do projeto é uma central hidrelétrica.
--	--	---

Parecer:

A equipe de avaliação concluiu que as condições de aplicabilidade relevantes no contexto da atividade do projeto estão devidamente incluídas no DCP e criticamente validadas. A escolha da metodologia selecionada ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão 13.0.0 está justificada e a metodologia aplicada foi considerada a mais adequada no contexto da atividade de projeto do MDL proposta. A versão usada pelo PP é válida até a presente data.

4.5.2 DESVIO E ESCLARECIMENTOS DE / SOBRE A METODOLOGIA APROVADA (§78-§81)

A. DESVIO DE UMA METODOLOGIA APROVADA (§78-§80)

Não se aplica.

Parecer:

Como confirmado na seção 4.5.1 acima, a atividade do projeto proposta atende a todas as condições de aplicabilidade da metodologia aplicada e nenhum desvio foi proposto pelo PP ou identificado pela equipe de validação.

B. ESCLARECIMENTO SOBRE A APLICABILIDADE DE UMA METODOLOGIA APROVADA (§81)

Não se aplica.

Parecer:

Como confirmado na seção 4.5.1 acima, a atividade do projeto proposta atende a todas as condições de aplicabilidade da metodologia aplicada e nenhuma solicitação de esclarecimento é necessária.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

4.5.3 LIMITE DO PROJETO (§82-§87)

De acordo com as exigências da metodologia de linha de base e monitoramento aplicada ACM0002, versão 13.0.0, a extensão espacial do limite do projeto inclui a central do projeto e todas as centrais interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a central do projeto de MDL está interligada.

Portanto, a extensão espacial dos limites do projeto se encontra claramente definida como o local da UHE Teles Pires e o Sistema Interligado Nacional (SIN), que consistem em todas as centrais elétricas interligadas fisicamente à rede. Os limites de sistema do projeto estão claramente definidos como o SIN, o que está de acordo com a delimitação dos limites da rede estabelecidos pela AND brasileira/70/. O limite do projeto definido também está de acordo com a ACM0002, versão 13.0.0/53/.

As fontes de emissão e gases incluídos no limite do projeto são:

	<i>GEEs envolvidos</i>	<i>Descrição:</i>
<i>Emissões da linha de base</i>	CO ₂	De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, devem ser contabilizadas somente as emissões de CO ₂ da geração de energia elétrica em energia gerada a partir de combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.
<i>Emissões do projeto</i>	CH ₄	Considerando que o projeto é uma central hidrelétrica e sua densidade de potência é de 13,51 w/m ² , ou seja, maior que 10 w/m ² , as emissões de CH ₄ da atividade do projeto não deverão ser contabilizadas de acordo com a ACM0002 versão 13.0.0. Todavia, o patrocinador do projeto irá monitorar a área de reservatório como exigido pela metodologia.
<i>Fugas</i>	N/A	De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, nenhuma emissão de fuga precisa ser considerada para a atividade do projeto proposta.

Parecer:

Não existem emissões de GEE dentro do limite da atividade de projeto resultantes da implementação da atividade de projeto proposta (uma vez que a atividade de projeto envolve a instalação de uma atividade de projeto que coletará energia renovável para gerar potência). Confirmou-se que se tais emissões existissem, elas não contribuiriam com mais de 1% da média geral anual esperada de reduções de emissões.

O limite do projeto incluído no DCP/25/ foi confirmado pela equipe de validação durante a análise feita no escritório/25//19//20//73//74//75/ e visita ao local /76//77/ e foi considerado consistente. O limite identificado e as fontes e gases selecionados são justificados para a atividade de projeto do MDL proposta.

4.5.4 IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DO CENÁRIO DA LINHA DE BASE (§88-§95)

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

Uma vez que a atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora interligada à rede e não é um aumento de capacidade, modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora renovável existente interligada à rede, a linha de base é prescrita pela metodologia aplicada ACM0002, versão 13.0.0/53/ como a *"energia elétrica alimentada na rede pela atividade do projeto que, de outro modo, teria sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"*.

A rede elétrica interligada para o projeto proposto é a rede brasileira (SIN).

Portanto, o cenário da linha de base é uma continuação da situação atual, ou seja, a eletricidade a ser gerada pela central hidrelétrica seria gerada por um mix de centrais elétricas interligadas ao SIN e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na margem combinada (CM), consistindo na combinação da margem de operação (OM) e a margem de construção (BM), que são fornecidas por uma fonte oficial, a AND brasileira/71/. A ponderação está definida como sendo 50% e 50% para os fatores de emissão de OM e BM, respectivamente, que são os valores padrão estipulados pela "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" versão 2.2.1 /59/.

De acordo com o parágrafo 115 do PVVv2.0 /55/, onde o cenário da linha de base é prescrito na metodologia aprovada, dispensa demais análises. Todavia, PJRCES confirmou que a linha de base identificada na versão final do DCP/25/ está corretamente identificada atendendo às condições e exigências da metodologia de linha de base aplicada.

Parecer:

No parecer da equipe de validação, confirmou-se que

- Todas as hipóteses e dados utilizados pelos participantes do projeto estão relacionados no DCP, incluindo suas referências e fontes;
- Toda a documentação usada é pertinente para a definição do cenário da linha de base e foi citada e interpretada corretamente no DCP;
- As hipóteses e os dados usados na identificação do cenário da linha de base são justificados adequadamente, apoiados por evidências, e podem ser considerados razoáveis;
- As políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais pertinentes são consideradas e estão listadas no DCP;
- A metodologia aprovada de linha de base foi aplicada corretamente para identificar o cenário da linha de base mais plausível e o cenário da linha de base que representa de forma razoável o que aconteceria na ausência da atividade de projeto proposta.

4.5.5 ALGORITMOS E/OU FÓRMULAS USADOS PARA DETERMINAR AS REDUÇÕES DE EMISSÕES (§96-§100)

A redução de emissões (ER_y) pela atividade do projeto proposta durante o período de obtenção de créditos é a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões devido a fugas (L_y), como a seguir:

a) Emissões da linha de base Emissões da linha de base (BE_y em tCO_2) são o produto do fator de emissão da rede ($EF_{rede,CM,a}$ em tCO_2/MWh) multiplicado pela eletricidade que é produzida e alimentada na rede em resultado da implementação da atividade do projeto do MDL no ano y (MWh/ano).

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

Onde:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO_2 /ano)

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

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

Já que a atividade do projeto é a instalação de uma nova central hidrelétrica interligada à rede em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto, de acordo com a ACM0002, versão 13.0.0:

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

$EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida alimentada pela central do projeto na rede no ano y (MWh/ano).

Determinação de $EF_{grid,CM,y}$

A atividade do projeto está interligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Por meio da Resolução no. 8/70/, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), a AND brasileira, definiu o sistema elétrico como a Rede Interligada Nacional (SIN), para fins do MDL. Ele cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste).

A AND brasileira fornece, todos os anos, informações atualizadas sobre o fator de emissão da margem de operação e margem de construção/45/, que é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", considerando somente centrais elétricas da rede (opção I do Passo 1).

A margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é calculada de acordo com a OM da análise de dados de despacho da opção (c) do Passo 3 e, portanto, deverá ser determinada ex post.

Com relação à margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$), os PPs escolheram a Opção 1 da ferramenta/59/, determinando o BM ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis no momento de envio do DCP para validação (ano base de 2010).

O fator de emissão da rede é determinado ex post como uma margem combinada, consistindo em uma média ponderada da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) e a margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$), de acordo com a equação abaixo:

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

Onde:

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

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

w_{OM} = ponderação do fator de emissão da margem de operação (%)

w_{BM} = ponderação do fator de emissão da margem de construção (%)

De acordo com a ferramenta/59/, para centrais hidrelétricas $w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$ deverão ser usados para obter o parâmetro $EF_{grid,BM,y}$. O website da AND brasileira apresenta para 2010, $EF_{grid,OM,y} = 0,4796$ e $EF_{grid,BM,y} = 0,1404$.

Portanto, $EF_{grid,BM,y}$ resultou em 0,3100 tCO_2e /MWh.

A PJRCES confirma que o DCP foi enviado para consulta pública internacional em 25 de janeiro de 2012 e os dados usados para o cálculo do fator de emissão da rede são os mais recentes disponíveis no início da validação. Os dados usados no cálculo do fator de emissão/28/ estão de acordo com os dados publicados pelo CIMGC em 2010/45/.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

B) Emissões do projeto: A ACM0002 versão 13.0.0 estabelece que as emissões de projeto de centrais hidrelétricas são consideradas apenas para o $PE_{HP,y}$ (Emissões do projeto dos reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y). Sendo assim, $PE_y = PE_{HP,y}$, que está baseado na densidade de potência do reservatório de água, calculado da seguinte maneira:

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

Onde:

PD = Densidade de potência da atividade do projeto (W/m²)

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W), que foi confirmado como sendo de 1.820.000.000 W/72l.

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

A_{PJ} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²), validado como 134,70 km²/72l no nível máximo de água de 220 m.

A_{BL} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Portanto, a densidade de potência do projeto é calculada como sendo de 13,51 w/m², o que é maior que o nível limite de 10 w/m². Sendo assim, de acordo com a ACM0002 versão 13.0.0, $PE_{HP,y}$ é zero.

Concluindo, o PE_y desta atividade de projeto é zero.

c) Fuga: Atendendo às exigências da metodologia de linha de base aplicada, não foi considerada qualquer fuga para a atividade do projeto.

Com base no fator de emissão acima mencionado e geração de energia elétrica líquida de aproximadamente 8.056.736 MWh (considerando uma capacidade instalada de 1.820 MW) as reduções de emissões anual estimadas são calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

$$ER_y = BE_y - 0 - 0$$

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

$$ER_y = BE_y = 8.056.736 \text{ MWh} * 0,3100 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$ER_y = 2.497.446 \text{ tCO}_2\text{e/ano}^{23}$$

Parecer:

No parecer da equipe de validação, confirmou-se que:

- Todas as hipóteses e dados utilizados pelos participantes do projeto estão relacionados no DCP, incluindo suas referências e fontes;
- Toda a documentação usada pelos participantes do projeto como base para hipóteses e fontes de dados está corretamente citada e interpretada no DCP;

² Observe que o resultado da multiplicação de 8.056.736 MWh por 0,31 = 2.497.588 tCO₂e/year. A diferença para 2.497.446 tCO₂e/ano é devida ao arredondamento do Fator de Emissão, cujo valor real é 0,3099823, quando mostrado com mais dígitos. Entretanto, o valor final de REs mostrado no DCP e RV é o correto (mais conservador), uma vez que foi calculado na planilha de REs/28/ sem arredondamentos.

³ Para anos bissextos (um dia a mais no ano), os PPs consideraram as 24 horas extra no ano, e sendo assim, $EG_{PJ} = 8.239.656 \text{ MWh}$ e $ER_y = 2.504.288 \text{ tCO}_2\text{e}$ para aquele ano.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

- c. Todos os valores usados no DCP foram considerados razoáveis no contexto da atividade de projeto proposta;
- d. A metodologia de linha de base e ferramenta(s) correspondente(s) foi aplicada corretamente para calcular as emissões do projeto, emissões da linha de base, fugas e reduções de emissões;
- e. Todas as estimativas das emissões da linha de base podem ser reproduzidas usando os valores dos dados e parâmetros fornecidos no DCP.

4.6 ADICIONALIDADE (§101-§104)

A adicionalidade da atividade de projeto do MDL proposta foi demonstrada de acordo com a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (versão 6), como exigido pela metodologia aplicável ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão -13.0.0.

4.6.1 CONSIDERAÇÃO ANTERIOR DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO (§105-§112)

Visto que a data de início é posterior a 2 de agosto de 2008, a consideração séria do MDL foi avaliada com base no parágrafo 107 no PVVv2.0 /55/ e as "Diretrizes para demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL" /57/.

A data de início do projeto era 19 de agosto de 2011 e os proponentes do projeto não publicaram o DCP para consultas públicas antes da data de início. Atendendo às exigências das diretrizes, os PPS informaram a AND e a UNFCCC brasileiras no dia 22 de dezembro de 2010 do início do projeto e da sua intenção de obter estatuto do MDL /5//6//8//9/. Ambas as notificações foram enviadas antes da data de início do projeto, que é 19 de agosto de 2011.

A PJRCES analisou as notificações e suas confirmações/7//10/ e cruzou os dados no website da UNFCCC/67/ e as considerou em linha com as "Diretrizes para a demonstração e avaliação da consideração anterior do MDL"/57/.

A PJRCES realizou uma análise do estado das atividades relacionadas com a implementação do projeto de modo a verificar a consideração prévia. A tabela abaixo apresenta dos detalhes de alguns eventos-chave, prazos e também as evidências validadas pela PJRCES para cada marco do MDL.

Data	Evidência documentada	Descrição da atividade	Marco
17 de dezembro de 2010	/16/	Leilão de energia realizado pela ANEEL	Fase de pré-implementação do projeto
22 de dezembro de 2010	/5//6//7//8//9//10 /	Notificação de consideração anterior do MDL à UNFCCC e à AND brasileira.	Consideração anterior do MDL
7 de junho de 2011	/20/	Contrato de concessão entre a ANEEL e a CHTP	Fase de pré-implementação do projeto
18 de agosto de 2011	/11/	O contrato para desenvolver a atividade de projeto do MDL foi assinado entre a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. e a	Desenvolvimento de projeto de MDL

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		Companhia Hidrelétrica Teles Pires.	
19 de agosto de 2011	/13/	Contrato EPC assinado entre a CHTP e a CCTP (Odebrecht; Alstom; Voith)	Data de início do projeto
Agosto de 2011	/19/	Aprovação da concepção de projeto básico pela ANEEL	Fase de pré-implementação do projeto
Janeiro de 2012	/21//22/ /23//24/	Processo de consulta pública local para o MDL como exigido pela AND brasileira	Desenvolvimento de projeto de MDL
25 de janeiro de 2012	/1//68/	DCP versão 01 é disponibilizado para consulta pública internacional	GSP - início da validação

A equipe de validação da PJRCES avaliou e verificou as evidências para a data de início do projeto bem como as atividades apresentadas respeitantes à consideração prévia e ações reais de continuação realizadas pelo PP. Com base na análise das evidências, a PJRCES confirma que a seleção da data de início (data em que o contrato EPC foi assinado) demonstra o compromisso dos PPs com a implementação do projeto e está em conformidade com o "Glossário de termos do MDL"/56/.

Além disso, uma análise das evidências mostra que a lacuna entre as atividades e eventos realizados pelo PP é validada como sendo inferior a 2 anos. A PJRCES conclui que o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto e de que ações contínuas e reais foram tomadas para assegurar o status de MDL da atividade do projeto.

O parecer da PJRCES é que a atividade de projeto do MDL proposta satisfaz as exigências da versão mais recente da orientação sobre consideração anterior do MDL /57/.

Parecer:

No parecer da equipe de validação, a data de início da atividade do projeto é validada como sendo 19 de agosto de 2011 com base no Contrato EPC/13/ emitido ao contratado/fornecedor. A consideração anterior do MDL foi validada com base na cópia autenticada da Resolução do Conselho datada de 22 de dezembro de 2010.

No parecer da equipe de validação, a atividade de projeto do MDL proposta é identificada como uma nova atividade de projeto, que satisfaz as exigências aplicáveis definidas na versão mais recente (CE 62, Anexo 13) das "Diretrizes para demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL".

4.6.2 PASSO 01: IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS (§113-§116)

De acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002, versão 13.0.0/53, se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base será o seguinte:

"A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

O projeto proposto é uma nova central hidrelétrica que alimentaria anualmente um total de 8.056.736 MWh de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN (rede nacional) no Brasil. De acordo com o parágrafo 115 do PVV2.0 /55/, não é necessária qualquer análise das alternativas de linha de base se a metodologia aprovada selecionada pela atividade do projeto do MDL proposta prescrever o cenário de linha de base. No entanto, os PPs identificaram cenários alternativos no DCP que foram validados pela PJRCES.

Os cenários alternativos para a atividade de projeto foram identificados conforme a metodologia de linha de base aplicada AM0002 v13.0.0 e a ferramenta aplicável para demonstrar e avaliar a adicionalidade, versão 6.0.0/58/. Dada a natureza das empresas dos PPs (CHTP – Sociedade de Propósitos Específicos criada especificamente para construir e operar a UHE Teles Pires) e a EQAO (desenvolvedor do projeto de MDL), o PP identificou duas alternativas, que são resumidas a seguir:

Alternativa 1: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL;

Alternativa 2: Continuação da situação atual, ou seja, a eletricidade continuará a ser gerada pelo mix de geração existente em operação na rede.

A identificação de alternativas e sua confirmação foram consideradas consistentes e de acordo com as exigências da metodologia de linha de base aplicada bem como suas ferramentas aplicáveis. As alternativas listadas no DCP são consideradas credíveis e completas atendendo às exigências da metodologia aplicável aprovada, PVV2.0 e ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade/58/.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias

As alternativas mencionadas acima estão em conformidade com a legislação brasileira do setor de energia e entidades regulatórias ambientais, ou seja, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)/20//74/ e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) /34//36//104/.

Na seção B.5 do DCP, os participantes do projeto também descreveram algumas políticas nacionais aplicadas pelo Governo Brasileiro e as recentes alterações no setor de energia para demonstrar que a geração de energia hidrelétrica está sendo promovida no Brasil pelo menos desde 2008, como uma tecnologia de baixa emissão de gás de efeito estufa, o que configura uma Política do tipo "E"/65/. A linha do tempo dos eventos e evidências foram verificadas pela equipe de validação, conforme fornecido na tabela abaixo:

Ano	Evento	Evidências/referências validadas
2003/ 2004	O governo federal anunciou um novo modelo para o mercado de eletricidade brasileiro, visando o estabelecimento de um mecanismo comum para a compra de energia e para permitir que o risco de mercado seja compartilhado entre os participantes, em vez de ser exclusivamente custeado pelo governo.	○ Lei Federal No. 10.847 – Criação da Empresa de Pesquisa Energética/107/; ○ Lei Federal No. 10.848 – Comercialização da eletricidade/108/; ○ Decreto No. 5.163 – Regulamentação do mercado de eletricidade /108//109/
2004/	A nova geração contratada nas 10 primeiras propostas sob o novo modelo foi predominantemente baseada em combustíveis fósseis, nomeadamente, 3,6% alimentada com biomassa, 35% energia hidrelétrica e	○ Esparta, A.R.J. (2008). Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: A

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

2007	61,4% alimentada com combustível fóssil.	experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura. /47/
2006	O governo brasileiro reconheceu o potencial de redução de emissões de GEE dos projetos de energia hidrelétrica no Plano de Dez Anos para a Expansão da Energia Elétrica 2006-2010.	○ Plano de Dez Anos para a Expansão de Energia Elétrica 2006-2010/48/.
Em 11 de abril	O governo brasileiro incluiu a meta de manter uma alta cota de fontes renováveis nas fontes de energia primárias e aumentar a geração de energia hidrelétrica na primeira versão de seu Plano Nacional sobre Mudança do Clima.	○ CIMC – Comitê Nacional da Mudança do Clima - Plano Nacional sobre a Mudança do Clima (PNMC) /111/
2010	Um aumento no fornecimento de energia por centrais hidrelétricas (faixa de redução prevista: 79 a 99 milhões de toneladas de CO ₂ eq em 2020), foi comunicado pelo governo brasileiro à UNFCCC, na forma de um seguimento do Acordo de Copenhagen.	○ Comunicação da República Federativa do Brasil à UNFCCC- Carta incluindo as ações de mitigação apropriadas nacionalmente/110/

A equipe de validação considerou correta a justificativa de que, de acordo com as regras atuais do MDL, o fato de este projeto ser uma prioridade para o governo brasileira não impede que a Atividade de Projeto da Central Hidrelétrica de Teles Pires seja elegível ao MDL. Caso contrário, o MDL criaria um incentivo perverso para as partes anfitriãs não introduzirem políticas que contribuam para atividades de investimento com reduções de emissões.

A PJRCES, com base em sua experiência local e setorial, é capaz de confirmar que os Cenários Alternativos 1 e 2 citados na seção acima estão de acordo com as leis e normas locais. Não foi notada qualquer norma local que proíba a implementação de centrais hidrelétricas e, da mesma forma, para a continuação do fornecimento de energia elétrica pela rede, que é também a linha de base para a atividade do projeto e será discutida nos próximos passos.

Parecer:

No parecer da equipe de validação, a lista de alternativas que inclui a atividade do projeto proposta sem ser registradas como uma atividade de projeto do MDL, como identificada no DCP, o que atende as leis e normas atuais aplicáveis, é considerada realista e completa.

4.6.3 PASSO 02: ANÁLISE DE INVESTIMENTOS (§117-§123)

Os PPs escolheram a análise de investimentos para demonstrar a adicionalidade. De acordo com o subpasso 2a. da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade 6.0.0/58/ precisará ser determinado um método apropriado de análise de investimentos.

A ferramenta oferece três opções:

- Opção I: análise de custo simples
- Opção II: análise comparativa de investimentos
- Opção III: análise de benchmark



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Uma vez que o projeto proposto gera benefícios financeiros e econômicos além do rendimento relacionado ao MDL através da venda da energia e a alternativa de linha de base não envolve um investimento para os participantes do projeto, se justifica uma análise de benchmark para a realização da análise de investimentos.

A. ANÁLISE DE BENCHMARK

O indicador financeiro e econômico da taxa interna de retorno do projeto (TIR), calculado no modelo financeiro da atividade do projeto, foi usado para comparar com o benchmark no setor elétrico no país anfitrião.

O Outro benchmark foi calculado com a aplicação do Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)/26/ para o setor de geração de energia no Brasil. Uma vez que o investimento em geração de energia a ser despachada à rede SIN poderia ser feito por qualquer outra entidade que não o participante do projeto, o PP determinou que o benchmark que utiliza dados disponíveis ao público, de acordo com o parágrafo 30.(a) da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade", versão 6.0.0/56/, ou seja, baseado em taxas de títulos do governo, aumentado por um prêmio de risco adequado para refletir o investimento privado e/ou tipo de projeto, documentado pelos dados financeiros oficiais disponíveis ao público.

O cálculo do benchmark levou em consideração o custo da dívida e o custo do capital próprio para um investidor típico no setor da atividade do projeto e foi aplicado ao fluxo de caixa do projeto na forma de uma taxa de desconto, quando comparando seu valor à Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto (de acordo com o parágrafo 12, Anexo 5, CE 62)/64/. O CMPC considera que os acionistas esperam obter retorno em relação ao risco projetado de investir recursos em uma atividade ou setor específico em um determinado país, logo, isto é considerado apropriado.

Além disso, foi confirmado que o cálculo do CMPC é feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do PP.

Uma vez que a data de decisão de investimento é 19 de agosto de 2011 (quando a CHTP assinou o contrato EPC)/13/, o benchmark foi calculado com base nos dados mais recentes disponíveis no momento da decisão de investimento, ou seja, o primeiro semestre de 2011 ou 2010 para dados do ano completo.

O CMPC de 7,27% foi calculado por meio da fórmula abaixo:

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

$$CMPC = 50\% \times 1,86\% + 50,00\% \times 12,67\% = 7,27\%$$

We e **Wd** são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. O PP aplicou **We** de 50,00% e **Wd** de 50,00%, que estão de acordo com o parágrafo 18 das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", versão 5/64/.

Kd é o custo da dívida observado no mercado com relação à atividade do projeto, e que já leva em conta os benefícios de impostos de contratação de dívidas. **Kd** foi calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Kd = [1 + (a+b+c) \times (1-t)] / [(1+d) - 1]$$

Os valores de entrada validados, usados para determinar o custo da dívida, são apresentados e justificados na tabela abaixo:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Parâmetro	Valor	Justificativa / Meio de validação
a- Custo financeiro	6,27%	Corresponde à média de 5 anos da taxa de juros de longo prazo definida pelo BNDES. A média de 5 anos adotada para calcular a TJLP tem por objetivo refletir uma média conservadora da taxa de juros de longo prazo, considerando que ela apresenta uma ampla faixa de variação no decorrer dos anos. A equipe de validação confirmou que o cálculo do Custo Financeiro da média de 5 anos (de julho de 2006 a junho de 2011) na planilha do CMPC (pasta de trabalho "TJLP")/26/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento e foi comparado com os valores fornecidos trimestralmente no website do BNDES/83/. Sendo assim, a PJRCES considera conservadora e apropriada para a atividade do projeto e no contexto de cálculo do benchmark.
b- Spread do BNDES	0,90%	A equipe de validação confirmou o valor apresentado na planilha do CMPC (pasta de trabalho "Wacc")/26/ com a taxa de spread do BNDES aplicada a projetos de geração de eletricidade sem combustíveis fósseis, através de análise do website do BNDES/84/ e cruzou estas informações com publicações sobre o custo de capital de empresas no setor de eletricidade brasileiro/81/. O valor era válido no momento da decisão de investimento. Sendo assim, a PJRCES considera conservadora e apropriada para a atividade do projeto e no contexto de cálculo do benchmark.
c- Taxa de risco de crédito	2,09%	A equipe de validação confirmou no website do BNDES/84/ que a taxa de risco de crédito aplicada a projetos de geração de eletricidade com combustível fóssil varia de 0% a 4,18% e, portanto, os PPs usaram o valor médio (2,09%) de tal faixa. Este valor foi comparado com o Relatório Administrativo da CHTP, referente a um spread de 2,4% aplicado pelo BNDES com relação a um empréstimo aprovado em 14 de dezembro de 2011/97/. Portanto, a equipe da PJRCES considerou a taxa de risco de crédito de 2,09% como conservadora e apropriada para a atividade do projeto e para o contexto de cálculo do benchmark.
d- Taxa de intermediação financeira	0,5%	A equipe de validação confirmou o valor apresentado na planilha do CMPC (pasta de trabalho "Wacc")/26/ e cruzou as informações com os valores apresentados no website do BNDES/84/ com respeito à taxa de intermediação financeira aplicada pelas instituições financeiras credenciadas do BNDES para empréstimos a projetos de geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis, através de análise. Sendo assim, a equipe da PJRCES considerou a taxa de intermediação financeira confiável e adequada para a atividade do projeto e para o contexto de cálculo do benchmark.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

(t) Alíquota do imposto marginal	34%	A equipe de validação verificou na Instrução Normativa N° 51 da Secretaria da Receita Federal do Brasil /79/ que o valor, aplicável ao regime tributário de Lucro Real para a taxa de imposto marginal, é composta por dois impostos: Imposto social (CSLL) de 9% e Imposto de renda (IR) de 25% (aplicado para lucros superiores a R\$ 20.000/mês), totalizando 34% aplicado ao lucro líquido. A PJRCES confirmou que o regime tributário de Lucro Real é aplicado ao tipo de projeto e os valores do CSLL e IR foram confirmados no website da Secretaria da Receita Federal do Brasil /79/ e publicações que relatam os impostos marginais corporativos de países /80/ ou que discutem o custo de capital das empresas no setor de energia elétrica brasileiro/81//82/. A equipe da PJRCES o considera conservador e apropriado para a atividade do projeto e no contexto de cálculo do benchmark.
(d) Previsão de inflação	4,5%	A equipe de validação comparou este valor com a meta de taxa de inflação publicada no website do Banco Central brasileiro/85/. A PJRCES considera este valor conservador e adequado, visto que não existem dados disponíveis referentes à previsão de inflação do Banco Central brasileiro para a duração do período de obtenção de créditos, e portanto, está de acordo com o parágrafo 7 do Apêndice “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos”, versão 5/64/.
Custo de Débito após impostos (p.a.) - Kd	1,86%	A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC /26/ e concluiu que o mesmo é preciso. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações discutindo o custo de capital de empresas no setor elétrico do Brasil /81//82/ e concluiu que o valor obtido para Kd pelos PPs é conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.

Ke é o custo do capital próprio e representa a taxa de retorno para investimentos de capital próprio, e foi estimado pela equação:

$$Ke = ((1 + (Rf + \beta \cdot Rm + Rc)) / (1 + \pi')) - 1$$

O custo do capital próprio (**Ke**) foi determinado considerando dados dos EUA disponíveis ao público, a fim de determinar a taxa livre de risco (**Rf**), a inflação prevista dos EUA (**I**) e o prêmio de risco do capital próprio (**Rm**) no momento da decisão de investimento do projeto. Considerando que a atividade de projeto proposta localiza-se no Brasil e gerará eletricidade, os participantes do projeto customizaram esses parâmetros aplicando o prêmio estimado do risco-país (**Rc**) e o risco setorial (**β**) do setor energético.

Os valores usados no cálculo do custo do capital próprio são apresentados e justificados na tabela abaixo:

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Parâmetro	Valor	Justificativa / Meio de validação
(Rf) Taxa livre de risco	4,24%	Corresponde à média de um ano de títulos de longo prazo (30 anos) com base nos títulos do Tesouro dos EUA, que são ativos de longo prazo de um mercado maduro. A equipe de validação confirmou que o cálculo apresentado para a taxa livre de risco (de 19 de agosto de 2010 a 18 de agosto de 2011) na planilha CMPC, pasta de trabalho "T. Notes"/26/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento e também comparou com os valores apresentados no website da Reserva Federal dos EUA/86/. Considerando a vida útil operacional do projeto e as volatilidades historicamente baixas dos títulos do tesouro norte-americano, a PJR CES considera razoável e apropriado um período de um ano da taxa de títulos de longo prazo (30 anos) antes da data de decisão de investimento para estimar a taxa livre de risco para o contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.
(Rm) Prêmio de risco do capital próprio	6,03%	O prêmio do mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos das S&P 500 e os retornos dos títulos dos EUA de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da diferença entre esses retornos. A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para o prêmio do risco de capital próprio (de 1928 a 2010) na planilha do CMPC, planilha "Returns by year"/26/ para ações (11,23%) menos títulos (5,28%) estão corretas e são aplicáveis no momento da decisão do investimento e também comparou com os valores fornecidos no website da Damodaran /87/. A adoção de um período abrangendo 82 anos fornece um número mais consistente, dado que a volatilidade nas ações é alta e, portanto, um período maior é melhor para obter uma média mais precisa razoável e adequada ao contexto da atividade do projeto. Portanto, a PJR CES considera que a determinação do prêmio de risco de capital próprio pelo PPs está correta e é adequada para o contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.
(Rc) Estimativa do prêmio pelo risco país	2,37%	O prêmio de risco país do Brasil usa o JPMorgan Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI+) como benchmark de dívida líquida em dólares norte-americanos para mercados emergentes, que monitora os retornos totais para instrumentos de dívida externa negociados ativamente nos mercados emergentes. A equipe de validação confirmou que o cálculo apresentado para o prêmio de risco país como a média dos 5 últimos anos (de 21 de agosto de 2006 a 18 de agosto de 2011) na planilha do CMPC, aba "EMBI+"/26/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento e também foi comparado com

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		os valores fornecidos pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea)/89/. Portanto, a PJRCES considera que a determinação do prêmio de risco país feita pelos PPs está correta e é adequada para a atividade de projeto e para o contexto de cálculo do benchmark.
(β) Risco setorial	1,41	O valor de beta (β) é derivado da correlação entre os retornos de empresas dos EUA do setor de energia e o desempenho dos retornos no mercado dos EUA. O valor de beta foi ajustado à alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais como financeiros. A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para o risco setorial usando um valor médio de 0,85 (beta não alavancado) das empresas de energia dos EUA e alavancado, usando a proporção média de dívida/capital próprio do mercado (50/50), que é comum para o setor industrial no Brasil e o imposto de renda de 34%, como demonstrado na planilha de CMPC, aba "Beta US")/26/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento. A equipe de validação também comparou os valores beta com os valores apresentados no website da Damodaran/87/. Portanto, a PJRCES considera que a determinação do risco setorial após os impostos feita pelos PPs está correta e é adequada para a atividade de projeto e para o contexto de cálculo do benchmark.
(I) Inflação norte-americana esperada	2,17%	Corresponde à média de um ano dos títulos do tesouro dos EUA (3,05%) menos TYPST 10 também dos EUA (0,88%). A equipe de validação confirmou que o cálculo apresentado para a inflação norte-americana esperada (de 19 de agosto de 2010 a 18 de agosto de 2011) na planilha CMPC, aba "T. Notes")/26/ está correto e é aplicável no momento da decisão de investimento. A equipe de validação também comparou com os valores fornecidos no website da Reserva Federal dos EUA/86/. Considerando a vida útil operacional do projeto e as volatilidades historicamente baixas dos títulos do tesouro norte-americano, a PJR CES considera razoável e apropriado um período de um ano da taxa de títulos de longo prazo (10 anos) antes da data de decisão de investimento para estimar a inflação dos EUA para o contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.
Custo do capital próprio com o risco país brasileiro (a.a.) - Ke	12,67%	A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC /26/ e concluiu que o mesmo é preciso. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações discutindo o custo de capital de empresas no setor elétrico do Brasil /81//82/ e concluiu que o valor obtido para Ke pelos PPs é conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Com base nas informações acima, a PJR CES confirma que o cálculo deste benchmark é exato e razoável para o projeto proposto.

B. PARÂMETROS DE ENTRADA

Conforme mencionado acima, o indicador financeiro escolhido pelos PPs é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto após os impostos. A TIR do projeto é comparada com o CMPC detalhado acima.

A validação de parâmetros principais de entrada determinada para a análise financeira pela PJRCES está apresentada abaixo:

Parâmetro	Valor	Justificativa / Meio de validação
Capacidade de exportação da planta	1.820 MW	A equipe de validação confirmou a capacidade de exportação da planta relatada no DCP/25/ e na planilha da TIR (pasta de trabalho "FCF")/27/ com o valor apresentado na versão mais recente do Projeto Básico Consolidado /19/ aprovado pela Resolução da Aneel N°. 3.324/73/ e cruzamento das informações com o Despacho da ANEEL N°. 3.504 /72/ e o contrato de Concessão entre a ANEEL e a CHTP/20/. Sendo assim, a PJR CES considera a capacidade de exportação da planta do projeto proposto como apropriada e confiável.
Energia assegurada revisada	940,60 MWmed	A equipe de validação confirmou a energia assegurada revisada relatada no DCP/25/ e na planilha da TIR (pasta de trabalho "FCF")/27/ com o valor apresentado na versão mais recente e aprovada do Projeto Básico Consolidado /19/ e o cruzamento das informações com a Resolução da Aneel N°. 3.324/73/ e o Despacho da ANEEL N°. 3.504 /72/. Sendo assim, a PJR CES considera a energia assegurada revisada do projeto proposto como apropriada e confiável.
Energia assegurada do leilão	915,40 MWmed	A equipe de validação confirmou a energia assegurada do leilão no DCP/25/ e na planilha da TIR (pasta de trabalho "FCF")/27/ com o valor apresentado na Licitação da ANEEL para o leilão N° 04/2010 /16/ e cruzou estas informações com a versão mais recente e aprovada do projeto básico consolidado /19/, o Despacho da ANEEL N° 3.504 /72/ e o contrato de concessão entre a ANEEL e a CHTP/20/. Sendo assim, a PJRCES considera a energia assegurada do leilão do projeto proposto como adequada e confiável.
Perdas na transmissão	2,22%	A equipe de validação confirmou as perdas de transmissão da rede SIN relatadas no DCP/25/ e na planilha da TIR (pasta "FCF")/27/ com o cálculo dado na planilha "Perdas de Transmissão - UHE Teles

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		Pires"/15/ como uma média de quatro anos (de 2007 a 2010) das perdas da rede relatadas pela CCEE. A equipe da PJR CES comparou as informações com os Relatórios Anuais da CCEE dos anos de 2007 a 2010/90/. Sendo assim, a PJR CES considera as perdas de transmissão calculadas para o do projeto proposto como apropriadas e confiáveis.
Consumo interno	0,00%	Devido à falta de evidência, os PPs consideraram zero por cento como o consumo interno de eletricidade da UHE Teles Pires. A equipe de validação confirmou o valor de consumo interno relatado no DCP/25/ e na planilha da TIR (planilha "FCF")/27/. Tendo em vista o valor conservador do consumo interno para fins de análise de investimentos, ou seja, aumentaria a TIR do projeto para ser comparada com o benchmark, a PJR CES considera este valor razoável e apropriado.
Preço no ACR	R\$ 58,35	A tarifa de eletricidade é fixada no CCVE do Leilão da ANEEL N° 04/2010 /16/ para 85% da energia assegurada do leilão da UHE Teles Pires, ou seja, 778 MWmed (915,4 x 85%) serão comercializados no ambiente de contratação regulada (ACR) durante um período de 30 anos (com início em 1 de janeiro de 2015). A equipe de validação confirmou a energia assegurada revisada no DCP/25/ e na planilha da TIR (pasta de trabalho "FCF")/27/ com o valor dado pela CCEE referente aos resultados do 11° Leilão para Nova Energia/91/ e cruzou as informações com o relatório de pedido de financiamento enviado ao banco de desenvolvimento brasileiro/37/. Sendo assim, a PJR CES considera o preço no ACR do projeto proposto como apropriado e confiável.
Preço no ACL	R\$ 145,00	A tarifa de eletricidade da energia restante gerada pela UHE Teles Pires, que pode ser comercializada no ambiente de contratação livre (ACL), ou seja, 162,6 MWmed (a energia assegurada revisada: 940,6 MWmed menos os 778 MWmed que serão comercializados no ACR). A equipe de validação confirmou a energia assegurada revisada, relatada no DCP/25/ e na planilha da TIR (pasta de trabalho "FCF")/27/ com o valor dado pelo relatório de solicitação de financiamento enviado ao banco de desenvolvimento brasileiro/37/ e comparou com relatório de terceiros discutindo cenários para o preço de energia futuro no mercado ACL/92/. Sendo assim, a PJR CES considera o preço no ACL

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		do projeto proposto como apropriado e confiável.
CAPEX	R\$ 3.567.628.457	A equipe de validação verificou os custos de investimento no /25/ e na planilha da TIR (pasta de trabalho "Inv" e pasta de trabalho "Payment Schedule")/27/ com os valores apresentado no contrato EPC/13/ e o relatório de solicitação de financiamento enviado ao BNDES pela CHTP/37/., confirmando que eles são adequados para o momento da decisão de investimento. A equipe de validação também comparou o valor do CAPEX com o 4o. Relatório de Balancete do PAC2/99/ (o último disponível no momento da validação), que é publicado trimestralmente pelo governo brasileiro, relatando o status dos principais projetos de infraestrutura em construção, incluindo a UHE Teles Pires e outras centrais hidrelétricas novas e de grande porte (UHE) no Brasil. Há 3 UHEs dentro da faixa de geração de +/- 50% a capacidade de Teles Pires (UHE Estreito com 1,087 MW e CAPEX de R\$ 4.295 milhões; UHE Teles Pires com 1,820 MW e CAPEX de R\$ 4.000 milhões e a UHE Jatobá com 2,338 MW e CAPEX de R\$ 5.100 milhões). Portanto, dois aspectos deste relatório atualizado indicam o conservadorismo do CAPEX utilizado pelos PPs na análise de investimentos: 1- O CAPEX estimado no momento da análise de investimentos (R\$ 3,568 bilhões) para a UHE Teles Pires é 11% menor que os custos reais gastos com o projeto proposto; 2- Ao comparar os valores de custo de investimento por MW da capacidade instalada, o valor da UHE Teles Pires usado na análise de investimentos é R\$ 1,96 milhões/MW, quando os valores reais de 3 UHEs estão numa faixa de 2,18 a 3,95 milhões de reais/MW. Sendo assim, a PJR CES confirma que o CAPEX usado para o projeto proposto é confiável e razoável.
OPEX (média)	R\$ 251.508.149/ano	Refere-se aos custos operacionais totais, que incluem o O&M e os tributos determinados pela ANEEL (Base da CCEE; TAR; Royalties; Seguro; TUST; R&D; TFSEE; UBP e ONS). A equipe de validação confirmou os custos operacionais totais calculados na planilha da TIR (planilha "FCF")/27/, validando cada um dos parâmetros de entrada, conforme detalhados nesta tabela. A equipe da PJR CES também comparo os custos de OPEX

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		por MWh da UHE Teles Pires (R\$ 251.508.000 / 8.056.736 MWh = R\$ 31,22/MWh) e os considerou como dentro da faixa relatada pela IEA (Agência Internacional de Energia) em 2010 para centrais hidrelétricas novas e de grande porte (US\$ 0,05 para 20/MWh/100/, que ao aplicar uma taxa de câmbio/112/ para 2010 = US\$ 1 = R\$ 1,76, resulta em R\$ 0,088 para 0,352/MWh). Sendo assim, a PJR CES o OPEX para o projeto proposto como apropriado e razoável.
- O&M	R\$ 16.759.000/ano	Refere-se aos custos de operação e manutenção (despesas administrativas e de manutenção) da UHE Teles Pires. A equipe de validação confirmou o valor O&M na planilha da TIR (planilha "FCF")/27/ com os valores apresentados no contrato EPC/13/, que determinar os custos de O&M para os três primeiros anos. Considerando que os PPs aplicaram o mesmo valor para os demais anos do período de avaliação sem escalada e considerando que, geralmente, os custos de O&M aumentam ao longo dos anos, a PJR CES confirma que o O&M é conservador e adequado para a atividade do projeto proposta.
- Base da CCEE:	R\$ 0,19/MWh	Refere-se a uma contribuição compartilhada por todos os agentes da CCEE para pagar os custos operacionais e de investimento decorrentes das atividades da CCEE, onde os custos totais da CCEE são compartilhados de acordo com o artigo 12 do Decreto Federal N° 5.177/93/. A equipe de validação confirmou o valor da Base da CCEE relatado no DCP/25/ e a planilha da TIR/27/ e comparou com os valores dados no Orçamento de 2010 da CCEE/94/ e o Relatório Anual de 2010 da CCEE/90/. Sendo assim, a PJR CES considera o custo da Base da CCEE do projeto proposto como apropriado e confiável.
- TAR - Atualizada Referência	Tarifa de R\$ 68,34/MWh	A Tarifa Atualizada de Referência é usada para calcular a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) cobrada de todas as centrais hidrelétricas no Brasil, de acordo com a Lei Federal N° 7.990/101/. A TAR é atualizada anualmente pela ANEEL. A equipe de validação confirmou o valor da TAR relatado no DCP/25/ e na planilha da TIR/27/ e o comparou com o valor dado na Resolução da Aneel No 1.096/38/, que estabelece a TAR de 2011. Sendo assim, a PJRCES considera o valor da TAR do projeto

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		proposto como apropriado e confiável.
- Royalties	6,75%	O percentual de royalties é o segundo parâmetro de entrada usado para calcular a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) cobrada de todas as centrais hidrelétricas no Brasil, de acordo com a Lei Federal No 7.990/101/. Os royalties são fixados em 6,75% pela ANEEL. A equipe de validação confirmou o valor da TAR relatado no DCP/25/ e a planilha da TIR/27/ e comparou com os valores fornecidos pelo Atlas da Aneel, Capítulo 4/39/. Sendo assim, a PJR CES considera os Royalties aplicados ao projeto proposto como apropriados e confiáveis.
- Seguro (% de ativos)	0,00%	Devido à falta de evidência, os PPs consideraram zero por cento de custo de ativos como seguro. A equipe de validação confirmou o valor do seguro relatado no DCP/25/ e na planilha da TIR (pasta "FCF")/27/. Tendo em vista o valor conservador do consumo interno para fins de análise de investimentos, ou seja, aumentaria a TIR do projeto para ser comparada com o benchmark, a PJR CES considera este valor razoável e apropriado.
- TUST	R\$ 8,960/kW/mês	Refere-se à tarifa de uso das linhas de transmissão de energia elétrica, que foi estabelecida pela ANEEL. A equipe de validação confirmou o valor da TUST relatado no DCP/25/ e na planilha da TIR/27/ e o comparou com os valores fornecidos pela Resolução da Aneel N°. 1.086/40/. Sendo assim, a PJR CES considera o valor da TUST aplicado ao projeto proposto como apropriado e confiável.
- P&D -Pesquisa e Desenvolvimento	1%	Refere-se à tarifa imposta às empresas do setor de energia para o investimento em Pesquisa e Desenvolvimento, que correspondem a pelo menos 1% do lucro líquido de cada gerador de energia independente, como determinado pelo Artigo N°2 da Lei N°9.991/102/ A equipe de validação confirmou os valores de P&D relatados no DCP/25/ e na planilha da TIR/27/ e os comparou com os valores fornecidos pela Resolução da Aneel N°. 1.086/40/. Sendo assim, a PJR CES considera o valor de P&D aplicado ao projeto proposto como apropriado e confiável.
- UBP	R\$ 5.514.831,81	Refere-se à tarifa de uso de um bem público, que é determinada pela ANEEL. A equipe de validação confirmou o valor da

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

		UBP relatado no DCP/25/ e a planilha da TIR/27/ e o comparou com o valor dados no Edital 04 da ANEEL/13/ e no Contrato de Concessão/20/. Sendo assim, a PJR CES considera a UBP aplicada ao projeto proposto como apropriada e confiável.
- TFSEE	R\$ 385,73/kW	Refere-se à taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica para a eletricidade cobrada pela ANEEL. A equipe de validação confirmou o valor da TFSEE relatado no DCP/25/ e a planilha da TIR/27/ e o comparou com o valor dados na Portaria da ANEEL N° 4.080/41/ e na Portaria da ANEEL N°. 360/103/. Sendo assim, a PJR CES considera a TFSEE aplicada ao projeto proposto como apropriada e confiável.
- ONS	R\$ 190.336/ano	Refere-se ao reembolso de parte dos custos de administração e operação do ONS aplicados aos agentes de geração, transmissão e distribuição, bem como a consumidores livres que estão interligados à rede nacional (SIN), como estabelecido pela Resolução da ANEEL N°. 328/95/. A equipe de validação confirmou o valor do ONS relatado no DCP/25/ e no cálculo apresentado na planilha da TIR (pasta de trabalho "ONS")/27/ e o comparou com os valores apresentados na Resolução da ANEEL N°. 328/95/; Saldo de Energia 2011/96/; Resolução da ANEEL 2.459/2010/42/ e o ONS - Relatório de Verificação de Serviços e Encargos de Transmissão /43/. Sendo assim, a PJR CES considera a taxa do ONS aplicada ao projeto proposto como apropriada e confiável.
Depreciação	4% e 10%	A PJR CES verificou a taxa de depreciação de 10% (10 anos) aplicada para o equipamento e 4% (25 anos) aplicada para as instalações e o valor residual foi comparado com aquele relatado no DCP/25/ e o cálculo apresentado na planilha da TIR (pasta de trabalho "Inv")/27/. Estas taxas de depreciação foram confirmadas com o website da Secretaria da Receita Federal do Brasil/114/ e através do Manual de Contabilidade da ANEEL/113/. Sendo assim, a PJR CES confirma que as taxas de depreciação e o valor residual aplicado na análise financeira do projeto estão de acordo com as leis relevantes e normas de contabilidade.
Valor residual	R\$ 728.877.240	
Impostos:		



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

- IR	25%	A PJR CES confirmou que o regime tributário de Lucro Real é aplicável ao tipo de projeto e os valores do PIS/COFINS (corretamente aplicados à receitas brutas) e CSLL+IR (corretamente aplicados às receitas líquidas) foram comparados com aqueles relatados no DCP/25/ e no cálculo apresentado na planilha da TIR/27/. Estes impostos foram confirmados com o website da Secretaria da Receita Federal do Brasil/44/79/. Portanto, a PJR CES confirma que todos os impostos aplicados na análise financeira do projeto estão de acordo com as leis e normas atuais relevantes e representam adequadamente a situação econômica do projeto.
- CSLL	9%	
- PIS	1,65%	
- COFINS	7,6%	

Concluindo, a PJRCES confirma que os cálculos da TIR do projeto foram apresentados em uma planilha/27/ de maneira transparente e que pode ser reproduzida. Os cálculos foram verificados e considerados corretos e as hipóteses usadas nos cálculos foram consideradas pela PJRCES como consistentes e aplicáveis no momento da decisão de investimento (contrato EPC 19 de agosto de 2011/13/).

Com base a competência setorial e local da PJRCES, a PJRCES é capaz de confirmar que os parâmetros de entrada usados na análise financeira são razoáveis e representam adequadamente a situação econômica do projeto.

A TIR do projeto sem as receitas do MDL é 3,38%, confirmando que o projeto, na ausência dos benefícios do MDL e em comparação com o benchmark, não é financeiramente atraente.

C. CÁLCULO E COMPARAÇÃO DOS INDICADORES FINANCEIROS (APLICA-SE SOMENTE À ANÁLISE COMPARATIVA DE INVESTIMENTOS/ ANÁLISE DE BENCHMARK)

Os cálculos de benchmark (WACC) e da TIR foram apresentados em duas planilhas distintas/26//27/. Os cálculos foram verificados e considerados corretos pela PJRCES. Os pressupostos usados nos cálculos foram considerados corretos pela PJR CES. A TIR do projeto sem as receitas do MDL é 3,38%, confirmando que o projeto, na ausência dos benefícios do MDL e em comparação com o benchmark, não é financeiramente atraente.

D. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE (APLICA-SE SOMENTE À ANÁLISE COMPARATIVA DE INVESTIMENTOS/ANÁLISE DE BENCHMARK)

A análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros que provavelmente irão flutuar ao longo do tempo e contribuir para mais de 20% dos custos do projeto ou receitas totais atendendo às Diretrizes para a avaliação da análise do investimento/64/. Portanto, as variações foram feitas pela alteração dos seguintes parâmetros:

- Reduzindo as despesas de investimento (custos de investimento).
- Aumentando a receita do projeto (tarifa de eletricidade);
- Aumentando a geração de energia pela planta (geração de energia);
- Reduzindo o custo de operação (custos totais de operação)

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Indicadores-chave	TIR com variação de 10%	Variação para atingir o benchmark de 7,27%
Valor original	3,38% (sem variação)	n.a
Custos de investimento	-10% seria 4,37%	-32,30%
Tarifa de eletricidade	+10% seria 4,57%	+35,10%
Geração de Energia	+10% seria 5,63%	+18,00%
Total de custos operacionais	-10% seriam 3,97%	-72,00%

De acordo com a análise de sensibilidade apresentada, é demonstrado que a TIR de capital próprio permanece inferior ao benchmark em todos os cenários razoavelmente avaliados.

CAPEX

A TIR do projeto alcançará o benchmark de 7,27% se houver um decréscimo de 32,30% no total de investimentos. No entanto, tal diminuição não é realista no cenário real do projeto, uma vez que a estimativa de CAPEX atualmente revisada do PP é de R\$ 4 bilhões, ou seja, 11% maior do que a considerada anteriormente, no momento da decisão de investimento. Essa informação foi confirmada pela equipe de validação no 4º Balanço do PAC2/99 /, que é publicado pelo governo brasileiro a cada trimestre, reportando o status dos principais projetos de infraestrutura em construção no Brasil, incluindo a UHE Teles Pires. Esse fato também é reforçado pelos resultados da análise de documentos relacionados à estimativa de custos e cronogramas de construção nos países em desenvolvimento. Usando uma amostra de 125 projetos (59 termelétricas e 66 hidrelétricas), Bacon e Besant-Jones (1998)/115/ mostram que, embora a razão entre custo real e estimado possa ser menor que um (indicando um investimento real menor que o estimado), menos de 10% dos projetos analisados tiveram investimentos abaixo do previsto. Uma das conclusões do documento é que “os valores estimados tiveram uma tendência significativamente abaixo dos valores reais”.

Com base nas informações acima, a PRJCES confirma que é bastante improvável que ocorra uma redução de 32,30% nas despesas de investimento da atividade do projeto.

Tarifa de eletricidade

A TIR do projeto alcançará o benchmark de 7,27% se houver um aumento de 35,10% na receita total de vendas da eletricidade. No entanto, a tarifa de energia elétrica do projeto foi estabelecida pelo leilão de energia realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 17 de dezembro 2010/91 /. O valor da tarifa de eletricidade foi fixado em R\$58,35 por um período de 30 anos (com início em 1 de janeiro de 2015), que será comercializado no ambiente de contratação regulada (ACR). De acordo com o edital do leilão/16/, 85% do fornecimento de energia anual previsto para a rede no momento do leilão tinham que ser comercializados no ACR. A energia restante pode, assim, ser comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), para o qual os PPs estimaram um preço de R\$ 145,00. Uma vez que a tarifa para o ACR é fixa, uma variação de +212% - ou seja, o preço no ACL deveria ser de R\$ 308,00 durante os 30 anos de operação da atividade do projeto para alcançar o benchmark - claramente não é um cenário plausível.

Portanto, a PJRCES confirma que é altamente improvável que a receita total proveniente de vendas de eletricidade aumente 35,10%.

Geração de energia

A energia anual prevista fornecida à rede pelo projeto, de acordo com o estabelecido pelo Ministério das Minas e Energia (Decreto MME nº27/2010) é calculada com base em dados hidrográficos históricos de longo prazo (disponíveis desde a década de 1930) e, portanto, não é provável que a energia anual média de longo prazo fornecida seja significativamente diferente do valor usado na análise financeira.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Além disso, os projetos de centrais hidrelétricas como a UHE Teles Pires estão incluídos no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) criado pelo ONS com o objetivo de compartilhar e mitigar os riscos hidrográficos associados ao despacho centralizado e otimizar o sistema hidrotérmico. O objetivo é assegurar que todas as plantas que fazem parte do MRE recebam seus níveis de garantia física sem importar seu nível de geração de energia, contanto que a geração total do MRE não fique abaixo da garantia física total do sistema. Isso significa que o MRE realoca energia, transferindo o excedente daquelas que produzem além de sua garantia física para aquelas que geraram menos. Em outras palavras, a intenção do MRE é assegurar que todos os geradores comercializem a energia assegurada atribuída a eles, sem importar sua geração real de energia.

A realocação/transferência de energia entre hidrelétricas incorre no custo denominado “custo mínimo da água”, que tem como base uma tarifa de otimização determinada pela ANEEL para cobrir o custo progressivo incorrido na operação e manutenção da planta, o pagamento de uma taxa de compensação da tarifa financeira de recursos hidrográficos usados, que é calculada com base na quantia de energia gerada. Quando a energia atribuída de um gerador após ser realocada no MRE for maior que a contratada, o gerador tem o direito de vender esse excedente no mercado de curto prazo, ao valor momentâneo do PLD (diferença no preço de liquidação). O mesmo se aplica na situação oposta, na qual o gerador terá que comprar energia do mercado de curto prazo se não estiver em conformidade com suas obrigações contratuais (déficit na geração de energia). Como consequência, isso significa que se uma planta gerar mais energia e ela for realocada no MRE, a taxa de compensação que a planta recebe não gerará nenhuma receita adicional, apenas cobrirá o custo (O&M) de sua geração adicional.

Além disso, sendo a UHE Teles Pires definida pela ANEEL como participante na distribuição das perdas que ocorrem na rede básica, essas perdas devem ser consideradas. De acordo com a regulamentação do setor, a UHE Teles Pires tem permissão apenas para negociar uma quantidade de eletricidade já descontando essas perdas.

A atividade de projeto proposta tem a obrigação contratual de vender 85% de sua energia assegurada no mercado ACR a um preço fixo, determinado pelo leilão de energia, e o restante, menos as perdas, no mercado ACL. Além disso, os PPs já consideraram para a análise financeira a otimização do potencial hidrelétrico da planta, que aumentou a energia assegurada da planta em 2,75%, de 915,4 MW médios no momento do leilão para 940,6 MW médios.

Com base no exposto acima, a PRJ CES confirma que um aumento consistente de 18,00% na energia anual média fornecida à rede a longo prazo definitivamente não é um cenário provável.

Total de custos operacionais

Os resultados da análise de sensibilidade mostram que se o projeto sofresse uma redução de 72,00% dos custos de operação, a TIR do projeto atingiria o benchmark de 7,27%.

Esse não é um cenário plausível, já que mais de 90% dos custos operacionais são decorrentes a taxas ou tarifas já estabelecidas por resoluções da ANEEL ou calculadas anualmente por entidades nacionais, cujos valores anuais têm aumentado constantemente ao longo dos anos.

Além disso, o resto dos 7% dos custos operacionais estão relacionados aos custos de O&M, que são estabelecidos contratualmente entre o desenvolvedor do projeto e o prestador de serviços a uma taxa fixa e, como uma abordagem conservadora, os PPs não aumentaram esses custos na análise de investimentos. Portanto, a PJR CES confirma que não se pode razoavelmente esperar nenhuma diminuição significativa dos custos de O&M.

E. CONCLUSÃO

A análise acima mostra claramente que só em circunstâncias muito irreais e altamente favoráveis seria possível que a TIR do projeto alcançasse o benchmark. A PJR CES conclui que a TIR é mais

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

baixa que o benchmark por causa de vários pressupostos realistas sobre os principais parâmetros de entrada e, portanto, o projeto não é financeiramente atraente.

4.6.4 PASSO 03: ANÁLISE DE BARREIRAS (§124-§127)

De acordo com a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" /58/, se a conclusão após a análise de sensibilidade é de que é improvável que a atividade de projeto do MDL proposta seja a mais atraente financeiramente/economicamente, os PPs devem prosseguir para o Passo 4 (análise da prática comum). Portanto, esta atividade de projeto não exige nenhuma análise de barreiras.

A. DETERMINAR SE AS BARREIRAS SÃO REAIS:

Não se aplica.

B. DETERMINAR SE AS BARREIRAS IMPEDEM A IMPLEMENTAÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO, MAS NÃO A IMPLEMENTAÇÃO DE PELO MENOS UMA DAS ALTERNATIVAS POSSÍVEIS:

Não se aplica.

4.6.5 PASSO 04: ANÁLISE DA PRÁTICA COMUM (§128-§130)

Os PPs realizaram a análise da prática comum do projeto de acordo com a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, versão 6.0.0/58/, concluindo que a atividade de projeto do MDL corresponde à opção (b) do parágrafo 6, uma vez que consiste em uma troca da eletricidade da rede para a geração de eletricidade por uma central hidrelétrica.

Portanto, foi aplicada a abordagem em passos prevista no parágrafo 47 da "ferramenta de adicionalidade", que determina que uma atividade de projeto proposta é considerada uma prática comum em um setor na área geográfica aplicável se ambas as condições forem aplicáveis:

- o fator F ($F = 1 - N_{diff}/N_{all}$) é maior que 0,2; e
- $N_{all} - N_{diff}$ é maior que 3.

Os quatro passos da diretriz são aplicados da seguinte forma:

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

Considerando que a atividade de projeto da central hidrelétrica Teles Pires tem uma capacidade instalada de 1.820 MW e aplicando uma faixa de geração de +/-50% , apenas plantas com capacidade instalada entre 910 e 2.730 MW foram consideradas na análise.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que apresentam a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável calculada no Passo 1, que a atividade de projeto proposta e que iniciaram a operação comercial antes da data de início do projeto. (N_{all} - os projetos do MDL não serão incluídos).

A área geográfica aplicável é o país anfitrião (Brasil) e o limite são as centrais elétricas interligadas à rede nacional (SIN).

A análise teve como fonte o banco de dados da ANEEL/116 /, resultando em 24 plantas interligadas ao SIN, com capacidade instalada entre 910 e 2.730 MW, das quais 20 plantas são centrais hidrelétricas, 3 são centrais termelétricas e 1 é usina nuclear. Portanto, $N_{all} = 24$.

A tabela abaixo apresenta a identificação das plantas interligadas ao SIN que atendem ao critério de capacidade instalada.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

TABELA 1 - PLANTAS OPERACIONAIS IDENTIFICADAS COM CAPACIDADE INSTALADA ENTRE 910 E 2730 MW, COM DATA DE INÍCIO DA OPERAÇÃO ANTES DE 19 DE AGOSTO DE 2011

Planta	Capacidade instalada (MW)	Tipo	Data de início da operação
Paulo Afonso IV	2.462,4	Central hidrelétrica	1979
Itumbiara	2.080,5	Central hidrelétrica	1981
São Simão	1.710,0	Central hidrelétrica	1978
Bento Munhoz da Rocha Neto	1.676,0	Central hidrelétrica	1980
Eng° Souza Dias	1.551,2	Central hidrelétrica	1974
Eng° Sérgio Motta	1.540,0	Central hidrelétrica	2003
Luiz Gonzaga	1.479,6	Central hidrelétrica	1988
Itá	1.450,0	Central hidrelétrica	2000
Marimbondo	1.440,0	Central hidrelétrica	1975
Salto Santiago	1.420,0	Central hidrelétrica	1980
José Ermírio de Moraes	1.396,2	Central hidrelétrica	1979
Serra da Mesa	1.275,0	Central hidrelétrica	1998
Ney Aminthas de Barros Braga	1.260,0	Central hidrelétrica	1992
José Richa	1.240,0	Central hidrelétrica	1999
Furnas	1.216,0	Central hidrelétrica	1963
Emborcação	1.192,0	Central hidrelétrica	1982
Machadinho	1.140,0	Central hidrelétrica	2002
Salto Osório	1.078,0	Central hidrelétrica	1975
Sobradinho	1.050,3	Central hidrelétrica	1979
Luiz C. Barreto de Carvalho	1.048,0	Central hidrelétrica	1969
Santa Cruz	1.000,0	Central termelétrica (NG)	2004
Governador Leonel Brizola	1.058,3	Central termelétrica (NG)	2004
Mário Lago	922,62	Central termelétrica (NG)	2001
Angra II	1.350,0	Central elétrica nuclear	2001

Portanto, existem 24 plantas operacionais interligadas ao SIN brasileiro na faixa identificada acima, no Passo 1 (910 MW - 2730 MW), ou seja, $N_{all} = 24$.

Passo 3: Nas plantas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da aplicada na atividade do projeto proposta (N_{diff}).

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

Os PPs identificaram os seguintes tipos de tecnologias que diferem da atividade de projeto proposta, de acordo com o parágrafo 8 da ferramenta de adicionalidade/58/:

a. Fonte de energia/combustível: Considerando que a UHE Teles Pires é uma central de energia hidrelétrica e gera eletricidade derivada de uma fonte de energia renovável (água), as centrais termelétricas Santa Cruz, Governador Leonel Brizola e Mário Lago e a usina nuclear Angra II identificadas no passo 2 acima não devem ser comparadas com a atividade de projeto proposta, pois aplicam tecnologias diferentes para gerar eletricidade.

b. Clima de investimento na data da decisão do investimento, entre outros:

Com base na experiência regional e setorial, a PJRCES é capaz de confirmar que em relação ao clima de investimento na data da decisão de investimento, mais especificamente para o marco regulatório, até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por empresas estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final do ano 2000, os resultados ainda eram modestos. Embora outras iniciativas com o objetivo de aumentar a geração de eletricidade no país foram tomadas entre 1990 e 2003; elas não atraíram novos investimentos suficientes para o setor.

Foi somente após a implementação do novo modelo para o mercado de eletricidade brasileiro sustentado pelas Leis nº 10.847/107/ e 10.848/108/, de 15 de março de 2004, e o Decreto nº 5.163/109/, de 30 de julho de 2004, que o mercado de eletricidade começou a ficar mais competitivo. Esse novo modelo definiu a criação de:

- Uma nova instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor de energia (Empresa de Pesquisa Energética – EPE);
- Uma instituição para avaliar continuamente o fornecimento de energia elétrica (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e;
- Uma instituição para continuar a realização das atividades que estavam sob o cuidado do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), relacionadas à comercialização do sistema interligado de energia elétrica.

Considerando este novo marco regulatório, fica claro que o clima de investimento era totalmente diferente antes do novo modelo, portanto, é razoável considerar apenas projetos cujo processo de decisão aconteceu depois de março de 2004, por serem semelhantes à atividade de projeto da Usina Hidrelétrica Teles Pires. No entanto, como mostra a tabela acima, nenhuma central hidrelétrica começou a operação depois de 2004 e antes da data de início da atividade do projeto (19 de agosto de 2011).

Portanto, considerando as explicações apresentadas nos itens (a) e (b) acima, 4 plantas aplicam fonte de energia/combustível diferente e 20 plantas iniciaram a operação antes de 2004, $N_{diff} = 24$.

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$, representativo da participação das plantas que utilizam tecnologia similar à usada na atividade de projeto proposta em todas as plantas que têm a mesma geração ou capacidade que a atividade de projeto proposta.

A partir dos resultados discutidos acima, temos:

$$N_{all} - N_{diff} = 24 - 24 = 0 < 3 \text{ e,}$$

$$F = 1 - N_{diff} / N_{all} = 1 - 24/24 = 0 < 0,2$$

Parecer:

Com base nas informações acima e em seu conhecimento local e setorial, a PJRCES confirma que a atividade do projeto não é uma prática comum.

Como conclusão, está suficientemente demonstrado que o projeto não é um cenário provável e, portanto, que o projeto é adicional.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

4.7 PLANO DE MONITORAMENTO (§131-§133)

A equipe de validação determinou se a descrição do plano de monitoramento incluída no DCP se baseia na metodologia aplicada ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão -13.0.0, incluindo as ferramentas aplicáveis ao aplicar um processo de duas etapas, como relatado abaixo:

A. AVALIAR A CONFORMIDADE DO PLANO DE MONITORAMENTO COM A METODOLOGIA APROVADA E FERRAMENTA(S) APLICÁVEL(IS).

i. PARÂMETROS DETERMINADOS EX-ANTE

A PJR CES avaliou os pressupostos e fontes de dados dos parâmetros que não serão monitorados e permanecerão fixos através do período de obtenção de créditos.

Os parâmetros determinados *ex-ante* são informados na tabela abaixo:

Parâmetro	Descrição:	Valor	Fontes de dados
W_{OM}	Ponderação do fator de emissão da margem de operação de projetos hidrelétricos	0,5	Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 2.2.1/59/
W_{BM}	Ponderação do fator de emissão da margem de construção de projetos hidrelétricos	0,5	Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 2.2.1/59/
$EF_{grid,BM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y	0,1404 tCO ₂ /MWh	CIMGC (AND brasileira/71/). Ano-base 2010/45/
Cap_{BL}	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto.	0,0 W	Conforme definição na metodologia ACM0002, versão 13.0.0/53/, para novas centrais elétricas
A_{BL}	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio	0,0 m ₂	Conforme definição na metodologia ACM0002, versão 13.0.0/53/, para novos reservatórios /25//19//20//73//75/

O fator de emissão da margem combinada é determinado *ex-post* durante o monitoramento, com base nas informações atualizadas fornecidas pela AND brasileira. Os cálculos pormenorizados do fator de emissão da margem combinada estão descritos na seção 4.5.5 a seguir.

Os parâmetros são considerados corretos e de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 versão 13.0.0/53/ e a "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de energia elétrica", versão 2.2.1/59/.

A PJRCES pode confirmar que todos os parâmetros são adequados, aplicáveis à atividade do projeto e resultarão em uma estimativa conservadora das reduções de emissão.

ii. PARÂMETROS DETERMINADOS EX-POST

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

De acordo com a metodologia de monitoramento aprovada, os parâmetros monitorados *ex-post* são apresentados na tabela a seguir:

Parâmetro	Descrição:	Valor aplicado no DCP	Fonte de dados/frequência de monitoramento
$EG_{facility}$	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y	8.056.736 tMWh/ano	<u>Fonte:</u> Medida com medidores de eletricidade bidirecionais - Principal e reserva (Precisão: 0,2%) localizados na subestação, que monitorarão: (i) A quantidade de eletricidade fornecida pela planta do projeto à rede, e (ii) A quantidade de eletricidade fornecida para a planta do projeto vinda da rede. <u>Frequência de monitoramento:</u> A energia será medida continuamente, agregada a cada 15 minutos e será consolidada mensalmente. /46/. <u>Calibração:</u> a cada 2 anos /46/. <u>Verificação cruzada:</u> A geração de eletricidade pela planta publicada pela CCEE será usada para confirmar as informações dos participantes do projeto.
$EF_{grid,OM,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação no ano y	0,4796 tCO ₂ /MWh	Fonte: A OM é calculada pela CIMGC (AND brasileira /71/), de acordo com a metodologia ACM0002 e com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", Opção (c): OM da análise dos dados de despacho. O fator de emissão é fornecido anualmente no website da CIMGC /45/. <u>Frequência de monitoramento:</u> Anual.
Cap_{PJ}	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.	1.820.000.000 W	<u>Fonte:</u> Determinado com base em normas reconhecidas do PBC/19/ e aprovado pela ANEEL/72/. <u>Frequência de monitoramento:</u> Anual.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

A_{PJ}	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.	134.700.000 m ²	<u>Fonte:</u> Determinado no nível de água máximo de 220 m no PBC /19/ e aprovado pela ANEEL /72/. <u>Frequência de monitoramento:</u> Anual.
----------	---	----------------------------	---

a PJR CES confirma que os parâmetros de monitoramento são considerados corretos e de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 versão 13.0.0/53/ e a 'Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de energia elétrica', versão 2.2.1/59/.

Parecer:

A PJRCES confirma que a descrição do plano de monitoramento contém todos os parâmetros necessários, que eles estão descritos e que os meios de monitoramento descritos no plano do PDD/25/ estão em conformidade com os requisitos da ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão -13.0.0, inclusive ferramenta(s) aplicável(is).

B. AVALIAR A IMPLEMENTAÇÃO DO PLANO DE MONITORAMENTO:

O monitoramento e registro dos parâmetros exigidos será realizado por pessoal com o devido treinamento, que será gerido por um Gerente da CHTP.

Os detalhes dos dados a serem coletados, a frequência de registro dos dados e o seu formato, responsabilidades e autoridades para o gerenciamento do projeto, procedimentos para o monitoramento e formulação de relatórios, procedimentos de GQ/CQ, procedimentos para a calibração do equipamento de medição e procedimentos para treinamento e manutenção foram elaborados no plano de monitoramento definido na seção B.7.3 do DCP, versão 7,0, de 4/10/2012.

Será providenciado treinamento adequado ao pessoal relevante antes do começo do projeto. Também serão elaborados e executados procedimentos relevantes de gestão do projeto antes do início do projeto, conforme estabelecem os procedimentos oficiais aplicáveis do ONS, da ANEEL e da CCEE, tais como o sistema de medição para faturamento/46/.

Todos os dados de monitoramento serão arquivados durante o período de obtenção de créditos mais 2 anos, conforme a metodologia de monitoramento aprovada. Estes elementos também serão verificados em pormenor durante a verificação.

Parecer:

O participante do projeto foi entrevistado e foram observados durante a visita que os arranjos de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro da concepção do projeto. A partir da discussão acima, conclui-se que o PP tem capacidade suficiente para implementar o plano de monitoramento.

C. CONCLUSÃO

Seguindo as exigências do parágrafo 132 da CDM-PVV/55/, depois de analisar as evidências fornecidas pelos PPs e confirmá-las em relação a documentos públicos, entrevistando os atores durante a visita ao local e com base na experiência setorial da equipe de validação, a PJR CES é capaz para confirmar que:

(a) O plano de monitoramento está em total conformidade com as exigências da metodologia de monitoramento aplicada ACM0002, versão 13.0.0;

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

(b) As disposições de monitoramento descritas no DCP são viáveis e adequadas à concepção do projeto, e;

Os PPs são capazes de implementar o plano de monitoramento. O foco deverá ser colocado na verificação de que todos os indicadores relevantes para o controle e reporte do desempenho do projeto foram incorporados ao plano de monitoramento.

4.8 IMPACTOS AMBIENTAIS (§134-§137)

De acordo com a empresa reguladora ambiental brasileira, os projetos de energia hidrelétrica devem elaborar um Estudo de Impacto Ambiental e o correspondente Relatório de Impacto Ambiental e disponibilizá-los ao público antes de utilizar os recursos naturais e de iniciar a construção do projeto. A aprovação deste estudo vem com a emissão das licenças ambientais (Licença Preliminar – LP; Licença de Instalação – LI e Licença de Operação – LO), que, para este projeto, ficam a cargo do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

A UHE Teles Pires recebeu todas as licenças necessárias ao estágio atual, conforme abaixo:

- LP Nº 386, emitida em 13 de dezembro de 2010 e válida até 12 de dezembro de 2012/35/.
- LI Nº 818, emitida em 19 de agosto de 2011 e válida até 18 de agosto de 2015/36/.

A emissão dessas licenças pelo IBAMA significa que considerou-se que o projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços negativos. Com relação a este assunto, os PPs forneceram à equipe de validação o Plano de Gerenciamento Ambiental/30/ desenvolvido pela CHTP e submetido ao IBAMA, que compreende cinco eixos de ação, conforme abaixo:

- Eixo 1 – Programas vinculados diretamente à construção
- Eixo 2 – Plano de monitoramento, controle, gestão e conservação
- Eixo 3 – Programas compensatórios
- Eixos 4 e 5 – Programas de apoio e especiais

A PJR CES avaliou os estudos ambientais/75//14//30/ e as licenças/34//35//36/ durante a visita ao local e os conferiu na base de dados disponibilizada na Web/104/ pelo IBAMA e confirma que a atividade do projeto atende plenamente às normas ambientais brasileiras. Adicionalmente, também se confirma que foram tomadas as medidas adequadas para lidar com os impactos ambientais.

4.9 CONSULTA PÚBLICA LOCAL (§138-§140)

Conforme a Resolução nº 7 da AND brasileira, de 5 de março de 2008/105/, os atores locais devem ser informados sobre a atividade do projeto por cartas, o DCP em português deve estar disponível na Internet para consulta e também deve ser disponibilizada uma declaração de como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país para esses atores pelo menos 15 dias antes do início do processo de comentário público internacional.

No caso da atividade de projeto UHE Teles Pires, a resolução mencionada definiu a exigência dos seguintes atores locais:

- *Ministério Público Federal;*
- *Procuradores do Estado do Mato Grosso e do Pará;*



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

- *Agências ambientais do Mato Grosso e do Pará;*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;*
- *Prefeituras de Paranaíba e Jacareacanga;*
- *Câmaras Municipais de Paranaíba e Jacareacanga;*
- *Agências ambientais de Paranaíba e Jacareacanga;*
- *Associações comunitárias de Paranaíba e Jacareacanga;*

A equipe de validação verificou durante a visita ao local que as cartas /21//22/ foram enviadas a todos os atores exigidos e que a versão em português do DCP está disponível no website:

<https://sites.google.com/site/consultadcp/projeto-uhe-teles-pires>

A versão em português do DCP se encontrava disponível no website mencionado acima em 30 de dezembro de 2011.

Ambos (cartas-convite e website com a versão em português do DCP) cumpriram o limite do prazo estabelecido de 15 dias antes do início do processo de consulta pública internacional.

Com relação ao processo de comentário público local, foram recebidos dois comentários.

O 1º comentário foi enviado pelo Sindicato dos Trabalhadores e Trabalhadoras Rurais de Paranaíba, no nome de Clarinda Maximino/23/, no qual o ator reconhece impactos positivos da atividade do projeto na cidade (desenvolvimento da economia, mais empregos, desenvolvimento de capacitação e investimentos em estradas e no sistema de saúde) e chama a atenção para os possíveis impactos negativos (acidentes de trabalho, crescimento da população e crimes).

Os PPs responderam com relação à preocupação com os impactos negativos (acidentes de trabalho, crescimento da população e crimes), explicando que dois programas foram considerados para minimizar esse impacto, que são:

- O Centro de Atendimento ao Migrante (CAM), em Paranaíba, para dar assistência aos migrantes que chegam na cidade em busca de trabalho na atividade do projeto;
- O Centro de Referência da Assistência Social (CRAS), este, da Secretaria Municipal de Paranaíba, para dar assistência a trabalhadores desempregados não relacionados à construção da atividade do projeto.

O 2º comentário foi enviado pela agência ambiental do Estado do Pará (Secretaria de Estado do Meio Ambiente, Pará), no nome de Edna Corumbá/24/, que apenas confirmou o recebimento da carta-convite, sem fazer outros comentários. Portanto, não foi necessária nenhuma resposta.

Além das exigências locais da AND brasileira para a consulta pública local de projetos do MDL/106/, a CHTP também seguiu a legislação federal e estadual, que solicita audiências públicas com a comunidade local durante o licenciamento ambiental. Portanto, foram realizadas três audiências públicas em novembro de 2010 nas cidades de Paranaíba, Alta Floresta e Jacareacanga. Os relatórios das audiências fazem parte dos documentos de licenciamento ambiental disponíveis ao público no website do IBAMA/104/.

A PJR CES analisou as cartas-convite e as respostas aos comentários dos atores e considera que a consulta pública local foi realizada de forma adequada, seguiu as exigências locais e os participantes do projeto deram a devida consideração a todos os comentários.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

5. EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO ESPECÍFICAS

5.1 ATIVIDADE DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA – ELEGIBILIDADE (§150-§153)

Não se aplica.

5.2 DESAGRUPAMENTO (§154-§157)

Não se aplica.

5.3 ADICIONALIDADE (§158-§161)

Não se aplica.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

6. PARECER DA VALIDAÇÃO

A Perry Johnson Registrars Carbon Emissions Services, Inc (PJRCES) realizou a validação da "Atividade de projeto da Usina Hidrelétrica Teles Pires". A validação foi realizada com base nos critérios da UNFCCC para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e nos critérios do país anfitrião, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto.

A análise do documento de concepção do projeto e as entrevistas de acompanhamento subsequentes forneceram à DOE evidências suficientes para determinar o atendimento dos critérios estabelecidos.

O país anfitrião é o Brasil e não foi identificado nenhum país do Anexo I. Uma vez que a CA é emitida, a PJRCES irá atualizar o relatório de validação para refletir o recebimento da carta de aprovação com as Partes envolvidas no projeto cumprindo os critérios para a participação no MDL e a confirmação da AND da Parte anfitriã de que o projeto auxilia na obtenção do desenvolvimento sustentável.

O projeto aplica corretamente a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento "ACM0002, Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 13.0.0". O projeto envolve a geração de energia renovável por meio da geração de energia hidrelétrica. O projeto causa reduções de emissões de CO₂ que são efetivas, mensuráveis e trazem benefícios de longo prazo para mitigar as mudanças de clima. Fica demonstrado que o projeto não é um cenário de linha de base provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são, assim, adicionais a qualquer outra que ocorreria na ausência da atividade do projeto.

As reduções de emissões totais do projeto são estimadas como sendo, em média, de 2.499.498 tCO₂e por ano durante o período de obtenção de créditos fixo de 10 anos selecionado. A previsão de redução de emissões foi confirmada e considera-se provável que a quantidade declarada seja alcançada, desde que as hipóteses subjacentes não se alterem.

Foram implementados os procedimentos de treinamento e monitoramento adequados.

Em resumo, o parecer da PJRCES é de que a atividade de projeto da "Central Hidrelétrica de Teles Pires", como descrito na versão final do DCP versão 7.0 datada de 04-10-2012, atende a todas as exigências relevantes da UNFCCC para o MDL e todos os critérios relevantes para o país anfitrião e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 - Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão 13.0.0. Assim, a PJRCES, Inc. e, dessa forma, solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto do MDL.

Assinado em nome da Entidade Operacional Designada pelo signatário autorizado

Bilal Anwar

13 de dezembro de 2012

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

7. REFERÊNCIAS

Documentos fornecidos pelos participantes do projeto

/1/	Processo de comentário público internacional do DCP - Atividade de projeto da UHE Teles Pires, versão 1.0, de 30 de dezembro de 2011 (arquivo: "UHE Teles Pires PDD-2012.01.16-GSP")
/2/	Apêndice 1 do processo de comentário público internacional - Planilha de investimentos com cálculo do CMPC, de 25 de novembro de 2011 (arquivo: "UHE Teles Pires-PDD-App 1-WACC calculation-11.11.25")
/3/	Apêndice 2 do processo de comentário público internacional - Cálculo da TIR, de 30 de dezembro de 2011 (arquivo: "UHE Teles Pires-PDD-App 2-IRR calculation-11.12.30")
/4/	Apêndice 3 do processo de comentário público internacional - Planilha de cálculo de RCE e FE, de 28 de dezembro de 2011 (arquivo: "UHE Teles Pires-PDD-App 3-CER & EF calculation-11.12.28")
/5/	Consideração prévia do MDL: formulário enviado à UNFCCC, de 22 de dezembro de 2010 (arquivo: "Prior Consideration of the CDM Form")
/6/	Consideração prévia do MDL: e-mail enviado à UNFCCC, de 22 de dezembro de 2010 (arquivo: "2010.12.22-Notification")
/7/	Consideração anterior do MDL: Confirmação de recebimento da UNFCCC, 20 de janeiro de 2011 (arquivo: "2010.12-23-Notification answer")
/8/	Consideração prévia do MDL: formulário enviado à AND brasileira, de 22 de dezembro de 2010 (arquivo: "Formulário de Consideração Prévia do MDL")
/9/	Consideração prévia do MDL: e-mail enviado à UNFCCC, de 22 de dezembro de 2010 (arquivo: "2010.12-22-Notificacao")
/10/	Consideração anterior do MDL: Confirmação de recebimento da AND brasileira, de 23 de dezembro de 2010 (arquivo: "2010.12-23-Notificacao resposta")
/11/	Contrato de desenvolvimento do MDL entre a CHTP (proprietário) e a EQAO (consultoria para MDL) para elaborar o DCP, de 18 de agosto de 2011 (arquivo: "Ctto Prest Serv (10 pc MDL) EQAO TELES PIRES 18.08.2011")
/12/	Contrato de desenvolvimento do MDL entre a CHTP (proprietário) e a EQAO (consultoria para MDL) para o estabelecimento de parceria no desenvolvimento do processo do MDL, de 17 de agosto de 2011 (arquivos: "Teles Pires_PA_18062011")
/13/	Contrato EPC assinado entre a CHTP (proprietário) e a CCTP (consórcio de construção), de 19 de agosto de 2011 (arquivo: "EPC contract Teles Pires-confidential.excerpt" e "Cronograma de Pagamentos")
/14/	Estudo de Impacto Ambiental concluído em setembro de 2010 (arquivos: "EIA Teles Pires - Volume 1 27_04_2010"; "EIA TPI - Volume 2 - Diag Meio Físico"; "EIA TPI Volume 3_FINAL1908"; "EIA TPI Volume 4"; "EIA TPI Volume 5"; "EIA TPI Volume 6"; "EIA TPI Volume 6"; "RIMA")
/15/	Perdas de transmissão da rede do SIN - Planilha com cálculos fornecida pelos PPs (arquivo: "UHE Teles Pires_Perdas de Transmissão")
/16/	Edital da ANEEL para o leilão nº 04/2010, de 17 de novembro de 2010, com as regras finais para o leilão a ser realizado em 17 de dezembro de 2010 (arquivo: "Edital Leilao A-5 nº 4-2010")
/17/	Ficha-resumo da ANEEL – Estudo de viabilidade e projeto básico, de 27 de junho de 2011 (arquivo: "UHE Teles Pires-Ficha resumo (27jun11)")
/18/	Ficha-resumo da ANEEL – Estudo de viabilidade e projeto básico, de 26 de agosto de 2011 (arquivo: "ANEEL - Ficha Resumo Teles Pires (26ago11)")
/19/	Projeto Básico Consolidado Final da UHE Teles Pires, Relatório de agosto de 2011, elaborado em conjunto pelas empresas: Odebrecht Energia, Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda., Voith Hydro Ltda. e pelas empresas de engenharia Intertechne Consultores SA e PCE – Projetos e Consultoria de Engenharia (arquivo: "UHE Teles Pires-2011-Projeto Basico Consolidado-final")

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

/20/	Contrato de concessão entre a ANEEL e a CHTP, que permite que a CHTP use os recursos hidrográficos do rio Teles Pires para a geração de energia interligada ao SIN, de 07 de junho de 2011 (arquivo: "Contrato Concessao 02_2011 - MME-UHE Teles Pires (07jun11)").
/21/	Consulta pública local: Carta-convite enviada aos atores locais, de 30 de dezembro de 2012 (arquivo: "CCC_pdf")
/22/	Consulta pública local: Recibo dos Correios confirmando o envio das cartas aos atores locais (arquivo: "ARs_UHE Teles Pires")
/23/	Consulta pública local: E-mail da Associação Comunitária de Paranaíta, de 13 de janeiro de 2012 (arquivo: "UHE Teles Pires_Comentário Sindicato de Paranaíta")
/24/	Consulta pública local: E-mail da agência ambiental do Estado do Pará - SEMA/PA, de 02 de fevereiro de 2012 (arquivo: assunto do e-mail - "UHE Teles Pires_Resposta ao comentário SEMA-PA")
/25/	DCP Final - Atividade de Projeto da UHE Teles Pires, versão 07, de 04 de outubro de 2012
/26/	Apêndice 1 Final - Planilha de investimentos com cálculo do CMPC, de 04 de outubro de 2012 (arquivo: "UHE Teles Pires-PDD-App 1-WACC calculation-12.10.04")
/27/	Apêndice 2 Final - Cálculo da TIR, de 04 de outubro de 2012 (arquivo: "UHE Teles Pires-PDD-App 2-IRR calculation-12.10.04")
/28/	Apêndice 3 Final - Planilha de cálculo de RCE e FE, de 22 de agosto de 2012 (arquivo: "UHE Teles Pires-PDD-App 3-CER EF calculation-12.08.22")
/29/	Apêndice 4 Final - Comentários públicos, de 29 de agosto de 2012 (arquivo: "UHE Teles Pires-PDD-App 4-Public comments")
/30/	Resumo das atividades sociais e ambientais apresentado na concepção do projeto ambiental da UHE Teles Pires, de dezembro de 2011 (arquivo: "Resumo das atividades dos programas socioambientais da UHE Teles Pires")
/31/	Relatórios mensais da CHTP sobre o estado de implementação enviados à ANEEL: - Relatório mensal da UHE Teles, de maio de 2012 (arquivo: "RM-ANEEL-MAIO- 2012") - Relatório mensal da UHE Teles, de junho de 2012 (arquivo: "RM-ANEEL- JUN- 2012") - Relatório mensal da UHE Teles, de julho de 2012 (arquivo: "RM-ANEEL-JUL-2012")
/32/	Estudo econômico do Brasil da OCDE 2005: Normas do setor elétrico (arquivo: "OECD - Regulation of Electricity Sector - Brazil 2005")
/33/	Modalidades de Comunicação - de 16 de julho de 2012 (arquivo: "Teles Pires_MoC_2012.07.16")
/34/	Parecer positivo dado pelo IBAMA para o EIA-RIMA da UHE Teles Pires, de 28 de setembro de 2010 (arquivo: "Parecer IBAMA_nº 85-2010")
/35/	Licença Ambiental emitida pelo IBAMA: Licença prévia 386/2010, de 13 de dezembro de 2010 (arquivo: "Ibama-2010-Licenca Previa 386 UHE Teles Pires")
/36/	Licença Ambiental emitida pelo IBAMA: Licença de Instalação 818/2011, de 19 de agosto de 2011 (arquivo: "Ibama-2011-Licenca Instalacao 818 UHE Teles Pires")
/37/	Relatório de solicitação de financiamento enviado ao BNDES pela CHTP, de 03 de fevereiro 2011 (arquivos: "2011-02-03_Carta_consulta_prévia_para_Enquadramento_de_Projetos-FINEM"; "2011-Relatorio_Enquadramento_Teles_Pires").
/38/	Resolução ANEEL nº 1.096, de 14 de dezembro de 2010. (arquivo: "ANEEL Resolution No 1,096 (14dez10)")
/39/	ANEEL - ATLAS - Capítulo 4: Energia hidráulica - 4.11 - Compensação financeira e royalties. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_11.htm Acessado em agosto de 2012.
/40/	Resolução ANEEL nº 1.086, de 16 de novembro de 2010 (arquivo: "TUST_Resolução ANEEL 1086_16.11.2010")
/41/	Despacho ANEEL nº 4.080, de 27 de dezembro de 2010 (arquivo: "ANEEL - Despacho No 4,080 (27dez10)")

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

/42/	Resolução Autorizativa da ANEEL nº 2459/2010, de 29 de junho de 2010 (arquivo: "ANEEL - Resolucao Autorizativa No 2459-2010 (29jun10) – ONS)
/43/	ONS - Relatório da Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão, de junho de 2011 (arquivo: "ONS-APUR_201106")
/44/	Secretaria da Receita Federal – Impostos: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) Disponível em: http://www.receita.fazenda.gov.br/principal/Ingles/SistemaTributarioBR/Taxes.htm Acessado em agosto de 2012.
/45/	CIMGC (AND brasileira) - Fatores de emissão de CO2 para geração de eletricidade no Brasil para o MDL. Ano-base 2010. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html
/46/	ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimento da rede – Módulo 12: Medição para faturamento: - Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento. - Submódulo 12.3: Manutenção do sistema de medição para faturamento. Disponível em: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx . Acessado em agosto de 2012.
/47/	Esparta, A.R.J. (2008). Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: A experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura. Tese de PhD. Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, p. 42-43 Disponível em: http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29042008-160752/pt-br.php Acessado em agosto de 2012).
/48/	MME:EPE (2006). Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015. Ministério de Minas e Energia (MME); colaboração da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), páginas 74, 314, 324. Disponível em: http://portal2.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2062402.PDF . Acessado em agosto de 2012.
/49/	Ata da reunião do Conselho de Constituição da Empresa – Companhia Hidrelétrica Teles Pires, de 19 de janeiro de 2011 (arquivo: "Ata de conselho de adm - Constituição da Empresa.19.01.2011pdf")
/50/	Ata da reunião do Conselho da Companhia Hidrelétrica Teles Pires, indicação dos membros da diretoria, de 19 de janeiro de 2011 (arquivo: "Teles Pires - RCA 19 01 11 registrada")
/51/	Ata da reunião do Conselho da EQAO indicando o ponto focal autorizado para projetos do MDL, de 15 de outubro de 2012 (arquivo: "Declaração_Responsável comunicação")
/52/	Contrato de constituição – 3ª Alteração e procuração da EQAO: - Arquivo: "Ecopart_3a Alteração de Contrato Social", de 3 de novembro de 2008 - Arquivo: "Procuração_Esparta", de 28 de junho de 2012

Metodologias, ferramentas e outras orientações do Conselho Executivo do MDL

/53/	ACM0002 Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, versão 13.0.0 – EB 67 Anexo 13, de 11 de maio de 2012
/54/	Diretrizes para preencher o formulário do documento de concepção do projeto, versão 01.0 – EB 66, Anexo 8, de 02 de março de 2012.
/55/	Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, versão 2.0 - EB65 Anexo 4, de 25 de novembro de 2011.
/56/	Glossário de termos do MDL, versão 06 – EB 66 Anexo 63, de 02 de março de 2012.
/57/	Diretrizes para a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL, versão 04,0 - EB 62 Anexo 13, de 15 de julho de 2011.

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

/58/	Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, versão 6.0.0 – EB 65 Anexo 21, de 25 de novembro de 2011.
/59/	Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 2.2.1 – EB 63 Anexo 19, de 29 de setembro de 2011.
/60/	Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade, versão 4.0.0 – EB 66 Anexo 48, de 02 de março de 2012.
/61/	Ferramenta para calcular as emissões de CO2 do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis, versão 2- EB 41 Anexo 11, de 02 de agosto de 2008.
/62/	Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas, versão 01.0 - EB 48 Anexo 11, de 17 de julho de 2009.
/63/	Modalidades e procedimentos para um mecanismo de desenvolvimento limpo definidos no Artigo 12 do Protocolo de Quioto – Decisão 3/CMP.1, de 30 de novembro de 2005
/64/	Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos, versão 5.0 - EB 62 Anexo 5, de 15 de julho de 2011.
/65/	Esclarecimentos sobre a consideração das políticas nacionais e/ou setoriais ou circunstâncias em cenários da linha de base v.02 - EB 22 Anexo 3

Carta de Aprovação

/66/	Carta de Aprovação - CA da brasileira, de dd de mês de aaaa
------	---

Documentos usados pela PJRCES para validar/confirmar as informações fornecidas pelos participantes do projeto

/67/	Publicação da UNFCCC da consideração prévia, datada de 22 de dezembro de 2010 http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html
/68/	processo de comentário público internacional: período de consulta e comentários. Disponível em: http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/0LAWB1YZURTG26K2GL72WDDP2VOALS/view.html , acessado em agosto de 2012.
/69/	Formulário de contribuições do especialista técnico (arquivos: “teles_pires_F-06.10 Technical Expert input”; “Avaliacao Tecnica - UHE Teles Pires”)
/70/	A Resolução nº 8, emitida pelo CIMGC em 26 de maio de 2008, delineou o sistema elétrico como sendo apenas um: O Sistema Interligado Nacional (SIN), para fins do MDL (arquivo: “Resolução de nº 8, de 26 de maio de 2008”).
/71/	MCTI - CIMGC - website da AND brasileira. Disponível em: (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/77650.html)
/72/	Despacho ANEEL 3.504, de 26 de agosto de 2011 - aprovação do Projeto Básico Consolidado
/73/	Resolução ANEEL nº 3.324, de 31 de janeiro de 2012 (arquivo: “ANEEL - RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 3.324, DE 31 DE JANEIRO DE 2012”)
/74/	Decreto de 01 de junho de 2011 no Diário Oficial da União, do Brasil, concedendo à CHTP a exploração para a geração de energia elétrica na UHE Teles Pires (arquivo: “Decreto de 01 junho 2011 - Outorga Teles Pires”)
/75/	EPE- Análise de estudos relacionados ao potencial hidrográfico e energético da UHE Teles Pires. Adendo 1, de outubro de 2010 (arquivo: “Adendo n1_R2 - EVTE UHE Teles Pires”)
/76/	Lista de participação
/77/	Reunião de abertura e encerramento
/78/	Cronograma atualizado da ANEEL relacionado ao leilão nº 04/2010, de 02 de fevereiro de 2011 (arquivo: “Edital ANEEL - 04_2010 03 - Cronograma _atualizado em 02.02.2011”)
/79/	Instrução Normativa SRF Nº 093 da Secretaria da Receita Federal do Brasil, de 24 de dezembro de 1997, que determina a contribuição social (CSLL) e o imposto de renda (IR) sobre o lucro líquido de pessoas jurídicas (arquivo: “Instrucao normativa SRF No 093 - IR

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

	& CSLL") Disponível em: http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/ant2001/1997/insrf09397.htm Acessado em agosto de 2012.
/80/	KPMG - Pesquisa sobre impostos corporativos e indiretos 2011, de setembro de 2011 (arquivo: "KPMG - corporate and indirect tax rate survey 2011").
/81/	ISAE-FGV – Custo de capital de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, de novembro de 2010 (arquivo: "ISAE-FGV - WACC to SHPPs in the CDM context (nov2009)")
/82/	IPEA - Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária, de abril de 2006 (arquivo: "IPEA - Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária (abr06)")
/83/	Website do BNDES – Taxas de Juros de Longo Prazo (TJLP). Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html
/84/	Website do BNDES – BNDES Finem (projeto de financiamento para projetos de geração de energia). Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html Acessado em agosto de 2012.
/85/	Banco Central do Brasil – Metas de inflação no Brasil. Histórico de 1999 a 2014. Disponível em: http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf Acessado em agosto de 2012.
/86/	U.S. Federal Reserve - Rendimento de títulos do Tesouro dos EUA de 30 anos; T. Notes de 10 anos; TIPS de 10 anos. Disponível em: http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm
/87/	Damodaran online – Dados atualizados - Conjuntos de dados- Dados históricos sobre ações, títulos e letras - EUA. Disponível em: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
/88/	Damodaran online – Dados atualizados – Informações de empresas individuais: EUA - 1/11, de janeiro de 2011. Disponível em: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
/89/	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) – Banco de dados macroeconômicos – EMBI+. Disponível em: www.ipeadata.gov.br
/90/	CCEE- Relatório anual da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): - Relatório Anual da CCEE de 2007 (arquivo: "CCEE-2007-Relatorio_anual"); - Relatório Anual da CCEE de 2008 (arquivo: "CCEE-2008-Relatorio_anual"); - Relatório Anual da CCEE de 2009 (arquivo: "CCEE-2009-Relatorio_anual"); - Relatório Anual da CCEE de 2010 (arquivo: "CCEE-2010-Relatorio_anual");
/91/	CCEE - Resultados do 11º Leilão de Energia Nova – ref. Edital ANEEL nº 04/2010, de 17 de dezembro de 2010 (arquivo: "Resultado Leilão"). Disponível em: http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=9f57fa604f1bb210VgnVCM100005e01010aRCRD&vgnnextfmt=default
/92/	Tractebel Energia – GDF Suez. Apresentação: Cenários para o Preço Futuro da Energia, de novembro de 2010 (arquivo: "Cenarios_preco_investidores_arquivamento_CVM_Posterior - Tractebel Energia (nov10)")
/93/	CCEE - Decreto Federal nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, artigo 12 (arquivo: "Decreto N 5177 - Artigo 12"). Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVV2.0

/94/	Orçamento da CCEE para 2010, de 18 de novembro de 2009 (arquivo: "CCEE-Orçamento 2010-confidencial")
/95/	ANEEL - Resolução Autorizativa nº 328 – Operador do Sistema Elétrico Nacional, de 12 de agosto de 2004 (arquivo: "ANEEL - REA No 328 de 12 ago 04 - Estatuto Atualizado ONS (22abr09)")
/96/	EPE - MME - Balanço Energético Nacional 2011 - Ano-base 2010. Relatório Final, de 2011 (arquivo: "BEN_2011").
/97/	CHTP - Demonstrativo Financeiro Anual 2011, de 07 de fevereiro de 2012 (arquivo: "Relatorio Administracao 2011 - Hidreletrica Teles Pires")
/98/	Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão - Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), de 23 de janeiro de 2007. Disponível em: http://www.pac.gov.br/ . Acessado em agosto de 2011
/99/	PAC2 - O círculo virtuoso do desenvolvimento. 4º Balanço jan./abr. 2012, de julho de 2012 (arquivo: "PAC 2 - 4o Balanco (Jul12)")
/100/	OECD/AIE (Agência Internacional de Energia) – Fundamentos da Energia Renovável: Energia Hidrelétrica, de 2010 (arquivo: "IEA - Hydropower_Essentials (2010)") Disponível em: http://www.iea.org/papers/2010/Hydropower_Essentials.pdf . Acessado em agosto de 2012.
/101/	Lei Federal nº 7.990 – Estabelece uma compensação financeira pelo uso de recursos naturais no Brasil, de 28 de dezembro de 1989 (arquivo: "Lei No 7990 (28dez89) – CFURH")
/102/	Lei Federal nº 9.991 – Estabelece a quantia a ser investida em P&D e eficiência energética para empresas no setor de energia, de 24 de julho de 2000 (arquivo: "Lei 9991_24 julho 2000_P&D")
/103/	Despacho ANEEL nº 360, de 04 de fevereiro de 2011 (arquivo: "ANEEL_Despacho 360_04.02.2011")
/104/	Banco de dados do IBAMA na internet. Disponível em: http://www.ibama.gov.br/licenciamento/index.php . Acessado em agosto de 2012.
/105/	CIMGC - Resolução nº 7- Procedimentos para o processo de consulta pública local de atividades de projeto do MDL, de 5 de março de 2008. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/336403/Resolucao_n__7_de_05_de_marco_de_2008.html . Acessado em agosto de 2012.
/106/	CIMGC – Manual para apresentação de atividades de projeto do MDL para aprovação da CA, versão 02, de 01 de julho de 2008. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/37142.html . Acessado em agosto de 2012.
/107/	Lei federal nº 10.847 – Criação da Empresa de Pesquisa Energética, de 15 de março de 2004. Disponível em: http://www.leidireto.com.br/imprimir.php?fonte=lei/10847 . Acessado em agosto de 2012.
/108/	Lei federal nº 10.848 – Comercialização de eletricidade, de 15 de março de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm . Acessado em agosto de 2012.
/109/	Decreto nº 5.163 – Regulamentação do mercado de eletricidade, de 30 de julho de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm . Acessado em agosto de 2012.
/110/	Comunicação da República Federativa do Brasil à UNFCCC- Carta incluindo ações de mitigação apropriadas nacionalmente (29 de janeiro de 2010). Disponível em: http://unfccc.int/meetings/cop_15/copenhagen_accord/items/5262.php . Acessado em agosto de 2012
/111/	CIMC – Comissão Interministerial de Mudança do Clima - Plano nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), de setembro de 2008 (arquivo: "CIMC-PNMC-v.2008.09")
/112/	Banco Central de Brasil – Taxas de câmbio. Cotações e boletins. Disponível em: http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/ingl/ptaxnpesq.asp?id=quotations . Acessado em agosto de 2012



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO - PVVv2.0

/113/	ANEEL - Manual de Contabilidade do Serviço de Energia Pública, de 2007 (arquivo: "ANEEL - Manual Contabilidade (2007)")
/114/	Instruções Normativas SRF Nº 162, de 31 de dezembro de 2012, e SRF nº 130, de 10 de novembro de 2012, da Secretaria da Receita Federal do Brasil. Disponível em: http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/ant2001/1998/in16298.htm Acessado em agosto de 2012.
/115/	R. W. Bacon e J. E. Besant Jones (1998). Estimating construction costs and schedules – Experience with power generation projects in developing countries. [Estimativa dos custos e cronogramas de construção - Experiência em projetos de geração de energia em países em desenvolvimento] Energy Policy [Política de Energia] vol. 26, nº 4, pp 317-333. (arquivo: "EnergyPolicy-1998-Estimating construction costs and schedules-")
/116/	ANEEL – Banco de Informações de geração (BIG). Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp . Acessado em agosto de 2012.
/117/	Contrato entre a Companhia Hidrelétrica Teles Pires e a PJRCES para serviços de validação do MDL, de 05 de janeiro de 2012 (arquivo: "F-06.02 Proposal for CDM Validation Services Teles Pires Hydropower Plant (13Jan2012)")

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

APÊNDICE A – LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO

TABELA: 1 – EXIGÊNCIAS OBRIGATÓRIAS PARA ATIVIDADES DE PROJETO DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO (MDL)

EXIGÊNCIA	REFERÊNCIA	CONCLUSÃO
SOBRE AS PARTES		
1. A atividade do projeto deve assistir as Partes não incluídas no Anexo 1 no sentido de alcançar o desenvolvimento sustentável e deve ter obtido a confirmação do país anfitrião das mesmas. (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf#page=12) (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=15)	Protocolo de Quioto Art. 12.2, Modalidades e Procedimentos de MDL §40a	OK
2. A atividade de projeto deve assistir as Partes não incluídas no Anexo I no sentido de contribuir com o objetivo principal da UNFCCC. (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf#page=12)	Protocolo de Quioto Art.12.2	OK
3. A atividade de projeto deve ajudar as partes incluídas no Anexo I a obterem a conformidade com seu compromisso quantificado de redução de emissões nos termos do Artigo 3. (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf)	Protocolo de Quioto Art.12.2	OK
4. A atividade de projeto deve ter a aprovação por escrito da participação voluntária da autoridade nacional designada de cada Parte envolvida. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=15)	Protocolo de Quioto Art. 12.5a, Modalidades e Procedimentos de MDL §28, §40a	OK
5. Se o financiamento público das Partes incluído no Anexo I for utilizado para a atividade do projeto, tais partes devem fornecer uma declaração de que tal financiamento não resultará em um desvio da assistência oficial ao desenvolvimento e de que é separado e não conta como parte das obrigações financeiras dessas Partes. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=24)	Resolução 17/CP.7, Modalidades e Procedimentos de MDL Apêndice B, §2(f)	N/A
6. As partes que participam do MDL devem designar uma autoridade nacional para o MDL. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	Modalidades e Procedimentos de MDL §29	OK
7. A Parte anfitriã e a Parte do Anexo I participante devem ser signatárias do Protocolo de Quioto. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	Modalidades e Procedimentos de MDL §30/31a	OK
8. A quantidade atribuída da Parte no Anexo I participante deve ter sido calculada e	Modalidades e Procedimentos de	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

EXIGÊNCIA	REFERÊNCIA	CONCLUSÃO
registrada. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	MDL §31b	
9. A Parte no Anexo I participante deve ter um sistema nacional estabelecido para estimar as emissões de GEE e um registro nacional de acordo com os Artigos 5 e 7 do Protocolo de Quioto. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=12)	Modalidades e Procedimentos de MDL §31b	N/A
SOBRE ADICIONALIDADE		
10. As reduções de emissões de GEE devem ser adicionais a quaisquer outras que ocorram na ausência da atividade do projeto, ou seja, uma atividade do projeto de MDL é adicional se as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fonte forem reduzidas abaixo das que ocorreriam na ausência da atividade do projeto de MDL registrado. (http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf#page=16)	Protocolo de Quioto Art.12.5c, Modalidades e Procedimentos de MDL §43	OK
SOBRE A PREVISÃO DE REDUÇÕES DE EMISSÕES E OS IMPACTOS AMBIENTAIS		
11. As reduções de emissões devem ser reais, mensuráveis e trazer benefícios de longo prazo relacionados à mitigação da mudança do clima. (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf#page=12)	Protocolo de Quioto Art.12.5b	OK
SOMENTE PARA PROJETOS DE GRANDE ESCALA		
12. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto, inclusive dos impactos transfronteiriços, deverá ser apresentada e, se esses impactos forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, deve ser realizado um estudo de impacto ambiental de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos de MDL §37c	OK
SOBRE ATIVIDADES DO PROJETO DE PEQUENA ESCALA (SE APLICÁVEL)		
13. A atividade do projeto proposta deve atender aos critérios de elegibilidade para atividades de projeto do MDL de pequena escala estabelecidos no §6 (c) dos Acordos de Marraqueche, e não deve ser um componente desatrelado de uma atividade do projeto maior. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=46)	Modalidades e procedimentos simplificados para atividades do projeto de MDL de pequena escala §12a,c	N/A
14. A atividade do projeto proposta deverá estar de acordo com uma das categorias de projeto definidas para atividades do projeto de MDL de pequena escala e utilizar a metodologia simplificada de linha de base e monitoramento para essa categoria de projeto. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=46)	Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto do MDL de Pequena Escala §2b §22e	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

EXIGÊNCIA	REFERÊNCIA	CONCLUSÃO
15. Se exigido pelo país anfitrião, uma análise dos impactos ambientais da atividade do projeto será realizada e documentada. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=47)	Modalidades e procedimentos simplificados para atividades do projeto de MDL de pequena escala §22c	N/A
SOBRE O ENVOLVIMENTO DOS ATORES		
16. Os atores locais devem ser convidados a enviar comentários, deve ser disponibilizada uma síntese deles e deve ser explicado como foram devidamente considerados os comentários recebidos. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos de MDL §37b	OK
17. Partes, Atores e ONGs credenciadas pela UNFCCC devem ter sido convidados para comentar as exigências de validação durante um mínimo de 30 dias, e o documento de concepção do projeto e os comentários devem ter sido disponibilizados para o público. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=15)	Modalidades e Procedimentos de MDL §40	OK
OUTRAS		
18. A metodologia de linha de base e monitoramento deve ser previamente aprovada pelo Conselho Executivo do MDL. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos de MDL §37e	OK
19. Uma linha de base deve ser estabelecida com base no projeto específico, de forma transparente e levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais relevantes. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=16)	Modalidades e Procedimentos de MDL §45c,d	OK
20. A metodologia de linha de base deve excluir a obtenção de RCEs provenientes de reduções de níveis de atividades fora da atividade do projeto ou por motivos de força maior. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=16)	Modalidades e Procedimentos de MDL §47	OK
21. Os participantes do projeto devem preparar um documento de concepção do projeto, de acordo com o formato especificado no Apêndice A do Anexo II. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=23)	Modalidades e Procedimentos de MDL Apêndice B §2	OK
22. As provisões para monitoramento, verificação e elaboração de relatórios devem estar de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marraqueche e com as decisões pertinentes da COP/MOP. (http://cdm.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf#page=14)	Modalidades e Procedimentos de MDL §37f	OK

RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVVv2.0

VISÃO GERAL DOS RESULTADOS DA VALIDAÇÃO

Resultados obtidos pela equipe de avaliação de validação por meio da análise feita no escritório, da inspeção física do local (quando aplicável) e da análise de documentos da atividade de projeto da UHE Teles Pires

Explicação da Tabela 3:

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
SE01/SAC01	Avaliação no.: 01 Data: DD-MM-AAAA			
	Os resultados podem ser Solicitações de Ação Corretiva (SACs), Solicitações de Esclarecimento (SEs) e Solicitações de Ação Futura (SAFs).	Referência à Tabela 2 / DCP / qualquer outra referência	Os PPs devem apresentar sua resposta apenas nesta coluna.	Com base na resposta, a equipe de validação apresentará aqui sua avaliação.
	Avaliação no.: 02 Data: DD-MM-AAAA			
	Todas as questões em aberto após a avaliação da resposta devem ser reproduzidas pela equipe de validação na próxima avaliação	Referência		
SE02/SAC02				
.				
.				
SE10/SAC10				

Observação: Esta é uma lista aberta e mais resultados podem ser adicionados conforme o progresso da validação.

As respostas de cada resultado e a documentação relevante associada devem ser registradas neste formulário pelo PP e devolvidas ao Avaliador Líder/Validador em um envio para a PJRCES (com exceção do resultado vinculado à Carta de Aprovação, que pode ser enviado separadamente).

As linhas para cada avaliação e respostas adicionais serão anexadas à tabela até que os Resultados estejam abordados de forma satisfatória para o Avaliador Líder/Validador.

Resumo da visão geral dos resultados

	SACs	SEs	SAFs
Número total levantado	11	20	0

Prazo para envio das respostas para a Avaliação 01 pelo PP⁴:

01/10/2012

⁴ A equipe de validação deve garantir para cada avaliação que a data limite mencionado esteja de comum acordo com o PP.

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

**TABELA: 2 – LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO
(DE ACORDO COM O §37 DAS MODALIDADES E PROCEDIMENTOS DO MDL)**

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A. Exigências gerais					
A.1. Consulta pública internacional (Seção E- PVVv02)					
A.1.1. O DCP foi publicado para consulta pública internacional?	34	O DCP de versão 1.0, de 30 de dezembro de 2011/1/, foi disponibilizado ao público no website de Mudança do Clima da EOD (http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/0LAWB1YZURTG26K2GL72WDDP2VOALS/view.html) e as Partes, atores e ONGs foram convidados, através do website do MDL, a fazer comentários durante um período de 30 dias, de 25 de janeiro de 2012 a 23 de fevereiro de 2012.	/68/	OK	OK
A.1.2. Caso tenham sido recebidos comentários, responder às questões a seguir.					
a. Como todos os comentários recebidos durante a consulta pública internacional foram considerados?	35 e 36	Foram recebidos 7 comentários das seguintes pessoas/organizações: Rios, em nome de Brent Millikan; Zhong Zhou Li. No entanto, os PPs não apresentaram a resposta.	/1/ /68/	SE-9	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.2. Aprovação (Seção F – PVV02)						
A.2.1.	Esclarecer a(s) Parte(s) envolvida(s) na atividade do projeto e se as ANDs de cada Parte forneceram aprovação por escrito de seu envolvimento na atividade de projeto do MDL?	38	Os participantes do projeto estão mencionados no DCP seção A.3, da seguinte forma: 1) Companhia Hidrelétrica Teles Pires (entidade privada) 2) Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada) As partes envolvidas não desejam ser consideradas participantes do projeto.	/1/ /11/ /12/ /13/	OK	OK
A.2.2.	A partir da Carta de Aprovação, confirme o seguinte		Haverá uma aprovação da AND brasileira. De acordo com as exigências da AND brasileira, a CA será fornecida após o relatório de validação positivo.	/66/ /106/	SAC-1	OK
	a. A parte é signatária do Protocolo de Quioto;	39 (a)	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAC-1	OK
	b. A participação é voluntária;	39 (b)	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAC-1	OK
	c. A atividade de projeto do MDL proposta atende aos critérios de desenvolvimento sustentável da parte anfitriã.	39 (c)	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAC-1	OK
	d. A aprovação se refere ao título preciso do projeto no DCP enviado para registro ou a uma especificação adicional da atividade do projeto, p.ex., número da versão do DCP.	39 (d)	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAC-1	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.2.3. A carta ou cartas de aprovação são incondicionais com respeito ao item A.2.2 (a) a (d)?	40	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAC-1	OK
A.2.4. Confirmar que a(s) carta(s) de aprovação foi/foram emitida(s) pela Autoridade Nacional Designada (AND) da respectiva Parte e é/são válida(s) para a atividade de projeto do MDL em validação.	41	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAC-1	OK
A.2.5. Existe alguma dúvida com relação à autenticidade da carta de aprovação?	42	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAC-1	OK
A.3. Autorização (Seção G – PVVv02)					
A.3.1. A participação dos participantes do projeto na atividade do projeto foi aprovada por pelo menos uma Parte do Protocolo de Quioto?	45	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAC-1	OK
A.3.2. O(s) participante(s) do projeto está(ão) listado(s) em forma de tabela na seção A.4 do formulário do DCP e estão coerentes com os detalhes apresentados no Apêndice 1.	46	A seção A.4 do DCP está preenchida de acordo com as diretrizes e está coerente com o Apêndice 1.	/1/ /54/ /55/	OK	OK
a. Lista de participantes do projeto e Parte(s)	46	Os participantes do projeto estão mencionados no DCP secção A.3, da seguinte forma: 1) Companhia Hidrelétrica Teles Pires (entidade privada) 2) Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (entidade privada)	/1/ /54/	OK	OK
b. Identificação da parte anfitriã	46	O Brasil é a parte anfitriã.	/1/ /54/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	c. Indicação sobre se a Parte deseja ser considerada como participante do projeto	46	Há a indicação de que a parte anfitriã não deseja ser considerada como participante do projeto.	/1/ /54/	OK	OK
A.3.3.	Há alguma entidade não autorizada, porém listada no formulário do DCP?	47	Nenhuma outra entidade, além das autorizadas como participantes do projeto, é apresentada na seção A.4 e no Apêndice 1.		OK	OK
A.3.4.	A aprovação da participação foi emitida pela AND relevante?	48	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAG-1	OK
A.3.5.	Confirme o seguinte					
	a. A PJRCES têm um acordo contratual com o(s) participante(s) do projeto?	6	A PJRCES tem um acordo contratual com a Companhia Hidrelétrica Teles Pires.	/117/	OK	OK
	b. Esta é uma validação nova ou é um reinício da atividade de validação?	EB50 Anexo 48 Parágrafo 9	Esta é uma nova validação, com um novo contrato.	/117/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.4. Contribuição para o desenvolvimento sustentável (Seção H – PVVv02)					
A.4.1. A CA confirma que a atividade do projeto contribui para o desenvolvimento sustentável da parte anfitriã?	51	Por favor, consulte A.2.2.	/66/	SAC-1	OK
A.5. Modalidades de comunicação (Seção I – PVVv02)					
A.5.1. A EOD recebeu a declaração de modalidades de comunicação.	53	A declaração de modalidades de comunicação datada foi enviada pelos PPs	/33/	OK	OK
A.5.2. Determinar a identidade corporativa de todos os signatários autorizados dos participantes do projeto e pontos focais incluídos na declaração de modalidades de comunicação por uma das seguinte abordagens:	53	A equipe de validação avaliou a identidade corporativa dos participantes do projeto, ponto focal, incluindo os padrões de assinatura e a condição de emprego de seus signatários autorizados constantes da declaração de modalidades de comunicação, verificando diretamente as evidências, da seguinte maneira: À Companhia Hidrelétrica Teles Pires: a identidade da empresa foi verificada pela ata da reunião do Conselho da Constituição da Empresa/49/, de 19/01/2011, e autenticada em 26/01/2011. A identificação do pessoal autorizado do ponto focal da CHTP foi verificada por meio da ata de reunião do Conselho da mesma data, que indicou o Sr. Celso Ferreira como Diretor Técnico. Essas informações foram confirmadas, ainda, pelos contratos assinados entre a EQAO e a CHTP para elaboração do projeto do MDL, e também entre a CHTP e a PJRCES para a prestação de serviços de validação do MDL. - À Ecopart Assessoria em Negócios	/33/ /49/ /50/ /11/ /12/ /117/ /51/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			Empresariais Ltda: A identidade da empresa foi verificada por meio do Contrato Social da EQAO, e, além disso, foi também confirmada pelos contratos assinados entre a EQAO e a CHTP para a elaboração do projeto do MDL. A EQAO também apresentou uma confirmação por escrito de que a Sra. Melissa Sawaya Hirschheimer e o Sr. Marco Mazaferro estão devidamente autorizados a serem pontos focais em nome da EQAO.			
	Verificação direta das comprovações de identidade corporativa e pessoal e outros documentos relevantes	54(a)	As modalidades de comunicação foram confirmadas pela equipe de validação pela verificação direta das evidências de identificação corporativa e pessoal e outros documentos relevantes.	/33/ /49/ /50/	OK	OK
	Documento autenticado	54(b)	Todos os documentos são documentos autenticados.	/33//49//50//51/	OK	OK
	As confirmações por escrito dos PPs, que incluem todos os detalhes corporativos e pessoais, inclusive padrões de assinatura, confirmam que esses são válidos e exatos.	54(c) 55 56	Uma confirmação por escrito de que a Sra. Melissa Sawaya Hirschheimer e o Sr. Marco Mazaferro estão devidamente autorizados a serem pontos focais em nome da EQAO foi apresentada à EOD.	/51/	OK	OK
	Esclarecer quaisquer outros meios de validação dos requisitos em A.4.2 além dos itens (a), (b) e (c) acima.	57	N/A		N/A	N/A
A.5.3.	Determinar se a declaração de modalidades de comunicação foi preenchida de forma correta e devidamente autorizada - confirmar o seguinte	59				
	a. Foi usada a versão mais recente do formulário "Declaração das	60(a)	Os PPs usaram o formulário F-CDM-MOC mais recente, versão 2.1.	/33/ http://cdm .	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	Modalidades de Comunicação” (F-CDM-MOC)?			unfccc.int/Reference/PDDs_Forms/index.html#reg		
	b. Confirmar se as informações no formulário F-CDM-MOC e em seu anexo 1 foram preenchidas corretamente.	60(b)	A PJRCES validou o formulário devidamente preenchido e autorizado F-CDM-MOC, datado de 16 de julho de 2012 e confirma o seguinte ⇒ Os detalhes do projeto estão devidamente preenchidos e o título está em conformidade com a CA e o formulário do DCP ⇒ O nome, endereço e responsabilidade dos PPs estão claramente indicados. ⇒ os dados de contato dos signatários principal e alternativo autorizados estão devidamente preenchidos. ⇒ Anexo 1: O título da atividade do projeto está de acordo com o formulário do DCP. Além disso, o nome dos PPs, os detalhes de contato, o endereço e o padrão de assinatura foram validados e confirmados como estando em ordem.	/33/	OK	OK
	c. Confirmar que os signatários autorizados dos participantes do projeto que assinam o F-CDM-MOC correspondem aos signatários autorizados dos participantes do projeto incluídos no F-CDM-MOC, anexo 1.	60(c)	A PJRCES confirma que as informações fornecidas no F-CDM-MOC e em seu anexo 1 estão completas e exatas.	/33/ /25/	SE 1	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
A.6. Documento de concepção do projeto (Seção J – PVVv02)					
A.6.1. Confirmar que o DCP foi completado usando a versão mais recente do formulário do DCP para o tipo apropriado de atividade de projeto.	62	O DCP foi elaborado de acordo com o modelo e a orientação mais recentes do Conselho Executivo do MDL disponíveis no website do MDL da UNFCCC.	/1/ /54/ /55/	OK	OK
A.7. Descrição da atividade de projeto (Seção K – PVVv02)					
A.7.1. Confirmar os seguintes itens para a descrição da atividade de projeto no formulário do DCP	64				
a. É exato e completo, ou seja, abrange suficientemente todos os elementos relevantes da atividade do projeto.	64	O projeto proposto Teles Pires será uma central hidrelétrica no centro-oeste do Brasil interligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e totalizará 1.820 MW. A geração de energia esperada é de 8.028.721 MWh/ano ao longo de 35 anos. A estimativa de reduções de emissões é de 2.497.364 tCO ₂ /ano	/1/ /3/ /15/ /13/ /14/ /18/ /19/ /20/ /11/	SAC-3 SE-2 SE-10 SE-11 SE-20 SAC-10	OK OK OK OK OK OK OK
b. Fornece ao leitor um entendimento claro da natureza da atividade de projeto do MDL proposta.	64	A equipe de validação analisou o cronograma de implementação e os layouts do projeto e realizou uma visita ao escritório dos PPs para avaliar o projeto. As coordenadas geográficas do projeto apresentadas no DCP foram confirmadas com o Projeto Básico Consolidado Final /19/.	/3/ /15/ /13/ /14/ /18/ /19/	SAC-3 SE-2 SE-10 SE-11 SE-20 SAC-10	OK OK OK OK OK OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			O projeto estará localizado nos municípios de Paranaíta, no estado do Mato Grosso, e Jacareacanga, no estado do Pará.	/20/ /11/		
A.7.2.	O projeto é uma nova instalação e já comissionada, ou o projeto envolve a alteração da instalação ou processo existente?	65	O projeto é uma nova instalação, logo não se encontra instalado nem comissionado. Consiste da instalação de uma nova central de energia renovável interligada à rede. A visita ao local ocorreu em 29 de fevereiro de 2012 e em 01 de março de 2012 no escritório da Teles Pires. A decisão de não ir ao local teve como base o PVV 2.0/55 / parágrafo 67. Como a central hidrelétrica está em construção inicial (fotos e o cronograma de obras estavam disponíveis para a equipe de validação), não havia inspeção a ser feita no local físico. A equipe de validação analisou o Estudo de Viabilidade (ref. 29), o Estudo de Impacto Ambiental (ref. 16) e a Licença de Instalação (ref. 17) do projeto a fim de confirmar que a descrição no DCP reflete a atividade de projeto do MDL proposta.	/16/ /18/ /19/ /20/ /25/ /73/ /74/ /78/	OK	OK
A.7.3.	Se o item A.7.2 afirmar que a atividade do projeto será realizada em instalações existentes ou usando equipamentos existentes, confirmar os seguintes itens	65				
	a. A metodologia especifica outros meios de inspeção além da visita ao local.	65	A visita ao local ocorreu em 29 de fevereiro de 2012 e em 01 de março de 2012 no escritório da Teles Pires.	/16/ /18/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			A decisão de não ir ao local teve como base o PVV 2.0/55 / parágrafo 67. Como a central hidrelétrica está em construção inicial (fotos e o cronograma de obras estavam disponíveis para a equipe de validação), não havia inspeção a ser feita no local físico.	/19/ /20/ /25/ /73/ /74/ /78/		
	b. Grande escala	65 (a)	A atividade de projeto da UHE Teles Pires é um projeto de grande escala.	/1/ /52/	OK	OK
	c. Projetos de pequena escala não agrupados com reduções de emissões excedendo 15.000 toneladas por ano	65 (b)	N/A		N/A	N/A
	d. Projetos de pequena escala agrupados, cada um com reduções de emissões não superiores a 15.000 toneladas por ano; nesses casos, o número de visitas ao local físico pode, entretanto, ter como base amostragem, se o tamanho da amostragem for justificado através de análise estatística.	60(c)	N/A		N/A	N/A
A.7.4.	Para outras atividades de projeto do MDL individuais de pequena escala propostas com reduções de emissões não excedendo 15.000 toneladas por ano, a EOD deve realizar uma visita física ao local, quando apropriado.	66	N/A		N/A	N/A
	a. Foi realizada uma visita pessoal no local para confirmar que a descrição no DCP reflete a	66	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	atividade de projeto do MDL proposta, salvo se outros meios estiverem especificados na metodologia?					
A.7.5.	Confirme os meios de validação para quaisquer outras atividades de projeto do MDL propostas que não sejam mencionadas em A.7.3 e A.7.4 acima.	67	N/A		N/A	N/A
A.7.6.	Confirme o seguinte					
	a. A atividade de projeto do MDL proposta envolve a alteração de uma instalação ou processo existente?	68	O projeto é uma nova instalação, logo não se encontra instalado nem comissionado. Consiste da instalação de uma nova central de energia renovável interligada à rede.	/16//18//19//20/ /25//73//74//78/	OK	OK
	b. Se sim, a descrição do projeto menciona claramente as diferenças resultantes da atividade do projeto em comparação com a situação pré-projeto?	68	N/A		N/A	N/A
B.	Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada (Seção L – PVV02)					
B.1.	Exigências Gerais (01)					
B.1.1.	As metodologias selecionadas pelos participantes do projeto estão de acordo com as metodologias previamente aprovadas pelo Conselho Executivo do MDL?	70	O PP aplicou a metodologia de monitoramento e linha de base selecionada, ACM0002: "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" Versão 13.0.0	/1/ /2/ /53/	OK	OK
B.1.2.	A versão da metodologia é válida?	70	ACM0002, versão 13.0.0 é válida a partir de	/1/	SE-2	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	73 75	17 de setembro, esta metodologia foi corretamente aplicada uma vez que a atividade do projeto consiste da instalação de uma central de geração de energia elétrica renovável (central hidrelétrica) que será instalada em um local onde nenhuma central de energia renovável era operada anteriormente. No entanto, a versão constante no DCP é a 12.2.0. É solicitado ao PP que esclareça a versão da metodologia.	/2/ /53/		
B.1.3. Esclareça as orientações e/ou esclarecimentos específicos dados pelo conselho com relação à metodologia aprovada e quaisquer ferramentas aplicáveis.	71	N/A		N/A	N/A
B.1.4. O PP aplicou corretamente as metodologias em relação aos seguintes pontos?	72				
a. Limite do projeto	72(a)	A equipe de validação verificou os limites físicos e geográficos por meio de evidência documentada analisada. Os limites do projeto definidos na seção B3 do DCP inclui todas as fontes de emissões, atendendo à metodologia aplicada ACM0002. Para a linha de base, as emissões de CO ₂ da geração de energia elétrica da rede (incluindo as centrais elétricas interligadas à rede já existentes e a adição de novas centrais elétricas interligadas à rede) têm de ser contabilizadas.	/1/ /2/ /70/ /53/ /55/ /25/ /19/ /20/ /73/ /74/ /75/ /76/ /77/	SAC-9	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			Para a atividade do projeto (produção hidroelétrica) nenhuma emissão de gases de efeito estufa precisa ser levada em consideração caso a densidade de potência seja maior que 10 w/m ² .			
	b. Identificação da linha de base	72(b)	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para os projetos de centrais hidrelétricas. Ela afirma que, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base é o seguinte: "A energia elétrica entregue à rede pelo projeto teria, de outro modo, sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (seção B.6.1 do DCP) e cálculos de redução de emissão na seção B.6.3 do DCP, de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico". A equipe de validação confirmou durante a análise realizada no computador do escritório e na visita ao local que a linha de base descrita no DCP foi corretamente aplicada segundo a metodologia ACM0002.	/1/ /2/ /53/	SE-2	OK
	c. Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões	72(c)	A fórmula usada para a determinação das REs estão de acordo com a metodologia aplicada ACM0002, versão 13.0.0 e a	/1/ /4/ /59//53/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			"Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de energia elétrica", versão 2.2.1.			
	d. Adicionalidade	72(d)	O PP usou diretrizes relevantes em relação a metodologia ACM0002, versão 13.00 e a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, versão 6.0.0 e as diretrizes citadas.	/1/ /2/ /3//58//64/		
	e. Metodologia de monitoramento	72(e)	O plano de monitoramento foi preparado usando a diretriz relevante fornecida na metodologia.	/1/ /53/ /46/ /71/ /72/ /18/ /19/	OK	OK
B.2. Aplicabilidade da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada à atividade do projeto (02).						
B.2.1.	As metodologias estão citadas corretamente?	74	Essa metodologia é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável interligadas à rede que (a) instalem uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto. Parecer da validação: a metodologia foi citada corretamente.	/1/ /53/ /46/ /71/ /72/ /18/ /19/	OK	OK
B.2.2.	As metodologias selecionadas se aplicam à atividade do projeto?	74	A metodologia selecionada ACM0002, versão 13.0.0, é aplicável à atividade do projeto, já que o mesmo é um projeto de grande escala a partir de uma central hidrelétrica renovável.	/1/ /53/ /19/	SE 12	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
B.2.3. Determine se a atividade de projeto atende a cada condição de aplicabilidade da metodologia aprovada ou qualquer ferramenta ou outros componentes metodológicos aqui mencionados.	76				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	ACM0002, v.13.0.0					
	A metodologia é aplicável a atividades do projeto de geração de energia renovável interligada à rede que: (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem uma adição de capacidade (c) envolvem uma modernização de plantas existentes ou (d) envolvem substituição de plantas existentes.		A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação desse projeto. O projeto proposto terá uma capacidade instalada de 1.820 MW e a eletricidade gerada será entregue ao sistema interligado nacional – SIN. O cumprimento da condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do estudo de viabilidade do DCP, projeto básico consolidado, contrato de concessão e resoluções do governo permitindo a implementação da UHE Teles Pires.	/16/ /18/ /19/ /20/ /25/ /73/ /74/	SE-12	OK
	A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas ou unidade/central de energia de marés;		A atividade de projeto proposta é a instalação de uma nova central hidrelétrica de fio d'água.. O cumprimento da condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do estudo de viabilidade do DCP, projeto básico consolidado, contrato de concessão e resoluções do governo permitindo a implementação da atividade de projeto sob regime de operação de fio d'água e referente ao seu baixo tempo de retenção da água (4,6 dias). /17/	/16/ /17/ /18/ /19/ /20/ /25/ /73/ /74/ /69/	SE-12	OK
	No caso de aumentos de capacidade,		Não se aplica. A atividade do projeto é uma	/16/	SE-12	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente entrou em operação comercial antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado no cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início desse período histórico mínimo de referência e a implementação da atividade do projeto.		central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação desse projeto. O cumprimento da condição de aplicabilidade foi confirmada por meio da análise do estudo de viabilidade do DCP, projeto básico consolidado, contrato de concessão e resoluções do governo permitindo a implementação da UHE Teles Pires.	/18/ /19/ /20/ /25/ /73/ /74/		



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	No caso de centrais hidrelétricas: • Uma das seguintes condições deve se aplicar: o A atividade do projeto é implementada em um único ou múltiplos reservatórios existentes, sem mudança no volume dos reservatórios; ou o A atividade do projeto é implementada em um único ou múltiplos reservatórios existentes, onde o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, de acordo com as definições encontradas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m²; ou o A atividade de projeto resulta em novos reservatórios, únicos ou múltiplos, e a densidade de potência de cada reservatório, de acordo com as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m².		A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório de 134,7 km², enquanto a capacidade instalada é de 1.820 MW, portanto, a densidade de potência é de 13,51 w/m² (cálculo fornecido na Seção B.6.1 do DCP), que é maior que 4 W/m². A conformidade com as condições de aplicabilidade foi confirmada através da análise do DCP, do projeto básico consolidado e do contrato de concessão.	/19/ /20/ /25/ /73/	SE-12	OK
	No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m ²		Não se aplica. A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório único.	/25/ /19/ /75/	SE-12	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	todas as condições a seguir deverão ser aplicadas: • A densidade de potência calculada para toda a atividade do projeto usando a equação 5 é maior que 4 W/m²; • Reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e onde são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada; • O fluxo de água entre múltiplos reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto; • A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 15 MW; • A capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4 W/m², é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.		A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada através da análise do DCP, projeto básico consolidado e estudo de viabilidade da EPE sobre o potencial hidrológico e energético da UHE Teles Pires.			



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	A metodologia não se aplica a: • Atividades do projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local; • Centrais elétricas alimentadas com biomassa; • Uma central hidrelétrica que resulte na criação de um novo reservatório único ou no aumento de um reservatório único existente em que a densidade de potência da central elétrica é menor que 4 W/m^2.		Nenhuma delas é aplicável à atividade do projeto, já que: • A atividade do projeto é uma central hidrelétrica totalmente nova em um local onde não havia projeto de energia renovável operando antes da implementação desse projeto. • O atividade do projeto é uma central hidrelétrica. • A atividade de projeto proposta terá uma densidade de potência de $13,51 \text{ w/m}^2$, que é maior que 4 W/m^2. A conformidade com a condição de aplicabilidade foi confirmada através da análise do DCP, projeto básico consolidado, contrato de concessão, resoluções do governo permitindo a implementação da UHE Teles Pires e estudo de viabilidade da EPE sobre o potencial hidrológico e energético da UHE Teles Pires.	/25/ /19/ /20/ /73/ /74/ /75/	SE-12	OK
B.3.	Desvio para uma metodologia aprovada (03)					
B.3.1.	Caso o PP tenha solicitado um desvio, confirme o seguinte	78	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	a. Quando tal solicitação para um desvio foi feita?	78	N/A		N/A	N/A
	b. a solicitação para o desvio resulta de questão específica do projeto?	78-79	N/A		N/A	N/A
	c. O desvio solicitado exigiria uma revisão na metodologia?	80	N/A		N/A	N/A
B.4. Esclarecimento sobre a aplicabilidade da metodologia (04)						
B.4.1.	Caso a avaliação em B.2.2 resulte em incerteza sobre a aplicabilidade da metodologia à atividade do projeto, confirme se um esclarecimento é solicitado ou não.	81	N/A		N/A	N/A
B.5. Limite do projeto (05)						
B.5.1.	Com base na descrição do limite do projeto no formulário do DP, confirme	82-85				
	a. O delineamento físico da atividade de projeto proposta é claramente definido?	82	A descrição e diagrama do limite do projeto fornece informações exatas, como exigido pela metodologia.	/1/ /52/	OK	OK
	b. O limite do projeto inclui todas as fontes de emissões de GEE, como exigido pela metodologia?	84	A validação dos GEEs e fontes foi realizada com base no documento analisado. Os limites do projeto definidos na seção B3 do DCP inclui todas as fontes de emissões, atendendo à metodologia aplicada ACM0002.	/1/ /2/ /70/ /53/ /55/ /25/ /19/ /20/ /73/ /74/ /75/ /76/ /77/	OK	OK
	c. Se a metodologia permitir escolher se uma fonte e/ou gás devem ser incluídos, essa escolha está	84	Para a linha de base, as emissões de CO ₂ da geração de energia elétrica da rede (incluindo as centrais elétricas interligadas à rede já	/1/ /2/ /70/ /53/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	suficientemente explicada e justificada?		existentes e a adição de novas centrais elétricas interligadas à rede) têm de ser contabilizadas. Para a atividade do projeto (produção hidroelétrica) nenhuma emissão de gases de efeito estufa precisa ser levada em consideração caso a densidade de potência seja maior que 10 w/m ² .			
	d. A implementação da atividade do projeto envolve qualquer fonte de emissão dentro do limite do projeto das quais se espera mais de 1% de contribuição na média anual das reduções de emissões gerais esperadas, que não são abordadas/consideradas na metodologia selecionada? Em caso afirmativo, por favor, explique.	87	Já que a atividade do projeto consiste na instalação de uma central de geração de eletricidade renovável (central hidrelétrica) que será instalada em um local onde nenhuma central de energia renovável era operada anteriormente, a atividade do projeto não envolve qualquer emissão dentro dos limites do projeto que contribua com mais que 1% da médias anual total das reduções de emissões que não são consideradas na metodologia ACM0002.	/1/ /2/ /53/ /25/ /19/ /20/ /73/ /74/ /75/	OK	OK
B.6. Identificação e descrição do cenário da linha de base (06)						
B.6.1.	Confirme se a metodologia fornece um cenário da linha de base. Confirme também	89	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para os projetos de centrais hidrelétricas. Ela afirma que, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base é o seguinte: A energia elétrica alimentada na rede pelo	/1/ /2/ /53/	SE-2	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (secção B-6-1 do DCP) e cálculos de redução de emissão na secção B.6.3, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. A equipe de validação confirmou durante a análise realizada no computador do escritório e na visita ao local que a linha de base descrita no DCP foi corretamente aplicada segundo a metodologia ACM0002.			
B.6.2. A metodologia foi corretamente aplicada com relação à identificação da linha de base?	88 89	A metodologia ACM0002 foi corretamente aplicada, de acordo com o procedimento de metodologia de linha de base, se a atividade do projeto consiste na instalação de uma nova central/unidade elétrica renovável interligada à rede e, portanto, cenário da linha de base é a “energia elétrica alimentada na rede pela atividade do projeto seria, de outro modo, gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.	/1/ /2/ /53/ /71/ /59/ /55/ /25/	SE 15	OK
B.6.3. Caso a <u>metodologia exija que diversos cenários alternativos sejam levados em consideração</u> para a identificação do	90	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para os projetos de centrais	/1/ /2/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
cenário da linha de base mais plausível, então confirme o seguinte:			hidrelétricas. A linha de base descrita no DCP está de acordo com a metodologia ACM0002.	/53/		
	a. Quais <u>possíveis</u> cenários <u>alternativos</u> foram considerados para a determinação da linha de base?	90	N/A		N/A	N/A
	b. A lista de alternativas possíveis está completa?	90	N/A		N/A	N/A
	c. O cenário da linha de base identificado é razoável?	91	N/A		N/A	N/A
	d. O que foi identificado como cenário da linha de base?	91	N/A		N/A	N/A
	e. O cenário da linha de base <u>identificado</u> está de acordo com a metodologia e ferramentas citados?	91	N/A		N/A	N/A
	f. O DCP fornece uma descrição do cenário da linha de base identificado, incluindo uma descrição da tecnologia que seria empregada e/ou das atividades que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta?	92	N/A		N/A	N/A
B.6.4.	Com base em seu conhecimento setorial e/ou especialista local, confirme o seguinte:	93				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	a. Se todas as exigências aplicáveis do MDL foram levadas em consideração na identificação do cenário da linha de base para a atividade de projeto do MDL proposta.	93	A equipe de validação confirma que todas as exigências aplicáveis do MDL foram levadas em consideração na identificação do cenário da linha de base para a atividade de projeto do MDL proposta.	/1/ /2/ /53/ /58/	OK	OK
	b. Se "as políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais, como iniciativas de reforma setorial, disponibilidade local de combustível, planos de expansão do setor de energia e a situação econômica no setor do projeto foram consideradas.	93 94(d)	A equipe de validação confirma que o PP demonstrou que todas as políticas e circunstâncias relevantes foram identificadas e corretamente consideradas no formulário do DCP, de acordo com a diretriz do CE do MDL, parágrafo 93(a) e (b) do PVV v02.	/1/ /2/ /53/ /58/ /71/ /59/ /55/	OK	OK
B.6.5. Para identificação da linha de base, confirme o seguinte:		94				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	a. O DCP lista todas as hipóteses e dados usados pelo PP?	94(a)	A equipe de validação pode concluir que os pressupostos, cálculos, fundamentos e outras fontes descritas no DCP usados para determinar o cenário de linha de base são razoáveis e foram aplicados corretamente.	/1/ /2/ /53/ /58/	OK	OK
	b. Todas as hipóteses e dados usados são justificados, corretamente citados e interpretados no DCP?	94(b)	Todas as hipóteses e dados usados são justificados, corretamente citados e interpretados no DCP.	/1/ /2/ /53/ /58/	OK	OK
	c. Toda as hipóteses e dados usados são justificados com evidências?	94(c)	Toda as hipóteses e dados usados são justificados com evidências.	/1/ /2/ /53/ /58/	OK	OK
B.7. Identificação das alternativas (10)						
B.7.1.	Onde o cenário da linha de base não é prescrito na metodologia aprovada, avaliar a lista de alternativas confiáveis identificadas para a atividade do projeto no DCP selecionado para determinar o cenário mais realista da linha de base.	113 115	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 define uma linha de base específica diretamente para os projetos de centrais hidrelétricas.	/1/ /2/ /53/	OK	OK
	a. A lista de alternativas inclui como uma das opções que "a atividade do projeto seja realizada sem estar registrada como uma atividade de projeto proposta"?	114(a)	N/A		N/A	N/A
	b. A lista está completa em relação a todas alternativas plausíveis?	114(b)	N/A		N/A	N/A
	c. Confirmar se as alternativas estão em conformidade com todas as leis	114(c)	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	aplicáveis e obrigatórias.					
B.8.	Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões (07)					
B.8.1.	Para emissões da linha de base, confirme que os passos tomados, e equações e parâmetros aplicados no formulário do DCP, cumprem as exigências das metodologias selecionadas, incluindo as ferramentas:	96				
	a. Quando a metodologia permite a seleção entre diferentes opções para equações ou parâmetros	97	Opções são permitidas no cálculo de EFgrid,CM,y, que é na verdade determinado pelas opções fornecidas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"	/1//2//3//19/ /20//53//13//59/	OK	OK
	b. Determinar se uma justificativa adequada foi fornecida no DCP para a escolha dos dados e parâmetros usados nas equações	97 98	A AND brasileira fornece, todos os anos, informações atualizadas sobre o fator de emissão da margem de operação e margem de construção, que é calculado de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", considerando somente centrais elétricas da rede (opção I do Passo 1). A margem de operação (EFgrid,OM,y) é calculada de acordo com a OM da análise dos dados de despacho da Opção (c) do Passo 3, e dessa forma, deverá ser determinada ex-post. Em relação à margem de construção (EFgrid,BM,y), os PPs escolheram a Opção 1 da ferramenta /59/, determinando BM ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis no momento do envio do DCP para validação (ano base 2010).	/45/ /59/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	c. foram usados equações e parâmetros corretos, de acordo com a metodologia selecionada, incluindo as ferramentas aplicáveis.	97	As equações 4 e 8, e os parâmetros relatados na Seção B.6.1 do DCP estão de acordo com a ACM0002, v. 13.0.0 e a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", v. 2.2.1. Entretanto, o valor usado para perdas de transmissão não foi consistente com os relatórios da ANEEL. Portanto, a SE 7 foi aberta.	/1/ /2/ /3/ /19/ /20/ /53/ /13/ /59/	SE-7	OK
	d. Para dados e parâmetros que não serão monitorados ao longo do período de obtenção de créditos, mas já foram fixados, determinar se todas as fontes de dados e hipóteses são adequadas e se os cálculos estão corretos.	98	Os parâmetros determinados ex-ante são relacionados na tabela abaixo: W _{OM} - Peso do fator de emissões da margem de operação para projetos hídricos – 0,5 W _{BM} - Peso do fator de emissões da margem de construção para projetos hídricos – 0,5 EF _{grid,BM,y} - fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y - 0,1404 tCO ₂ /MWh Cap _{BL} - Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto – 0 w. A _{BL} - Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio – 0 m ² . Entretanto, algumas inconsistências foram relatadas no DCP em relação a EF _{grid,BM,y} e A _{BL} . A SAC 7 foi levantada.	/1/ /4/ /53/ /45/ /59/ /71/ /25/ /19/ /20/ /73/ /75/	SAC-7	OK
B.8.2.	Para emissões do projeto, confirme que os passos tomados, e equações e parâmetros aplicados no formulário do DCP, cumprem as exigências das metodologias selecionadas, incluindo as	96				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
ferramentas:						
	a. Quando a metodologia permite a seleção entre diferentes opções para equações ou parâmetros	97	A metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 fornece orientação para o cálculo de emissões de projetos com base na densidade de potência da usina hidrelétrica.	/1/ /53/	OK	OK
	b. Determinar se uma justificativa adequada foi fornecida no DCP para a escolha dos dados e parâmetros usados nas equações	97 98	Dado que a densidade de potência da planta é maior que 10w/m ² , os PPs consideraram corretamente as emissões do projeto como sendo zero, como permitido pela ACM0002, v.13.0.0.	/1/ /4/ /53/ /45/ /31/ /69/	OK	OK
	c. foram usados equações e parâmetros corretos, de acordo com a metodologia selecionada, incluindo as ferramentas aplicáveis.	97	De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 a emissão do projeto PEy = 0 se a densidade de potência (PD) for maior que 10 w/m ² . Entretanto, os PPs não demonstrada o PD de acordo com a equação 5 da metodologia.	/1/ /4/ /53/ /45/ /31/ /69/	SAC-9	OK
	d. Para dados e parâmetros que não serão monitorados ao longo do período de obtenção de créditos, mas já foram fixados, determinar se todas as fontes de dados e hipóteses são adequadas e se os cálculos estão corretos.	98	As emissões do projeto são zero de acordo com a ACM0002, v.13.0.0. Todavia, o parâmetro APJ (área do reservatório) será monitorado para determinar se a densidade de potência do projeto permanece maior que 10 w/m ² .	/1/ /4/ /53/ /45/ /31/ /69/	OK	OK
B.8.3. Para emissões das fugas, confirme que as medidas tomadas, equações e parâmetros aplicados no formulário do DCP estão de acordo com as exigências		96				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
das metodologias selecionadas, incluindo as ferramentas:						
	a. Quando a metodologia permite a seleção entre diferentes opções para equações ou parâmetros	97	De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0, nenhuma emissão das fugas precisa ser considerada para essa atividade de projeto.	/1/ /4/ /53/	OK	OK
	b. Determinar se uma justificativa adequada foi fornecida no DCP para a escolha dos dados e parâmetros usados nas equações	97 98	N/A Consulte B.8.3.a.		N/A	N/A
	c. foram usados equações e parâmetros corretos, de acordo com a metodologia selecionada, incluindo as ferramentas aplicáveis.	97	N/A Consulte B.8.3.a.		N/A	N/A
	d. Para dados e parâmetros que não serão monitorados ao longo do período de obtenção de créditos, mas já foram fixados, determinar se todas as fontes de dados e hipóteses são adequadas e se os cálculos estão corretos.	98	N/A Consulte B.8.3.a.		N/A	N/A
B.9. Avaliação de consideração prévia do mecanismo de desenvolvimento limpo (09)						
B.9.1.	A data de início relatada da atividade de projeto está de acordo com a versão mais recente do "Glossário de termos do MDL"?	106	De acordo com o Glossário de termos do MDL, a data de início de uma atividade do projeto de MDL é a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto. A data escolhida refere-se ao contrato EPC	/1/ /5/ /6/ /7/ /8/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		assinado.	/9/ /10/ /34/ /16/ /37/ /19/ /20/ /11/ /72/ /13/ /73/		
B.9.2. A data de início da atividade do projeto é anterior à data de publicação do DCP para consulta pública internacional?	105	De acordo com as evidências documentais, a data de início da atividade do projeto é anterior à data da publicação do DCP para consulta pública internacional. A seção C.1.1. do DCP declara que a data de início do projeto é 19 de agosto de 2011 e o DCP foi enviado para a página da UNFCCC em 25 de janeiro de 2012.	/1/ /19/ /13/	OK	OK
B.9.3. “Se uma nova metodologia foi ou não proposta ao Conselho antes da data de início da atividade do projeto”	105	N/A		N/A	N/A
B.9.4. A data de início é posterior a 2 de agosto de 2008?	106 (a) & (b)	Sim. A data de início do projeto é 19 de agosto de 2011.	/1/ /19/ /13/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
B.9.5. Para novas atividades de projeto – o PP informou por escrito ao secretariado da UNFCCC e à AND anfitriã sobre o início do projeto e da sua intenção de obter status do MDL?	107	A equipe de validação confirmou que essa é uma atividade de projeto nova, o PP enviou uma carta de consideração anterior datada de 22 de dezembro de 2010 à UNFCCC e à AND brasileira, as informações estão disponíveis no website da UNFCCC. Uma confirmação foi enviada ao PP pela AND brasileira em 23 de dezembro de 2010 e pela UNFCCC em 20 de janeiro de 2011A equipe de validação identificou uma pequena diferença entre as coordenadas de GPS citadas no formulário de consideração anterior (9° 20'35" S; 56° 20'35"W) e no DCP (9°21'04"S; 56°46'39"W), sendo a primeira citada no Projeto Básico Consolidado e a última no despacho ANEEL 3.504. Tal diferença é tida como aceitável, já que ambas são citadas em documentos oficiais e a distância entre esses pontos é de menos que 1km (850m, verificado pelo Google Earth), o que demonstra claramente que ambas coordenadas estão dentro dos limites da UHE Teles Pires.	/1/ /5/ /6/ /7/ /8/ /9/ /10/ /34/ /16/ /37/ /19/ /20/ /11/ /72/ /13/ /73/	SE-3 SE-4	OK OK
B.9.6. Para uma atividade de projeto existente, para a qual a data de início é anterior à data de publicação do DCP para consulta pública internacional confirme o seguinte	108	N/A. A data de início do projeto é 19 de agosto de 2011, logo, posterior a 02 de agosto de 2008 (nova atividade de projeto).		N/A	N/A
a. Os detalhes sobre a consideração prévia são fornecidos no DCP?	108(a)	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	b. As evidências indicam que o PP estava ciente sobre o MDL antes da data de início da atividade do projeto?	108(a)	N/A		N/A	N/A
	c. Como o MDL afetou a decisão de continuar com a atividade do projeto?	108(a)	N/A		N/A	N/A
	d. A decisão de continuar com a atividade do projeto foi tomada por uma pessoa autorizada?	108(a)	N/A		N/A	N/A
	e. São fornecidas evidências que provem que foram tomadas ações contínuas e reais para garantir o status de MDL para o projeto em paralelo com a sua implementação?	108(b)	N/A		N/A	N/A
		109 EB62 Anexo 13 Parág. 7	N/A			
	f. O intervalo entre as evidências documentadas para garantir o status de MDL é menor que 2 anos?	110(a)-(c) 111 EB62 Anexo 13 8(a)-(c)	N/A		N/A	N/A
B.9.7.	Determine se, após a notificação inicial, o PP informou ao secretariado da UNFCCC a cada dois anos sobre o progresso da atividade do projeto?	EB62 Anexo 13 Parág. 5	N/A		N/A	N/A
B.9.8.	A implementação da atividade do projeto foi interrompida após o início e a implementação recomeçou devido à consideração do MDL?	EB62 Anexo 05 Parág. 7	Não. A implementação do projeto começou em 2011 e é esperado que seja concluída em 2015.	/3//13/ /19//20/	OK	OK
B.10. Adicionalidade de uma atividade de projeto (08)						
B.10.1.	Para a demonstração de adicionalidade,					



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
confirme o seguinte						
	a. Todas as hipóteses e dados usados pelos participantes do projeto estão listados no DCP e confirmam os documentos fonte e/ou justificativas relacionados.	102	A equipe de validação confirma que todas as hipóteses e dados usados pelos participantes do projeto estão listados no DCP, assim como os documentos fonte e/ou justificativas relacionados.	/64//58//26//13/ /83/ /81//84//97//79/ /82/ /85//87//89//86/ /25/ /27//19//72//73/ /16/ /98//99/	OK	OK
	b. Toda a documentação é relevante e está corretamente citada e interpretada.	102	A equipe de validação confirma que toda a documentação é relevante e está corretamente citada e interpretada.	/64//58//26//13/ /83/ /81//84//97//79/ /82/ /85//87//89//86/ /25/ /27//19//72//73/ /16/ /98//99/	OK	OK
	c. As hipóteses e os dados podem ser considerados razoáveis	102	A equipe de validação confirma que as hipóteses e dados podem ser considerados razoáveis.	/64//58//26//13/ /83/ /81//84//97//79/ /82/ /85//87//89//86/ /25/ /27//19//72//73/ /16/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
				/98//99/		
	d. A metodologia aplicável se refere a ferramentas e diretrizes para demonstrar a adicionalidade?	103	A ACM0002 indica a Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade, v.06.0.0 no caso dessa atividade do projeto.	/58/	OK	OK
B.11. Análise de investimentos (11)						
B.11.1.	A análise de investimentos é usada para demonstrar a adicionalidade?	117	Sim		OK	OK
B.11.2.	O PP usou a versão mais recente das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", como indicado pelo Conselho e com outras provisões relevantes?	118	Sim. O PP aplicou a Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, v.6.0.0.	/58/	OK	OK
B.11.3.	Um método de análise adequado foi escolhido para o projeto (análise de custo simples, análise comparativa de investimentos ou análise de benchmark)?	120 EB62 Anexo 5 19	A análise do investimento foi realizada de acordo com a opção III da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade". De acordo com as diretrizes para a avaliação da análise do investimento, parágrafo 19, a análise de benchmark é o método adequado para demonstrar a adicionalidade dessa atividade de projeto uma vez que se trata de uma central hidroelétrica. Entretanto, os PPs deverão justificar o período usado para os diferentes parâmetros usados no cálculo do CMPC.	/1/ /2/ /3/ /64/ /58/ /26/ /13/ /25/ /27/	SE-13 SE-16 SAC-11	OK OK OK
B.11.4.	Verificar a exatidão dos cálculos financeiros realizados para qualquer análise de investimento por meio dos seguintes pontos	120				
	a. O indicador financeiro é adequado	120(a)	A equipe foi capaz de confirmar que a Taxa	/1/	OK	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	no contexto da atividade do projeto?		Interna de Retorno (TIR) é o indicador de acordo com as diretrizes para a avaliação da análise do investimento versão 5.0, parágrafo 12.	/3/ /64/		
	b. O PP listou todos os parâmetros e hipóteses usados no cálculo do indicador financeiro selecionado?	120(a)	De acordo com as diretrizes da análise de investimento, parágrafo 19, a análise de benchmark é o método mais adequado para demonstrar a adicionalidade da Atividade de Projeto do MDL proposta, pois a alternativa à implementação da central hidrelétrica é o fornecimento de energia elétrica da rede. De acordo com o DCP, o PPD demonstrou e avaliou a adicionalidade ao usar a análise de benchmark. A equipe de validação pode concluir que os dados, fundamentos, hipóteses, justificativas e documentação e fontes apresentadas no DCP e usadas para demonstrar e avaliar a adicionalidade são fidedignas e foram corretamente aplicadas.	/1/ /3/ /64/ /58/ /26/ /13/ /25/ /27/	OK	OK
	c. Verifique os parâmetros e hipóteses usados avaliando as evidências disponíveis	120(a)	A equipe de validação conduziu uma avaliação rigorosa de todos os parâmetros e pressupostos usados nos cálculos financeiros. Os parâmetros financeiros usados estão disponíveis no projeto básico consolidado aprovado em 26 de agosto de 2011. Alguns dos valores de entrada usados nas planilhas/DCP precisam ter suas fontes/cálculos esclarecidos. A equipe de validação pode concluir, com base em análise feita em escritório e visita ao local, que as	/1/ /3/ /64/ /58/ /26/ /13/ /25/	SAC-4 SAC-5 SAC-6 SE-5 SE-6 SE-7 SE-13 SE-14 SE-16	OK OK OK OK OK OK OK OK OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			hipóteses, cálculos, fundamentos e outras fontes descritas no DCP usados na análise de investimento são válidos e foram aplicados corretamente. Não há custos irrecuperáveis envolvidos nessa atividade de projeto. O valor justo foi considerado. Entretanto, embora o valor justo considere corretamente os custos com terreno, seu cálculo se baseou na depreciação, o que incluiu inadequadamente os custos com terreno na depreciação. Foram considerados adequadamente para lucros líquidos para efeitos de cálculo dos indicadores financeiros. Entretanto, os PPs deverão esclarecer por qual motivo alguns itens como serviços de terreno e engenharia foram incluídos no cálculo da depreciação. As despesas financeiras não foram consideradas no cálculo da TIR. A parte de custos de investimento que é financiada pelo capital próprio considerado está conforme a saída de fluxo de caixa líquida.		SE 17 SE 18 SE 19	OK OK OK
	d. Os parâmetros estão sendo comparado com fontes de terceiros ou publicamente disponíveis?	120(b)	A equipe de validação visitou todos os websites, verificou e avaliou a informação usada para demonstrar e avaliar a adicionalidade apresentada pelas diversas entidades governamentais e não governamentais.	/1/ /3//83//81/ /84//97//79//82/ /85//87//89//86/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§) PVV	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	e. O relatório do estudo de viabilidade e os relatórios financeiros anuais para a atividade de projeto proposta estão disponíveis	120(c)	N/A			
	f. Os cálculos conduzidos pelo PP são adequados?	120(d)	Os valores financeiros são apresentados de forma transparente em planilhas separadas com as fórmulas legíveis. O período considerado é de 24 anos, o que está de acordo com as Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos - versão 5, parágrafo 3, dado que o valor justo dos ativos da atividade do projeto tenha sido incluído ao fim do período de avaliação.	/1/ /3/	OK	OK
	g. Análise de sensibilidade	120(e) EB62 Anexo 5 20-21				
	i O PP forneceu justificativa sobre os parâmetros que são cobertos para a sensibilidade?	EB62 Anexo 5 20	Sim. A análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros que provavelmente irão flutuar ao longo do tempo e contribuir para mais de 20% dos custos do projeto ou receitas totais atendendo às Diretrizes para a avaliação da análise do investimento. A variação é tida como adequada e razoável na análise de sensibilidade para essa atividade de projeto.	/1/ /3/ /64/	OK	OK
	ii Há qualquer parâmetro que represente menos de 20% e que tenha impacto material na análise?	EB62 Anexo 5 20	Não.	/1/ /3/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		iii O PP considerou variações razoáveis?	EB62 Anexo 5 21	Portanto, as variações foram feitas pela alteração dos seguintes parâmetros: - Reduzindo as despesas de investimento (custos de investimento). - Aumentando a receita do projeto (tarifa de eletricidade); - Aumentando a geração de energia pela planta (geração de energia); - Reduzindo o custo de operação (custos totais de operação)	/1/ /3/	OK	OK
		iv Os resultados das variações são apresentados no DCP e tais resultados podem ser reproduzidos nas planilhas associadas?	EB62 Anexo 5 20	As variáveis foram submetidas a variação razoável. Os resultados de variação apresentados no DCP e nas planilhas eram reproduzíveis pela equipe.	/1/ /3/	OK	OK
		v Confirme a precisão da análise de sensibilidade feita pelo PP avaliando os cenários "em que condições ocorreriam variações no resultado e a probabilidade dessas condições foi avaliada".	EB62 Anexo 5 21	Todos os cenários quando variações de +-10% foram realizada estavam abaixo do benchmark e os PPs justificaram adequadamente que a probabilidade dessas condições ultrapassarem o benchmark são muito baixas. Isso foi confirmado e comparado adicionalmente pela equipe de validação.	/1/ /3/	OK	OK
B.11.5. Caso o PP tenha usado a análise do benchmark, confirme o seguinte			121				
	a.	O tipo de benchmark aplicado é adequado ao tipo de indicador financeiro?	121(a)	A análise do investimento foi realizada de acordo com a opção III da "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade". Com base nela, a atividade do projeto não é a mais atrativa quer financeira quer	/1/ /2/ /3/	SE-13 SE-16 SAC-11	OK OK OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			economicamente; nem a mais viável quer financeira quer economicamente, sem as receitas da venda de reduções certificadas de emissões (RCE). De acordo com as diretrizes para a avaliação da análise do investimento, parágrafo 19, a análise de benchmark é o método adequado para demonstrar a adicionalidade dessa atividade de projeto uma vez que se trata de uma central hidroelétrica. Entretanto, os PPs deverão justificar o período usado para os diferentes parâmetros usados no cálculo do CMPC.	/64/ /58/ /26/ /13/ /25/ /27/		
	b. O PP aplicou algum prêmio de risco na determinação do benchmark?	121(b)	Os PPs aplicaram um prêmio de mercado com base na diferença histórica entre os retornos da S&P 500 e os retornos dos títulos dos EUA de longo prazo. O spread sobre a taxa livre de riscos é a média da diferença entre esses retornos. A equipe de validação confirmou que o cálculo fornecido para o prêmio do risco de capital próprio (de 1928 a 2010) na planilha do CMPC, planilha "Returns by year")/26/ para ações (11,23%) menos títulos (5,28%) estão corretas e são aplicáveis no momento da decisão do investimento e também comparou com os valores fornecidos no website da Damodaran /87/. A adoção de um período abrangendo 82 anos fornece um número mais consistente, dado que a volatilidade nas ações é alta e, portanto, um período maior é melhor para obter uma média	/26/ /87/.	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			mais precisa razoável e adequada ao contexto da atividade do projeto. Portanto, a PJR CES considera que a determinação do prêmio de risco de capital próprio pelo PPs está correta e é adequada para o contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.			
	c. Determinar se é razoável pressupor que nenhum investimento seria feito a uma taxa de retorno menor que o benchmark?	121(c)	A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC /26/ e concluiu que o mesmo é preciso. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações discutindo o custo de capital de empresas no setor elétrico do Brasil /81//82/ e concluiu que o valor obtido para Ke pelos PPs é conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.	/26/ /81//82/	OK	OK
B.11.6. Verifique a precisão de toda a análise de investimento (de acordo com a diretriz de investimento)		120				
	a. O período de avaliação da análise de investimentos reflete a vida útil técnica da atividade do projeto, ou caso um período menor seja escolhido, o valor justo dos ativos da atividade do projeto ao final do período de análise de investimentos (como uma entrada de caixa) estão incluídos?	EB62 Anexo 5 3-4	O período considerado é de 24 anos, o que está de acordo com as Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos - versão 5, parágrafo 3, dado que o valor justo dos ativos da atividade do projeto tenha sido incluído ao fim do período de avaliação.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	OK	OK
	b. A vida útil técnica (restante) dos equipamentos existentes ou do projeto está definida de acordo com a orientação da <i>Ferramenta para</i>	EB50 Anexo 15	A vida útil operacional prevista para a atividade do projeto é de 35 anos de acordo com o contrato de concessão/20/, que está de acordo com a <i>Ferramenta para determinar a</i>	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/	OK	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	determinar a vida útil restante dos equipamentos?		vida útil restante dos equipamentos.	/86//25//27/		
	c. O valor justo é calculado de acordo com as normas contábeis locais, onde disponível, ou com as melhores práticas internacionais?	EB62 Anexo 5 4	O valor justo foi considerado. Entretanto, embora o valor justo considere corretamente os custos com terreno, seu cálculo se baseou na depreciação, o que incluiu inadequadamente os custos com terreno na depreciação.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	SE 14	OK
	d. O valor contábil do patrimônio e a expectativa de potenciais lucros ou prejuízos na realização do patrimônio estão incluídos no cálculo do valor justo?	EB62 Anexo 5 4	O valor justo foi considerado. Entretanto, embora o valor justo considere corretamente os custos com terreno, seu cálculo se baseou na depreciação, o que incluiu inadequadamente os custos com terreno na depreciação.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	SE 14	OK
	e. A depreciação e outros itens não monetários relacionados à atividade do projeto (que foram deduzidos da receita bruta sobre a qual o imposto é calculado) foram adicionados de volta aos lucros líquidos para fins de cálculo do indicador financeiro (p.ex. TIR, VPL)?	EB62 Anexo 5 5	Foram considerados adequadamente para lucros líquidos para efeitos de cálculo dos indicadores financeiros. Entretanto, os PPs deverão esclarecer por qual motivo alguns itens como serviços de terreno e engenharia foram incluídos no cálculo da depreciação.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	SE 14	OK
	f. Os impostos estão excluídos da análise de investimentos ou o benchmark é destinado para comparações após os impostos?	EB62 Anexo 5 5	A parte de custos de investimento que é financiada pelo capital próprio considerado está conforme a saída de fluxo de caixa líquida.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	SE 14	OK
	g. Os valores de entrada usados na análise de investimentos eram válidos e aplicáveis no momento da tomada de decisão?	EB62 Anexo 5 6 122(a)	Alguns dos valores de entrada usados nas planilhas/DCP precisam ter suas fontes/cálculos esclarecidos. A equipe de validação pode concluir, com base em análise	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/	SE 14	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			feita em escritório e visita ao local, que as hipóteses, cálculos, fundamentos e outras fontes descritas no DCP usados na análise de investimento são válidos e foram aplicados corretamente.	/86//25//27/		
	h. Há algum custo irre recuperável considerado na análise?	EB62 Anexo 5 6	Não há custos irre recuperáveis envolvidos nessa atividade de projeto.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	OK	OK
	i. O fator de capacidade escolhida para a planta está de acordo com a mais recente edição das <i>Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade das plantas</i>	EB48 Anexo 11 3(a)-(b)	O conjunto de 05 turbinas/geradores citado acima contribuíram para uma energia assegurada total média de 940,6 MW/ano/17/ e um fator de capacidade final da planta de 51,68%, que gerará um total de eletricidade de 8.239.656 MWh/ano (940,6 MWh * 8760hs/ano * 51,68% PLF). A eletricidade líquida enviada à rede é calculada como 8.056.736 MWh/ano após deduzir as perdas de transmissão da rede (2,22%). A PJRCES analisou ambos os documentos/17//19/ e também considerando que a energia assegurada foi aprovada pela ANEEL, enquanto submete a atividade do projeto para a obtenção de uma aprovação para instalação/73/, a mesma é considerada como de acordo com as exigências das 'Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade das plantas'/62/.	/17/ /17//19/ /73/ /62/	OK	OK
	Os PPs forneceram versões de planilhas de toda a análise de	EB62 Anexo 5	➡			



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		investimentos onde	8				
	i	Todas as fórmulas usadas na análise podem ser lidas	EB62 Anexo 5 8	Os valores financeiros são apresentados de forma transparente em planilhas separadas com as fórmulas legíveis.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	OK	OK
	ii	Todas as células relevantes são visualizáveis e desprotegidas	EB62 Anexo 5 8	Todas as células relevantes são visualizáveis e desprotegidas	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	OK	OK
	j.	No caso da TIR do projeto: Os custos das despesas financeiras (repagamentos de empréstimos e juros) estão excluídos do cálculo da TIR do projeto?	EB62 Anexo 5 9	As despesas financeiras não foram consideradas no cálculo da TIR.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	OK	OK
	k.	No caso da TIR de capital próprio: A parte dos custos de investimento que é financiada por capital próprio é considerada como fluxo de saída de caixa líquido? E a parte financiada por dívida está excluída do fluxo de saída de caixa líquido?	EB62 Anexo 5 10	A parte de custos de investimento que é financiada pelo capital próprio considerado está conforme a saída de fluxo de caixa líquida.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	OK	OK
	l.	Nos casos em que um benchmark após os impostos é aplicado, certifique-se de que os juros reais pagáveis sejam levados em consideração no cálculo do imposto de renda.	EB62 Anexo 5 11	Sim.	/26/ /81//82/	OK	OK
	m.	Caso a abordagem de benchmark	EB62	A equipe de validação verificou o cálculo na	/26/ /81//82/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	seja usada, o benchmark selecionado pelo PP é adequado ao tipo de cálculo da TIR apresentado?	Anexo 5 12	planilha do CMPC /26/ e concluiu que o mesmo é preciso. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações discutindo o custo de capital de empresas no setor elétrico do Brasil /81//82/ e concluiu que o valor obtido para Ke pelos PPs é conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.			
	n. O projeto pode ser desenvolvido por qualquer outra entidade que não o PP?	EB62 Anexo 5 13	Sim	/26/ /81//82/	OK	OK
	o. Os retornos esperados/benchmarks internos da empresa (incluindo os usados como retorno esperado sobre o capital próprio no cálculo de um custo médio ponderado do capital - CMPC) foram aplicados nos casos em que existe somente um possível desenvolvedor do projeto?	EB62 Anexo 5 14	N/A.		N/A	N/A
	p. Se o benchmark for baseado nos parâmetros que são padrão no mercado, então confirme o seguinte	EB62 Anexo 5 15				
	i O que foi considerado como custo do capital próprio?	EB62 Anexo 5 15	Ke = 12,67%. A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC /26/ e concluiu que o mesmo é preciso. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações discutindo o custo de capital de empresas no setor elétrico do Brasil /81//82/ e concluiu que o valor obtido para Ke pelos PPs é conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e cálculo do	/26/ /81//82/	OK	OK

LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
				benchmark.			
		ii O que foi considerado como custo da dívida?	EB62 Anexo 5 16	Kd = 1,86%. A equipe de validação verificou o cálculo na planilha do CMPC /26/ e concluiu que o mesmo é preciso. Além disso, a equipe da PJR CES comparou esse cálculo com outras publicações discutindo o custo de capital de empresas no setor elétrico do Brasil /81//82/ e concluiu que o valor obtido para Kd pelos PPs é conservador e adequado ao contexto da atividade do projeto e cálculo do benchmark.	/26/ /81//82/	OK	OK
		iii O que foi considerado como estrutura de dívida/capital próprio?	EB62 Anexo 5 18	We e Wd são, respectivamente, os pesos do capital próprio e da dívida normalmente observados no setor. O PP aplicou We de 50,00% e Wd de 50,00%, que estão de acordo com o parágrafo 18 das "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", versão 5/64/.	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/ /82//85//87//89/ /86//25//27/	OK	OK
		q. Em alguns casos, se o benchmark interno de uma empresa for usado para retorno esperado sobre o capital,	EB62 Anexo 5 16-17				
		i Confirme "O que foi considerado como custo da dívida?" a partir dos seguintes pontos:	EB62 Anexo 5 16	N/A		N/A	N/A
		ii Caso os empréstimos sejam considerados	EB62 Anexo 5 16	N/A		N/A	N/A
		iii Caso os títulos sejam considerados	EB62 Anexo 5	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
			16				
		iv Em casos onde a estrutura de financiamento de débito/capital do projeto ainda não está disponível (p.ex. uma carta de intenções para o financiamento do débito não está disponível)	EB62 Anexo 5 16	N/A		N/A	N/A
		v Confirme se o DCP justifica e documenta claramente a opinião escolhida:	EB62 Anexo 5 16	N/A		N/A	N/A
		vi O que foi considerado como estrutura de dívida/capital próprio?	EB62 Anexo 5 17	N/A		N/A	N/A
B.11.7. Onde os participantes do projeto tiverem como base os valores dos Relatórios do Estudo de Viabilidade (REV) que são aprovados pelas autoridades nacionais para as atividades de projeto do MDL propostas, determine o seguinte			122	N/A		N/A	N/A
	a.	O REV é a base da decisão em continuar com o investimento no projeto?	122(a)	N/A		N/A	N/A
	b.	Os valores usados no DCP são totalmente consistentes com o REV	122(b)	N/A		N/A	N/A
	c.	Os valores de entrada do REV são válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento?	122(c)	N/A		N/A	N/A
B.11.8. A avaliação da análise de investimento e do DCP conclui que a atividade do projeto não é a opção economicamente			119	A equipe de validação pode concluir que os dados, fundamentos, hipóteses, justificativas e documentação e fontes apresentadas no	/1/ /3//64/ /58//26//13//83/ /81//84//97//79/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
ou financeiramente mais atrativa, ou economicamente ou financeiramente viável, sem o MDL?			DCP e usadas para demonstrar e avaliar a adicionalidade são fidedignas e foram corretamente aplicadas.	/82//85//87//89/ /86//25//27/		
B.12. Análise de barreiras (12)						
B.12.1. Caso o PP tenha usado a análise de barreiras, confirme o seguinte		124				
	Quais são as barreiras enfrentadas pela atividade do projeto?	124	N/A. O PP selecionou a análise de investimentos para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto proposta.		N/A	N/A
	Como é justificado e evidenciado no DCP que as barreiras são reais?	126(a)	N/A		N/A	N/A
	Como é justificado que a(s) barreira(s) real(is) identificada(s) evita(m) a implementação da atividade do projeto?	124(a) 126(b)	N/A		N/A	N/A
	É justificado que a(s) barreira(s) real(is) identificada(s) não evita(m) a implementação de pelo menos uma das alternativas	124(b) 126(b)	N/A		N/A	N/A
	Alguma das questões identificadas tem um impacto claro direto nos retornos financeiros da atividade do projeto? Ao responder à questão acima exclua os seguintes Barreiras relacionadas a riscos, por exemplo, risco de falha técnica, que poderiam ter efeitos negativos no desempenho financeiro, ou Barreiras relacionadas à indisponibilidade das fontes de	125(a)-(b)	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	financiamento para a atividade do projeto					
B.13.	Análise da prática comum (13) (No caso de projeto de pequena escala pule este passo)					
B.13.1.	Para atividades de projeto que se enquadram no parágrafo 6 da ferramenta metodológica “Demonstração e avaliação da adicionalidade” versão 06.0.0, o seguinte procedimento		O PP não aplicou o parágrafo 47 da ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade /58/ na análise da prática comum. Portanto, a SAC 2 foi levantada.	/1/ /58/ /116/	SAC-2	OK
	a. Passo 1: O PP calculou a faixa de geração aplicável como +/-50% da geração de projeto ou da capacidade da atividade de projeto proposta	EB65 Anexo 21 47	Não.	/1/ /58/ /116/	SAC-2	OK
	b. Passo 2:					
	i O que foi identificado como área geográfica	EB65 Anexo 21 5	Não.	/1/ /58/ /116/	SAC-2	OK
	ii O PP identificou todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade na faixa aplicável calculada no Passo 1?	EB65 Anexo 21 47	Não.	/1/ /58/ /116/	SAC-2	OK
	iii Qual é o número de plantas identificadas que iniciaram a operação comercial antes da data de início da atividade do	EB65 Anexo 21 47	Não.	/1/ /58/ /116/	SAC-2	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO			REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
			PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		projeto?					
	c.	Passo 3: que é o número de plantas identificadas no Passo 2 acima que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada pela atividade de projeto proposta.	EB65 Anexo 21 47	Não.	/1/ /58/ /116/	SAC-2	OK
	d.	Passo 4: Qual é a participação das plantas que usam tecnologia similar à tecnologia usada na atividade de projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade da atividade de projeto proposta?	EB65 Anexo 21 47	Não.	/1/ /58/ /116/	SAC-2	OK
B.13.2.		A região definida para a análise da prática comum é adequada para o tipo de tecnologia/setor?	129 (a)	N/A		N/A	N/A
B.13.3.		Descrever até que ponto projetos similares foram realizados na região pertinente?	129 (b)	N/A		N/A	N/A
B.13.4.		Caso projetos similares sejam identificados, existem diferenças-chave entre o projeto proposto e os existentes ou em andamento e que tipos de diferenças são observados?	129 (c)	N/A		N/A	N/A
B.13.5.		Confirmar que a atividade do projeto não é uma prática comum	130 (d)	O PP não aplicou o parágrafo 47 da ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade /58/ na análise da prática comum. Portanto, a SAC 2 foi levantada.	/1/ /58/ /116/	SAC-2	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
B.14. Plano de monitoramento (14)					
Emissões da linha de base					
B.14.1. O plano de monitoramento descrito cobre todos os parâmetros de monitoramento exigidos pela metodologia aplicada, inclusive a(s) ferramenta(s) aplicável(is)?	132(a)	O plano de monitoramento descrito no DCP inclui a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano e será monitorada de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada ACM0002 versão 12.3.0. Haverá 5 grupos turbogeradores e seguirá os procedimentos oficiais da ANEEL, ONS e CCEE. A eletricidade fornecida à rede será controlada pela CCEE. Os pontos de medição serão registrados no SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia) assim que forem definidos. Haverá pelo menos 2 medidores de energia (principal e reserva) que serão especificados pelo ONS (modelo e tipo). Os medidores serão calibrados pela entidade Rede Brasileira de Calibração (RBC) de acordo com as exigências do ONS. A eletricidade líquida será monitorada usando os medidores e será feita uma verificação cruzada da quantidade de eletricidade gerada com a fatura da empresa de energia. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) deverá realizar o pagamento da energia elétrica em base mensal.	/1/ /2/ /3/ /19/ /20/ /53/ /13/ /59/	SE-7 SAC-7	OK OK
B.14.2. A descrição dos parâmetros de monitoramento inclui os meios de monitoramento de todos os parâmetros	132(a)				



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
contidos no plano de monitoramento de acordo com as exigências da metodologia aplicada, inclusive a(s) ferramenta(s) aplicável(is)						
	EG _{facility} - Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y	132(a)	<u>Fonte:</u> Medida com medidores de eletricidade bidirecionais - Principal e reserva (Precisão: 0,2%) localizados na subestação, que monitorarão: (i) A quantidade de eletricidade fornecida pela planta do projeto à rede, e (ii) A quantidade de eletricidade fornecida para a planta do projeto vinda da rede. <u>Frequência de monitoramento:</u> A energia será medida continuamente, agregada a cada 15 minutos e será consolidada mensalmente. /46/. <u>Calibração:</u> a cada 2 anos /46/. <u>Verificação cruzada:</u> A geração de eletricidade pela planta publicada pela CCEE será usada para confirmar as informações dos participantes do projeto.	/46/ /71/ /45/ /19/ /72/	SE-7 SAC-7-SAC 8	OK OK OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	EF _{grid,OM,y} - Fator de emissão de CO2 da margem de operação no ano y		Fonte: A OM é calculada pela CIMGC (AND brasileira /71/), de acordo com a metodologia ACM0002 e com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, Opção (c): OM da análise dos dados de despacho. O fator de emissão é fornecido anualmente no website da CIMGC /45/. <u>Frequência de monitoramento</u> : Anual.			
Emissões do projeto						
B.14.3.	O plano de monitoramento descrito cobre todos os parâmetros de monitoramento exigidos pela metodologia aplicada, inclusive a(s) ferramenta(s) aplicável(is)?	132(a)	De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 a emissão do projeto PE _y = 0 se a densidade de potência (PD) for maior que 10 w/m ² . Entretanto, os PPs não demonstrada o PD de acordo com a equação 5 da metodologia.	/1/ /4/ /53/ /45/ /31/ /69/	SAC-9	OK
B.14.4.	A descrição dos parâmetros de monitoramento inclui os meios de monitoramento de todos os parâmetros contidos no plano de monitoramento de acordo com as exigências da metodologia aplicada?	132(a)				
	Cap _{PJ} - Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.	132(a)	<u>Fonte</u> : Determinado com base em normas reconhecidas do PBC/19/ e aprovado pela ANEEL/72/. <u>Frequência de monitoramento</u> : Anual.	/46/ /71/ /45/ /19/ /72/	SAC-9	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO		REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
		PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
	A _{PJ} - Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.		<i>Fonte:</i> Determinado no nível de água máximo de 220 m no PBC /19/ e aprovado pela ANEEL /72/. <i>Frequência de monitoramento:</i> Anual.			
Emissões das fugas						
B.14.5.	O plano de monitoramento descrito cobre todos os parâmetros de monitoramento exigidos pela metodologia aplicada, inclusive a(s) ferramenta(s) aplicável(is)?	132(a)	N/A. De acordo com a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0, as emissões das fugas não foram consideradas.		N/A	N/A
B.14.6.	A descrição dos parâmetros de monitoramento inclui os meios de monitoramento de todos os parâmetros contidos no plano de monitoramento de acordo com as exigências da metodologia aplicada?	132(a)	N/A		N/A	N/A
	Parâmetro 1	132(a)	N/A		N/A	N/A
B.14.7.	Confirmar se as disposições do monitoramento descritas no DCP podem ser adequadamente implementadas no contexto da atividade do projeto?	132 (b)(i)	O plano de monitoramento descrito no DCP inclui a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano e será monitorada de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada ACM0002 versão 12.3.0. Haverá 5 grupos turbogeradores e seguirá os procedimentos oficiais da ANEEL, ONS e CCEE. A eletricidade fornecida à rede será controlada pela CCEE. Os pontos de medição serão registrados no SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia) assim que forem	/1/ /53/ /46/ /71/ /72/ /18/ /19/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVV2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		definidos. Haverá pelo menos 2 medidores de energia (principal e reserva) que serão especificados pelo ONS (modelo e tipo). Os medidores serão calibrados pela entidade Rede Brasileira de Calibração (RBC) de acordo com as exigências do ONS. A eletricidade líquida será monitorada usando os medidores e será feita uma verificação cruzada da quantidade de eletricidade gerada com a fatura da empresa de energia. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) deverá realizar o pagamento da energia elétrica em base mensal.			
B.14.8. A descrição dos procedimentos de GQ/CQ é suficiente para assegurar que as reduções de emissões alcançadas pela atividade do projeto possam ser relatadas ex-post e verificadas?	132 (b)(ii)	Sim. Eles serão realizados de acordo com as normas nacionais do ONS e CCEE.	/1/ /53/ /46/ /71/ /72/ /18/ /19/	OK	OK
B.14.9. O DCP identifica os procedimentos de gerenciamento dos dados?	132 (b)(ii)	Sim. Eles serão realizados de acordo com as normas nacionais do ONS e CCEE.	/1/ /53/ /46/ /71/ /72/ /18/ /19/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
C. Impactos ambientais (Seção M – PVVv02)					
C.1.1. O PP realizou uma análise dos impactos ambientais da atividade de projeto proposta?	134	O PP realizou um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) que foi aprovado, conforme a Licença de Instalação emitida.	/1/ /35/ /36/ /30/	SE-2 SE-8	OK OK
C.1.2. Os impactos ambientais transfronteiriços foram considerados na análise?	134	Não.	/1/ /35/ /36/ /30/	OK	OK
C.1.3. Existem exigências da parte anfitriã para um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) para o tipo e tecnologia da atividade do projeto?	135	Alguns impactos ambientais adversos podem ocorrer principalmente durante a construção e foram implementados programas ambientais para evitar ou minimizar esses impactos.	/75/ /14/ /30/	OK	OK
C.1.4. No caso de um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) ser exigido pela parte anfitriã, ele foi realizado, e se aplicável, foi devidamente aprovado pelo órgão competente?	135	A aprovação do EIA significa que a legislação ambiental do país anfitrião foi atendida.	/34//35//36/ /104/	SE-2 SE-8	OK OK
C.1.5. O DCP descreve de forma suficiente a análise do estudo de impacto ambiental da atividade do projeto alinhada com a legislação ambiental da parte anfitriã?	135	Sim. O DCP descreve de forma suficiente a análise do estudo de impacto ambiental da atividade do projeto alinhada com a legislação ambiental da parte anfitriã. Os PPs também fornecem mais detalhes no Apêndice 4 - Final – Comentários públicos./29/	/1/ /29/	OK	OK
C.1.6. Os impactos ambientais transfronteiriços foram considerados no EIA?	134	O projeto não implica impactos ambientais transfronteiriços negativos, caso contrário, a licença não teria sido emitida	/1/ /29//75/ /14//30/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
D. Consulta pública local (Seção N – PVVv02)					
D.1.1. A consulta pública local foi realizada antes da publicação do DCP para consulta pública internacional?	138 (PP: 69)	A equipe de validação verificou durante a visita ao local que as cartas /21/22/ foram enviadas a todos os atores exigidos e que a versão em português do DCP está disponível no website: https://sites.google.com/site/consultadcp/proje-to-uhe-teles-pires A versão em português do DCP se encontrava disponível no website mencionado acima em 30 de dezembro de 2011. Ambos (cartas-convite e website com a versão em português do DCP) cumpriram o limite do prazo estabelecido de 15 dias antes do início do processo de consulta pública internacional.	/1/ /21/ /22/ /23/ /24/ /29/ /106/	SE-2	OK
D.1.2. O PP identificou e convidou os atores pertinentes para a consulta pública local?	139 (a)	O processo dos atores locais no Brasil é regulado pelas resoluções da AND brasileira. As cartas convidando os atores para comentar o projeto devem ser enviadas para: Ministério Público Federal; Ministério Público Estadual dos estados envolvidos (Mato Grosso e Pará); Agências ambientais dos estados envolvidos (Mato Grosso e Pará); Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento; Prefeitura das cidades envolvidas (Paranaíta	/1/ /21/ /22/ /23/ /24/ /29/ /106/	OK	OK



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
		e Jacareacanga); Câmara Municipal das cidades envolvidas (Paranaíta e Jacareacanga); Agências ambientais das cidades envolvidas (Paranaíta e Jacareacanga); Associações comunitárias das cidades envolvidas (Paranaíta e Jacareacanga).			
D.1.3. O DCP resume de forma clara os comentários recebidos durante a consulta?	139 (b)	O DCP /25/ faz referência ao Apêndice 4/106/, no qual estão incluídos todos os comentários e respostas.	/1/ /21/ /22/ /23/ /24/ /29/ /106/	SE-9	OK
D.1.4. É demonstrado que o PP considerou todos os comentários recebidos na atividade de projeto proposta?	139 (c) (PP: 68)	O DCP /25/ faz referência ao Apêndice 4 /106/, no qual todos os comentários estão incluídos e devidamente respondidos.	/1/ /21/ /22/ /23/ /24/ /29/ /106/	SE-9	OK
E. Exigências específicas da validação (Seção N – PVVv02)					
E.1. Atividades de projeto de pequena escala					
E.1.1. O projeto se qualifica como uma atividade do projeto de MDL de pequena escala como definido na "Resolução 4/CRP.1, anexo II".	150	N/A		N/A	N/A
E.1.2. Para uma atividade de projeto que está	151	N/A		N/A	N/A



LISTA DE VERIFICAÇÃO DA VALIDAÇÃO- PVVv2.0

LISTA DE VERIFICAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS DE VALIDAÇÃO	REF. (§§)	COMENTÁRIOS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO		CONCLUSÃO	
	PVV	MEIO DE VALIDAÇÃO	EVIDÊNCIA	PRELIMINAR	FINAL
dentro do limite de atividade de projeto de pequena escala, mas aplica uma metodologia aprovada de grande escala, confirmar se esta atividade do projeto segue as modalidades e procedimentos de atividades de projeto de grande escala.					
E.1.3. Confirmar se a atividade do projeto se qualifica dentro dos limites dos três tipos possíveis de atividades de projeto de pequena escala.	152 (a)	N/A		N/A	N/A
E.1.4. A atividade de projeto está de acordo com uma das categorias de pequena escala aprovadas e aplica a ferramenta ou metodologia pertinente?	152 (b)	N/A		N/A	N/A
E.2. Desagrupamento					
É demonstrado que a atividade do projeto de pequena escala não é um componente desagrupado de uma atividade de projeto maior?	154 155 156	N/A		N/A	N/A
E.3. Adicionalidade de atividades de projeto de pequena escala					
A justificativa da adicionalidade está de acordo com as exigências da metodologia e/ou ferramentas metodológicas aplicadas?	158	N/A		N/A	N/A
A atividade do projeto se qualifica como atividade de microescala	158 159 160	N/A		N/A	N/A

RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Tabela 3: Resolução de problemas identificados na tabela 2 da lista de verificação de validação

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
SAC 1	A CA do país anfitrião não foi apresentada pelo PP.	A	De acordo com a resolução da AND brasileira nº 1 (cópia enviada à EOD), art. 3., "a fim de obter a aprovação para as atividades de projeto no âmbito do MDL, os proponentes do projeto devem apresentar _ o relatório de validação de projeto elaborado pela EOD _ para apresentação ao Conselho Executivo do MDL no âmbito da UNFCCC (em inglês e português)." Portanto, a CA só pode ser obtida após a emissão do relatório final de validação.	É um procedimento comum no Brasil. Após o parecer de validação positivo da EOD, a AND brasileira emite a CA e, tendo o país anfitrião a CA, o país do Anexo I irá emitir a sua CA. A SAC 1 está encerrada (após submeter o DCP e o relatório de validação à AND e obter sua aprovação).
SAC 2	O PP precisa considerar a diretriz sobre a prática comum (ref. 25) na análise de adicionalidade.	B.13	É usada a versão mais recente da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (versão 6.0.0), que já incorpora as "Diretrizes sobre a prática comum" (versão 01.0). No entanto, o DCP foi revisado para considerar a versão mais recente da ACM0002 (versão 13.0.0) e da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" (versão 2.2.1). Consulte a segunda versão do DCP anexada a esta resposta. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i>	Os PPs atualizaram o DCP com a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (versão 6.0.0), também para realizar a análise da prática comum. No entanto, o Passo 2 do parágrafo 47 não foi seguido de acordo com a orientação da ferramenta, que pede para identificar todas as plantas que oferecem a mesma geração ou capacidade que a atividade do projeto, dentro da faixa de geração aplicável calculada no Passo 1, exceto para outros projetos do MDL. A SAC 2 permanece aberta. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i>



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Conforme solicitado no Passo 2 da Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 6.0.0), todas as plantas que apresentam a mesma capacidade instalada que o Projeto Teles Pires foram incluídas na análise da prática comum. Consulte a terceira versão do DCP e a planilha revisada da prática comum anexada a esta resposta. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram a análise da prática comum e, considerando que a UTE Governador Leonel Brizola (Ex TermoRio) tem uma capacidade instalada de 1.058 MW, ela foi incluída na análise da prática comum. Consulte a planilha revisada da prática comum e a quarta versão do DCP.	A central elétrica UTE Governador Leonel Brizola (Ex TermoRio), com capacidade de 1.058 MW, não foi considerada na análise. Esclareça. <i>Resposta da EOD na 3a rodada</i> Os participantes do projeto revisaram adequadamente a análise da prática comum de acordo com o parágrafo 47 da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" (versão 6.0.0), que incluiu todas as plantas que apresentam a mesma capacidade instalada do Projeto Teles Pires. A SAC 2 está encerrada.
SAC 3	Indique na seção B.8 do DCP se o consultor também é um PP, de acordo com as diretrizes do DCP (ref: 3).	A.7	O DCP foi revisado, considerando-se a publicação do Padrão de Projetos do MDL (PP), o Padrão de Validação e Verificação (PVV) e o Procedimento do Ciclo do Projeto (PCP) ("PVV com marcas de revisão"). Portanto, foram usados o formulário do DCP (versão 4.1) e as "Diretrizes para preenchimento do formulário de	O DCP foi revisado, considerando o PVV com marcas de revisão, portanto a exigência da seção B.8 das Diretrizes do DCP não é mais aplicável. A SAC 3 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			concepção do projeto" (versão 1.0). Como a versão 4.1 do formulário do DCP não exige as informações indicadas na seção B.8 da versão anterior do formulário do DCP, elas não estão incluídas.	
SAC 4	Explique a mudança para 940,6 MW na análise de adicionalidade em vez de 915,40 MW (valor do leilão).	B.11	No momento do leilão de energia e assinatura do contrato de concessão, o projeto tinha uma configuração de 6 unidades geradoras e energia assegurada de 915,4 MWmédia. Depois disso, o projeto foi otimizado, aumentando a energia assegurada para 940,6 MWmédios e reduzindo o número de unidades geradoras para cinco (veja a resolução ANEEL nº 3.324, de 31 de janeiro de 2012). Consequentemente, a energia assegurada foi revisada e a aprovação foi solicitada à ANEEL. Embora a informação não estivesse disponível na data de início do projeto, é utilizada na análise de investimentos por motivos conservadores. Essa informação foi incluída na seção A.4.3 do DCP. Consulte a versão 2.0 do DCP.	O valor da energia assegurada foi atualizado para 940,6 MWmédia e a quantidade de turbinas para 5, de acordo com a versão mais recente do projeto básico consolidado (relatório de agosto de 2011), que foi aprovado pela Resolução ANEEL nº 3.324, de 31 de janeiro de 2012. O uso do valor mais alto na análise de investimentos é conservador, uma vez que aumenta o fluxo de receitas do projeto. A SAC 4 está encerrada.
SAC 5	Mencione a fonte e explique o uso do valor de 0,2%, para o consumo interno de energia.	B.11	De acordo com as regras de comercialização da CCEE ("CCEE, 2010. Regras de Comercialização Contabilização – Módulo 2 –	A evidência mencionada não trata da questão da SAC. A SAC 5 permanece aberta.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Determinação da Geração e Consumo de Energia"; disponível ao público no endereço eletrônico http://www.ccee.org.br/ e também enviadas à EOD), o consumo interno tem que ser estimado pelos PPs antes que a operação inicie e que os procedimentos de medição de consumo interno prescritos pela CCEE estejam implementados. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto esclarecem que o valor de 0,2% do consumo interno de energia é uma estimativa interna e com base na experiência do participante do projeto. No entanto, devido à falta de evidências documentadas, o consumo interno é considerado de forma conservadora como zero no cálculo da TIR do projeto.	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os PPs se recusaram a deduzir o consumo interno de energia a partir da geração de eletricidade, dada a falta de evidências para a sua estimativa. Embora o valor tenha baixo impacto sobre a geração de eletricidade líquida da planta, uma vez que favoreceria uma TIR maior para o projeto, essa decisão é conservadora para a análise de investimentos e, portanto, aceita. A SAC 5 foi encerrada.
SAC 6	Os PPs devem esclarecer o valor utilizado para o parâmetro TFSEE; no DCP, é 0,5%, e na planilha de TIR, é 363,60. Os PPs também devem mencionar a fonte desse parâmetro.	B.11	De acordo com a Lei nº 9427, de 12 de dezembro de 1996 (disponível ao público em http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei19969427.pdf e enviada à EOD), a TFSEE (taxa de fiscalização) é equivalente a 0,5% do benefício econômico anual dos agentes. No meio tempo, a taxa foi modificada e o	O percentual da TFSEE de 0,5% usado pelos PPs está de acordo com a Lei nº 9427, de 12 de dezembro de 1996, Artigo 12 § 1º. No entanto, o valor do benefício econômico usado no cálculo da TFSEE não está atualizado segundo o Despacho ANEEL de dezembro de 2010. Atualize o



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			valor considerado na planilha da TIR corresponde ao valor de 2010 cobrado pela ANEEL (Despacho nº 4774/2009; disponível ao público em http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20094774.pdf e enviado à EOD). O DCP e a planilha da TIR foram revisados. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram o DCP e atualizaram a taxa TFSEE de acordo com a planilha da TIR e o Despacho nº 4.080, de 27/12/2010. Consulte a terceira versão do DCP.	valor de maneira correspondente. A SAC 6 permanece aberta. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> A taxa TFSEE foi atualizada de acordo com o Despacho nº 4.080, de 27/12/2010, que representa os dados mais recentes disponíveis no momento da decisão de investimento. A SAC 6 foi encerrada.
SAC 7	O projeto considerou um fator de emissão ex-post, no entanto, ele é mencionado na tabela da seção B.6.2 do DCP. Revise.	B.14	O EF_{grid,BM,y} (margem de construção da rede) é um dado/parâmetro monitorado e, portanto foi transferido para a seção B.7.1. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> O DCP foi revisado e o fator de emissão da margem de construção (EF_{grid,BM,y}) foi incluído na seção B.6.2 – <i>Dados e parâmetros fixados ex ante</i>. Além disso, foi escolhida a opção 1 do passo 5 da	EF_{grid,BM,y} (margem de construção da rede) foi transferido para a seção B.7.1, mencionando a opção 2 do passo 5 da ferramenta. No entanto, na seção B.6.1, a opção escolhida é a opção 1. Faça as devidas correções. A SAC 7 permanece aberta. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> As informações relatadas pelos PPs em relação a EF_{grid,BM,y} nas Seções B.6.1 e B.6.2 agora estão consistentes e em



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			<i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico:</i> calcular o fator de emissão da margem de construção ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra <i>m</i> quando do envio do MDL - DCP para a EOD para validação. Consulte a terceira versão do DCP.	conformidade com a opção permitida pela <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i>, v.02.2.1. A SAC 7 foi encerrada.
SAC 8	Explique o uso do medidor de backup reserva no plano de monitoramento e a definição de responsabilidades conforme as diretrizes do DCP (ref: 3).	B.14	A partir do estabelecido na regulamentação relevante do setor de energia no Brasil, todas as plantas que fornecem eletricidade para a rede precisam implementar um "sistema de medição e faturamento" (SMF), de acordo com as especificações definidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). De acordo com o procedimento de rede relevante ("submódulo 12.2: Instalação do SMF", disponível ao público no link e enviado à EOD), os medidores principal e de reserva são componentes do sistema. Os PPs (agentes de geração no documento do ONS) são responsáveis pelo projeto (a ser aprovado pelo ONS), operação e manutenção do SMF. A explicação acima foi incluída na seção B.7.2. Consulte a segunda versão do	Os PPs apresentaram na seção B.7.3 mais detalhes sobre os papéis e responsabilidades da estrutura operacional e administrativa e explicaram o uso de medidores de eletricidade, que estará de acordo com as exigências estabelecidas pelo ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico no Brasil, regulado pela ANEEL. No entanto, como exigido pelas Diretrizes do DCP /54/, devem ser fornecidos mais detalhes para EG_{facility,y} sobre o tipo, exatidão e procedimento/frequência de calibração dos medidores na Seção B.7.1 A SAC 8 permanece aberta. <i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os detalhes sobre exatidão, calibração etc. para os medidores de eletricidade foram fornecidos no plano de monitoramento,



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			DCP. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Conforme solicitado, os participantes do projeto acrescentaram informações detalhadas sobre os procedimentos de calibração, frequência, precisão e tipo dos medidores do projeto Teles Pires nas seções B.7.1 e B.7.3. Consulte a terceira versão do DCP para acessar as informações revisadas.	como exigido pelas Diretrizes do DCP /54/. A SAC 8 foi encerrada.
SAC 9	A densidade de potência (PD) não está demonstrada de acordo com a ACM0002 v.13.0.0. Calcule PD de acordo com a equação 5 da metodologia e esclareça o valor usado para A_{BL} e A_{PJ} .	B.14	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> A área do reservatório do projeto sob o nível de água máximo normal de 220 m é de 137,40 km², dos quais 40,6 km² são parte do leito normal do rio e, portanto, a área inundada aumentada é de 111,20 km². Apesar da determinação da metodologia de que A_{BL} seja zero para reservatórios novos, alguns projetos foram registrados descontando-se o leito do rio. Todos eles baseiam seu procedimento em um esclarecimento aprovado pelo CE do MDL (AM_CLA_0049), no qual consta: "para calcular a densidade de potência, a equação correta será a capacidade energética aumentada dividida pela área	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os PPs incluíram a demonstração do cálculo da densidade de potência de acordo com a ACM0002 v.13.0.0. No entanto, o valor considerado para A_{PJ} não está consistente entre as seções do DCP e a planilha de REs (Apêndice 3). Revise. <i>Resposta da EOD na 3ª rodada:</i> Ainda existe inconsistência com relação à densidade de potência na planilha de REs. Revise a célula B17 da planilha de descrição do projeto. Além disso, esclareça por que foi usado o valor de 134,7 km² em vez de 151,8 km²,



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO – PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			inundada aumentada medida na superfície da água”. Além disso, há pelo menos um caso de um projeto com um novo reservatório e usando a ACM0002, versão 7 - na qual há a disposição de que A_{BL} seja zero em novos reservatórios, que alterou sua densidade de potência após o registro, descontando a área da superfície do rio (veja o projeto 2539). Neste caso, será usado o valor mais conservador - $13,51 \text{ W/m}^2$ – e, se aplicável, ele será revisado no primeiro período de monitoramento. Consulte a terceira versão do DCP. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> O DCP e a planilha de cálculo de RCEs foram revisados de acordo com o Despacho ANEEL nº 3.504, de 26/08/2011, que afirma que a área do reservatório é de $134,70 \text{ km}^2$. Consulte a quarta versão do DCP e o Apêndice 3 revisado. <i>Resposta do PP (4ª rodada):</i> Como solicitado, os participantes do projeto revisaram a densidade de potência na planilha de RESs e	que também é referenciado no mesmo documento com a mesma data 26 de agosto de 2011 (veja Resumo Informativo – Projeto Básico). <i>Resposta da EOD na 4a rodada:</i> Os PPs revisaram adequadamente a densidade de potência na planilha de REs /28/ e explicaram a inconsistência relativa à área do reservatório do projeto entre o Despacho ANEEL nº 3.504 /72/ ($134,7 \text{ km}^2$) e o Resumo Informativo – Projeto Básico /18/ ($151,8 \text{ km}^2$) referenciado no mesmo documento /72/. Mesmo assim, a equipe de validação verificou que se fosse considerado um A_{PJ} de $151,8 \text{ km}^2$, a densidade de potência do projeto seria de $11,99 \text{ W/m}^2$, que ainda é maior que o limite de 10 W/m^2 estabelecido pela ACM0002, versão 13.0.0. No entanto, a equipe de validação verificou que os últimos relatórios mensais /74/, que a CHTP precisa enviar à ANEEL para informar sobre o progresso da atividade do projeto, confirmam o valor de $134,7 \text{ km}^2$ para A_{PJ}. Portanto, a PJR CES validou que os PPs usaram corretamente no DCP o valor mais recente aprovado pelas autoridades oficiais para A_{PJ} ($134,7 \text{ km}^2$).



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			atualizaram a célula B17 de 19,34 W/m² para 13,59 W/m² de acordo com o cálculo proposto pela ACM0002, versão 13.0.0. Além disso, os participantes do projeto esclarecem que a área do reservatório do projeto foi revisada de 151,8 km² para 134,7 km² como estabelecido no Despacho ANEEL nº 3.504, datado de 26 de agosto de 2011. No entanto, o Despacho está relacionado ao Resumo Informativo - Projeto Básico que apresenta a área anterior do reservatório, que é de 151,8 km². Portanto, para demonstrar que o projeto foi revisado e apresentar a área do reservatório que é declarada no Despacho nº 3.504, os participantes do projeto encaminharam os relatórios mensais emitidos pela Companhia Hidrelétrica Teles Pires de maio e julho de 2012 (veja "<i>Relatório Mensal.rar</i>"), que apresentam o Resumo Informativo do projeto e determinam que a área do reservatório do projeto é de 134,70 km². Além disso, foi publicada no Diário	A SAC 9 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Oficial da União nº 170, 2 de setembro de 2011 ⁵ uma observação afirmando que o Despacho nº 3.507 Anexo deve ser retificado.	
SAC 10	Revise os erros editoriais no DCP e nas planilhas, traduza para o inglês os itens que permaneceram em português.	A.7	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os erros editoriais contidos no DCP foram revisados e as planilhas foram traduzidas para o inglês. Consulte a terceira versão do DCP e com as versões mais recentes das planilhas fornecidas à EOD.	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os erros editoriais contidos no DCP foram revisados de acordo com a necessidade e as planilhas foram traduzidas para o inglês. A SAC 10 foi encerrada.
SAC 11 (ITR)	A fórmula usada para calcular Ke (Custo do capital próprio) na planilha do CMPC (Apêndice 1) divide valores apresentados em porcentagem novamente por 100. Revise.	B.11	<i>Resposta do PP (6ª rodada):</i> A fórmula aplicada no cálculo de Ke foi revisada na planilha do CMPC excluindo a divisão por 100 nos valores em porcentagem. Devido à revisão, o valor de Ke mudou de 12,77% para 12,67% e, consequentemente, o CMPC variou de 7,32% para 7,27%. Consulte a versão revisada da planilha de CMPC e a 7ª versão do DCP anexas a esta resposta.	<i>Resposta da EOD na 6ª rodada (ITR)</i> Os PPs corrigiram o cálculo de Ke na planilha do CMPC /26/ e ajustaram os valores na planilha da TIR /27/ e no DCP /25/, incluindo os valores relatados na análise de sensibilidade. A SAC11 está encerrada.
SE 1	As partes participantes do MDL devem designar uma autoridade nacional para	A.5	A única parte envolvida na atividade do projeto é o Brasil (veja a seção A.3). A	Os PPs explicaram que o MoC será fornecido junto com a CA antes do envio

⁵ Disponível em: <http://www.in.gov.br/imprensa/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=102&data=02/09/2011>



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	o MDL de acordo com o parágrafo 29 de Modalidades e Procedimentos.		Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL é a Comissão Interministerial sobre Mudança Global do Clima. Outras informações estão disponíveis ao público em http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14666.html e http://cdm.unfccc.int/DNA/view.html?CID=30). Além disso, conforme definido nos Procedimentos para Modalidades de Comunicação entre os participantes do projeto e o Conselho Executivo de Projetos, os participantes do projeto devem preencher o formulário de modalidades de comunicação (F-CDM-MOC), que será apresentado por uma entidade operacional designada (EOD) quando o pedido de registro for apresentado. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> O MoC será apresentado com o projeto Teles Pires à UNFCCC na solicitação de registro do projeto. Apesar disso, os participantes do projeto já forneceram o documento assinado. Consulte o arquivo em anexo "Teles Pires_MoC_2012.07.16"	da solicitação de registro. De acordo com a CA, esse procedimento é regular no Brasil. <i>Resposta da EOD na 2a rodada</i> O arquivo do MoC "Teles Pires_MoC_2012.07.16" ainda não foi fornecido à EOD. <i>Resposta da EOD na 3a rodada</i> O PP definiu a autoridade e apresentou o FCDM- MOC /33/ (/40/) preenchido adequadamente. A SE 1 está encerrada.
SE 2	As notas de rodapé devem estar em	C	As notas de rodapé foram traduzidas	As PDD foram revisadas de acordo com a



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	inglês.	D	para o inglês. Consulte a segunda versão do DCP. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> Conforme solicitado, os participantes do projeto forneceram o formulário de modalidades de comunicação à EOD. Consulte o arquivo em anexo "Teles_Pires_MoC_2012.07.16.pdf".	necessidade. A SE 2 está encerrada.
SE 3	Mencionar em quais seções a consideração prévia é mencionada no DCP.	B.9	A consideração prévia do MDL já é mencionada na seção B.5 do DCP. Além disso, as mesmas informações estão incluídas na seção C.1.1. Consulte a segunda versão do DCP.	A consideração prévia do MDL foi apresentada de forma adequada pelos PPs nas seções B.5 e C.1.1 (tabela 13). A SE 3 está encerrada.
SE 4	Indique como os benefícios do MDL foram considerados na decisão de empreender o projeto como uma atividade de projeto do MDL (ref: 6)	B.9 B.11	A conformidade com a exigência de mostrar como os benefícios do MDL foram considerados necessários na decisão de empreender o projeto como uma atividade de projeto do MDL é demonstrada de acordo com o "Procedimento de Ciclo do Projeto de MDL" (Anexo 64, EB 66), ou seja, informando à AND da parte anfitriã e ao Secretariado da UNFCCC, por escrito, sobre o início da atividade do projeto e da intenção dos PPs de buscar o status de MDL no prazo de 180 dias a partir da data de início (veja as seções C.1.1 e B.5 do DCP).	A demonstração pelos PPs da consideração prévia do MDL está em conformidade com as exigências do "Procedimento do Ciclo do Projeto de MDL" (Anexo 64, EB 66) e o PVV versão 02.0, parágrafo 107. A SE 4 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
SE 5	Explique o significado de TUST, UBP, TFSEE e CS, mencionados na tabela 6 do DCP (adicionalidade).	B.11	TUST é a tarifa de uso das linhas de transmissão de energia elétrica (esclarecimento e referências no item "I", "custos operacionais totais, "subpasso 2d-análise de sensibilidade"). "UBP" é a tarifa de uso de um bem público (esclarecimento e referências no item "II", "custos operacionais totais, "subpasso 2d-análise de sensibilidade"). "TFSEE" é a taxa de fiscalização (esclarecimento e referências no item "III", "custos operacionais totais, "subpasso 2d-análise de sensibilidade"). "CSLL" é o seguro social. As definições também foram incluídas como notas de rodapé na Tabela 6. Consulte a segunda versão do DCP.	Os PPs apresentaram explicações suficientes sobre os acrônimos mencionados na Tabela 5 do DCP v.02, em notas de rodapé e também na seção B.5. A SE 5 está encerrada.
SE 6	Esclareça e alinhe os cálculos para as tarifas no DCP e na planilha da TIR e RCE.	B.11	Considerando os comentários da EOD, os participantes do projeto esclarecem que TUST, UBP e TFSEE são as tarifas aplicáveis para projetos hidrelétricos, como explicado abaixo: - TUST é a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de energia elétrica. Para o cálculo da TUST, foram considerados os valores estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 1.086 datada	As tarifas foram explicadas e justificadas de maneira apropriada no DCP. No entanto, alguns dos valores usados na planilha da TIR não estão de acordo com as informações prestadas no DCP, em particular: TFSEE; TUST; CFURH. Resposta da EOD na 2a rodada Os PPs revisaram o DCP e a planilha da TIR em relação às tarifas TFSEE, TUST e CFURH, que agora estão consistentes e



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			de 16 de novembro de 2010 em R\$/kW mês. - UBP é a tarifa de Uso do Bem Público e esse valor foi considerado no fluxo de caixa do projeto, como apresentado no relatório de solicitação de financiamento enviado ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. - A TFSEE é a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica cobrada pela ANEEL. Como mencionado na SAC 06, a taxa de fiscalização é equivalente a 0,5% do benefício econômico anual dos agentes. O valor considerado na planilha da TIR corresponde ao valor de 2010 cobrados pela ANEEL. Consulte a SAC 06, acima PIS, COFINS e CSLL são impostos aplicáveis sob a legislação brasileira para contribuição social: - PIS é o Programa de Integração Social. - COFINS é a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social. - CSLL é a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.	de acordo com os dados disponíveis no momento da decisão de investimento. A SE 6 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Os esclarecimentos sobre tarifas e impostos foram incluídos na seção B.5. Consulte a segunda versão do DCP. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram o DCP e a planilha da TIR, e esclarecem que a planilha da TIR apresenta o valor médio para os anos em que o projeto Teles Pires está operacional. Por exemplo, no primeiro semestre de 2015, o valor de TUST é de 9,07 R\$/kW/mês e no segundo semestre é de 8,849 R\$/kW/mês. O resultado é um valor médio de 8,96 R\$/kW/mês durante o ano de 2015, como determinado na planilha de cálculo da TIR. O valor da TFSEE foi revisado considerando-se os dados mais recentes disponíveis no momento da decisão de investimento (19/08/2011), que é o ano de 2011 e é dado pelo Despacho ANEEL nº 4.080, de 27 de dezembro de 2010. A CFURH é calculada multiplicando os royalties [6,75%] da eletricidade gerada pela <i>Teles Pires</i> em MWh pela tarifa atualizada de referência (TAR) [68,34 R\$/MWh], que é definida pela Resolução	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			ANEEL nº 1.096, de 14/12/2010. Consulte a terceira versão do DCP e a planilha da TIR revisada.	
SE 7	Consulte na planilha de RCE o cálculo usado para a energia gerada.	B.11	A fonte para a geração de energia são os valores calculados na planilha da TIR (na qual todas as fórmulas estão legíveis e todas as células relevantes estão visíveis e desprotegidas). A referência para o cálculo da planilha da TIR está incluída na planilha de cálculo de RCE. Consulte a nova versão da planilha de RCE. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> A diferença entre a geração de energia para o ano de 2024 nas planilhas da TIR e de RCEs se deve à revisão do cálculo das perdas de transmissão e do consumo interno do projeto Teles Pires. Portanto, a planilha de RCEs foi revisada de acordo com a geração de energia calculada na planilha da TIR. Consulte as planilhas atualizadas da TIR, de RCEs e das perdas de transmissão anexadas a esta resposta.	A planilha da TIR contém o cálculo e as fontes utilizadas na tabela da planilha de RCE. No entanto, a geração de energia para o ano de 2024 (8.262.230,4 MWh) não está de acordo com o valor calculado na planilha da TIR. Esclareça. <i>Resposta da EOD na 2a rodada</i> Os PPs revisaram as planilhas da TIR e de RES de acordo com o valor revisado para as perdas de transmissão. A SE 7 está encerrada.
SE 8	Forneça detalhes sobre as licenças ambientais emitidas para a atividade do projeto na seção D do DCP.	C	Os detalhes das licenças do projeto foram incluídos no DCP. Consulte a segunda versão do documento. Mais informações sobre o processo de	Os detalhes das licenças do projeto foram incluídos no DCP.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			licenciamento do projeto podem ser obtidas nas respostas dos participantes do projeto com base na consulta pública internacional (em anexo a esta resposta).	A SE 8 está encerrada.
SE 9	Considere no DCP todos os comentários recebidos em ambas as consultas públicas, local e internacional.	A.1	Resposta detalhada apresentada como anexo do DCP. <i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Como se afirma no DCP, os comentários dos atores locais estão incluídos no "Resumo e consideração dos comentários recebidos" anexado a esta resposta. Consulte o arquivo "UHE Teles Pires-PDD-App 4-Public comments.doc"	Não há informações sobre os comentários locais nas seções E.2 e E.3 do DCP, como exigem as diretrizes do DCP. Resposta da EOD na 2a rodada As informações sobre os comentários dos atores locais foram devidamente fornecidos pelos PPs no Apêndice 4 (arquivo "UHE Teles Pires-PDD-App 4-Public comments.doc"). A SE 9 está encerrada.
SE 10	Descreva o cenário existente antes da implementação da atividade do projeto de acordo com as diretrizes do DCP /54/ na Seção A.1.	A.7	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram o DCP e incluíram na seção A.1 a descrição do cenário existente anterior à implementação da atividade do projeto. Consulte a terceira versão do DCP.	<i>Resposta da EOD na 2a rodada</i> Os PPs revisaram a seção A.1. do DCP, conforme a necessidade. A SE 10 está encerrada.
SE 11	Na seção A.3, forneça mais detalhes sobre os fluxos e balanços de energia e massa dos sistemas e equipamentos incluídos na atividade do projeto e, no caso de o projeto ser implementado em fases, forneça mais detalhes, como	A.7	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Conforme solicitado, os participantes do projeto incluíram na seção A.3 um diagrama relacionado à geração e distribuição de eletricidade para a rede	<i>Resposta da EOD na 2a rodada</i> A seção A.3 foi revisada de maneira adequada pelos PPs. Os PPs explicaram adequadamente a inconsistência relativa à área do



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	exigido pelas diretrizes do DCP (ref. Além disso, esclareça: - a capacidade nominal dos geradores de energia; - o valor usado para a área do reservatório no nível máximo (220 m), ao passo que a L.I. se refere a 150 km².		nacional. Além disso, a capacidade energética nominal dos geradores foi revisada de 404,45 kVA para 404,45 MVA e o nível da área do reservatório no nível máximo (220 m) é determinado de acordo com o Projeto Básico Consolidado (agosto de 2011), Despacho ANEEL nº 3.504, datado de 26/08/2011. No entanto, o Despacho está relacionado ao Resumo Informativo - Projeto Básico que apresenta a área anterior do reservatório, que é de 151,8 km². Portanto, para demonstrar que o projeto foi revisado e apresentar a área do reservatório que é declarada no Despacho nº 3.504, os participantes do projeto encaminharam os relatórios mensais emitidos pela Companhia Hidrelétrica Teles Pires de maio e julho de 2012 (veja "Relatório Mensal.rar"), que apresentam o Resumo Informativo do projeto e determinam que a área do reservatório do projeto é de 134,70 km².	reservatório do projeto entre o Despacho ANEEL nº 3.504 /72/ (134,7 km²) e o Resumo Informativo - Projeto Básico /18/ (151,8 km²) referenciada no mesmo documento /72/ (para obter mais detalhes da avaliação da EOD sobre o cálculo da densidade de potência, consulte a SAC 9). A SE 11 está encerrada.
SE 12	Na seção B.2, explique a documentação que foi usada para justificar a aplicabilidade da metodologia e forneça as referências, conforme exigido pelas diretrizes do	B.2	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto indicaram no DCP a documentação usada para justificar os critérios de aplicabilidade da metodologia.	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Os PPs incluíram a documentação usada para justificar cada critério de aplicabilidade da metodologia de acordo com as diretrizes do DCP /54/. No entanto,



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	DCP /54/.		Consulte a Seção B.2 da terceira versão do DCP. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> Os participantes do projeto usaram o despacho ANEEL nº 3.504, de 26/08/2011, para demonstrar que a central hidrelétrica não tem vários reservatórios. Consulte a quarta versão do DCP.	a documentação utilizada para justificar que a atividade do projeto não é uma central hidrelétrica com vários reservatórios não é consistente. Revise. <i>Resposta da EOD na 3a rodada</i> Os PPs referenciaram adequadamente a documentação usada para justificar cada critério de aplicabilidade da metodologia de acordo com as diretrizes do DCP /54/. A SE 12 está encerrada.
SE 13	Apresente evidências aplicáveis no momento da decisão de investimento e esclarecimento sobre os valores de entrada utilizados na análise de investimentos, incluindo, entre outros: - Planilha da TIR a) Perdas na transmissão; b) Consumo interno; c) Preço no ACL; d) Base da CCEE; e) CFURH; f) Seguro (% de ativos); g) TUSD (ou deveria ser TUST na planilha)? h) UBP; i) TFSEE;	B.11	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Conforme solicitado, os participantes do projeto apresentaram evidências aplicáveis no momento da decisão de investimento para todas as entradas aplicadas no cálculo da TIR do projeto: a) Perdas na transmissão: média estimada a partir dos relatórios da CCEE, de 2007 (página 14), 2008 (página 9), 2009 (página 12) e 2010 (página 12) e da planilha "UHE Teles Pires_Perdas de Transmissão" b) Consumo interno: a estimativa de 0,2% de consumo interno de energia foi determinada com base	<i>Resposta da EOD na 2a rodada</i> a. As finanças revisadas foram analisadas e a explicação dada pelos PPs foi aceita; a questão já está encerrada. b. As finanças revisadas foram analisadas e os PPs consideraram o consumo interno como 0%, que é conservador; a questão está encerrada. c. As finanças revisadas foram analisadas e os PPs obtiveram o preço no ACL do relatório de solicitação de financiamento de março de 2011 enviado ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, que é aceito como evidência



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	j) ONS; k) O&M; l) CAPEX (apresente evidências para os vários itens considerados para CAPEX e explique o valor total usando de R\$ 3,587 bilhões, enquanto que na Licença de Instalação (818/2011) é mencionado o valor de referência de R\$ 3,194 bilhões) . - Planilha do CMPC m) Taxa de risco de crédito aplicável às circunstâncias do proprietário do projeto; n) Spread e Taxa de Intermediação Financeira do BNDES, já que o link para web citado não menciona nenhuma data. o) Verifique a alíquota de imposto de 34% considerada no custo da dívida (após os impostos), já que a planilha do CMPC afirma que os impostos são calculados com base em uma porcentagem presumida sobre a receita bruta.		na experiência dos participantes do projeto e estimativa interna. No entanto, devido à falta de evidências documentadas, o consumo interno é considerado de forma conservadora como zero no cálculo da TIR do projeto. c) Preço no ACL: Relatório de solicitação de financiamento enviado ao banco de desenvolvimento brasileiro (p.46) d) Base da CCEE: planilha da CCEE e) CFURH: corresponde à compensação financeira para a exploração hidrológica de recursos hídricos e é estabelecida como 6,75% da energia elétrica gerada medida efetiva multiplicada pela tarifa atualizada de referência ("TAR"). f) Seguro (% de ativos): a estimativa de 08% do investimento foi determinada com base na experiência dos participantes do projeto e estimativa interna. No entanto, devido à falta de	válida aplicada no momento da decisão de investimento; a questão está encerrada. d. Os PPs incluíram a base de cálculo da CCEE no Apêndice 2 - planilha da TIR - de forma transparente. Informe a fonte do valor de entrada de 68.8000.000 utilizada para o orçamento da CCEE em 2010; a questão permanece aberta. e. As finanças revisadas foram analisadas e os PPs obtiveram os valores de CFURH para TAR da Resolução ANEEL nº 1.096, de 14 de dezembro de 2010, e os royalties do Atlas de Energia Elétrica da ANEEL, já que estavam disponíveis no momento da decisão de investimento; assim, a questão agora está encerrada. f. As finanças revisadas foram analisadas e os PPs consideraram o custo do seguro (sobre ativos) como 0%; a questão está encerrada. g. As finanças revisadas foram analisadas e os PPs obtiveram o valor da TUST da Resolução ANEEL nº 1.086, de 16 novembro de 2010, que é aceito, já que estava disponível no momento da decisão de investimento; assim, a questão agora está encerrada. h. As finanças revisadas foram analisadas



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			evidências documentadas, o investimento será considerado de forma conservadora como zero no cálculo da TIR do projeto. g) TUST: Resolução ANEEL nº 1.086, de 16 de novembro de 2010. h) UBP: Contrato de concessão e decreto do MME nº 27/2010 (página 5) i) TFSEE: Despacho ANEEL nº 4.080, de 27 de dezembro de 2010. j) ONS: planilha do ONS k) O&M: Contrato EPC l) CAPEX (apresente evidências para os vários itens considerados para CAPEX e explique o valor total usando de R\$ 3,587 bilhões, enquanto que na Licença de Instalação (818/2011) é mencionado o valor de referência de R\$ 3,194 bilhões) . Em relação ao cálculo de CMPC, os participantes do projeto esclarecem que: a) A taxa de risco de crédito	e os PPs obtiveram o valor de UBP do Contrato de Concessão e do decreto do MME nº 27/2010, que é aceito, já que estava disponível no momento da decisão de investimento; assim, a questão agora está encerrada. i. As finanças revisadas foram analisadas e os PPs obtiveram o valor da TFSEE do despacho ANEEL nº 4080, de 27 de dezembro de 2010, que é aceito, já que estava disponível no momento de decisão de investimento, assim, a questão agora está encerrada. j. Os PPs incluíram o cálculo de ONS no Apêndice 2 - planilha da TIR - de forma transparente. No entanto, não está claro por que a capacidade da planta é dividida por 100.000 na célula E: 21 da planilha do ONS. Esclareça. A questão continua aberta. k. As finanças revisadas foram analisadas e os PPs obtiveram o custo de O&M do contrato de EPC, que fornece os valores para os primeiros três anos; este é aceito, já que era o documento disponível no momento de decisão de investimento; assim, a questão agora está encerrada. l. A resposta não é relevante para a SE levantada. Além disso, justifique a



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			representa a taxa de remuneração específica de um projeto específico e reflete a percepção do risco da insolvência do credor, com base na avaliação do fluxo de caixa do projeto e na capacidade de pagamento e juros da dívida. Veja outras informações no website do BNDES: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html b) Os participantes do projeto revisaram o Spread e Taxa de Intermediação Financeira do BNDES, de acordo com os dados disponíveis na decisão de investimento do projeto. Consulte o arquivo: "Financiamento BNDES_en alternativas.pdf" A alíquota de imposto de 34% é calculada sobre o lucro antes de juros e impostos (EBIT - Earnings Before Interests and Taxes). Consulte a planilha de CMPC revisada.	consideração do desdobramento dos investimentos feitos para cada ano, começando em 2011 e indo até 2019; a questão ainda está aberta. m. A referência do link da web informada foi verificada; os PPs precisam justificar a consideração da taxa de risco de crédito de 3,57%, quando a referência define uma faixa de 0% a 4,18%; a questão ainda está aberta. n. Os cálculos do benchmark e do CMPC revisados foram analisados e os PPs agora consideraram os valores do spread e da taxa de intermediação financeira do BNDES de acordo com os dados disponíveis no momento da decisão de investimento; A questão está encerrada; o. A alíquota de imposto de 34% agora esta consistente com a planilha da TIR e a folha de cálculo do benchmark (CMPC). No entanto, os PPs precisam apresentar uma referência para a taxa marginal de 40% considerada na planilha de Beta dos EUA; a questão ainda está aberta. <i>Resposta da EOD na 3a rodada</i> d) Evidência do orçamento da CCEE para 2010 foi fornecida e aceita como referência



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			<i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> Conforme solicitado, os participantes do projeto esclarecem os itens a seguir: d. O orçamento da CCEE em 2010 era de R\$ 94.000.000,00. A evidência documentada que dá suporte ao valor mencionado está anexada a esta resposta. Além disso, a planilha da CCEE foi revisada e a taxa da CCEE foi atualizada para 0,1868 R\$/MWh. Consulte o arquivo “CCEE-Orcamento 2010-confidencial.pdf” e a planilha de cálculo da TIR revisada. j. Na verdade, a capacidade instalada da UHE Teles Pires será dividida pela capacidade instalada total do Brasil. Considerando o Balanço Energético Nacional (BEN), em 2010 a capacidade instalada total do Brasil era de 113.327 MW. Portanto, o valor da divisão da capacidade instalada do projeto Teles Pires foi revisto. Além disso, a contribuição do ONS para o período entre junho de 2010 e junho de 2011 foi revisto, de acordo com a Resolução ANEEL nº 2.459, de 29/06/2010⁶. Consulte a planilha de cálculo da TIR	confiável com um valor conservador e adequado considerado no momento da decisão de investimento. A questão está encerrada j) Os PPs forneceram evidências sobre os parâmetros inseridos com relação à contribuição do ONS, que são adequados para o momento da decisão de investimento. No entanto, os PPs devem esclarecer o valor usado no cálculo da Contribuição da Associação de Membros. A questão continua aberta. l) O custo do CAPEX total distribuído nos anos de 2011 a 2015 está de acordo com o contrato EPC e o relatório de solicitação de financiamento foi aceito, pois o mesmo estava disponível na data da decisão de investimento. Os PPs devem justificar o CAPEX total de R\$ 3.567.628.000 como investimento e R\$ 3.587.627.931 como empréstimo de longo prazo. A questão continua aberta. m) Os PPs revisaram a taxa de risco de crédito usando o valor médio de 2,09% da faixa do BNDES (0% a 4,18%) fornecida para empresas de geração de energia a partir de combustível não fóssil. Esse valor

⁶ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20102459.pdf>



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			revisada e o arquivo "BEN_2011.pdf". I. O CAPEX foi determinado considerando as informações disponíveis no contrato e no relatório de solicitação de financiamento enviado ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (Relatório de Enquadramento de Teles Pires). Levando em consideração que a assinatura do EPC é considerada a decisão de investimento do projeto, os seguintes itens foram determinados de acordo com o contrato EPC: projeto/engenharia EPC; equipamentos - fornecimento EPC; equipamentos - instalação EPC e obras civis e gerenciamento EPC. Por outro lado, os custos de engenharia ambiental, terreno e proprietários foram determinados de acordo com o relatório de solicitação financeira enviado ao BNDES. Além disso, o contrato EPC apresenta um cronograma de pagamento relacionado à provisão de equipamentos e serviços. Para os "itens de investimento" incluídos no contrato EPC, os participantes do projeto levaram em consideração o que está estabelecido no Anexo 23.2.1 do contrato EPC ("Cronograma de Pagamentos.pdf") e	é considerado conservador e adequado para o momento da decisão de investimento. A questão está encerrada. o) Os cálculos revisados do benchmark foram analisados e os PPs passaram a considerar as empresas de energia que têm renda positiva no ano de 2010 /88/, o que foi aceito e a questão está encerrada. <i>Resposta da EOD na 4ª rodada</i> j) Os PPs revisaram adequadamente o valor usado para a Contribuição da Associação de Membros de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 2459, datada de 29/06/2010. A questão agora está encerrada. l) Os valores financeiros revisados foram analisados e o PP passou a considerar 70% do CAPEX como o financiamento que é aceito; a questão está encerrada. A SE 13 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			calcularam a distribuição do investimento nos anos de 2011 a 2015. A distribuição dos investimentos para os custos ambientais, do terreno e engenharia do proprietário não é apresentada na solicitação de financiamento enviada ao BNDES. Portanto, por conservadorismo, os participantes do projeto adotaram uma porcentagem média por ano, com base na distribuição determinada pelo contrato EPC. Consulte a planilha Cronograma de pagamento incluída na planilha de cálculo da TIR para acessar as informações revisadas. m. A fim de serem mais conservadores, os participantes do projeto revisaram a taxa de risco de crédito e consideraram uma média entre 0 e 4,18%. Portanto, a taxa de risco de crédito foi atualizada para 2,09%. o. Os participantes do projeto esclarecem que algumas empresas cujas informações estavam disponíveis para calcular o risco setorial não apresentaram a alíquota marginal. Portanto, para considerar um número grande de empresas no cálculo do risco	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			setorial, foi adotado um valor padrão de 40% para a alíquota marginal. No entanto, por conservadorismo, os participantes do projeto revisaram a lista de empresas usada para calcular o risco setorial e excluíram as empresas que não apresentaram a alíquota marginal. Nessa abordagem, o número de empresas usado para estimar o risco setorial diminuiu de 56 para 16, resultando em uma diminuição do risco setorial de 1,45 para 1,41. Além disso, o CMPC variou de 7,96% para 7,32% Consulte a planilha de cálculo do CMPC revisada de 16/08/2012 anexa a essa resposta. <i>Resposta do PP (4ª rodada):</i> Com relação aos itens j) e l) os participantes do projeto esclarecem que: j) Como solicitado, os participantes do projeto revisaram a Contribuição da Associação de Membros de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 2459, datada de 29/06/2010, que afirma na página 3 que a contribuição associada total é de R\$ 12.784.000. Consulte a	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			planilha do ONS revisada e o cálculo da TIR no Apêndice 2 e no DCP. l) Os participantes do projeto revisaram a planilha de simulação do financiamento e consideraram 70% do CAPEX total, que é a participação máxima do BNDES em projetos de eletricidade renovável. Portanto, o financiamento foi realizado considerando um total de R\$ 2.497.339.920 e a planilha da TIR foi revisada. Consulte a planilha de cálculo da TIR revisada e o DCP.	
SE 14	Esclareça por que alguns itens, como a terra e os serviços de engenharia, foram incluídos no cálculo da depreciação, e por que a depreciação dos equipamentos foi aplicada por 14 anos. Além disso, apresente as regras contábeis usadas como base para a depreciação.	B.11	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> De acordo com as regras contábeis, todos os investimentos relacionados com o projecto que estão diretamente relacionados à sua implementação e instalação devem ser incluídos no cálculo da depreciação. Por esta razão, os custos especificados na planilha da TIR para o projeto EPC, equipamentos EPC, obras civis EPC, engenharia ambiental, de terra, de gestão e de proprietários devem ser depreciados de acordo com a Instrução Normativa nº 162, de 31/12/1998, e a Instrução Normativa nº 130, de 10/11/1999.	Resposta da EOD na 2a rodada As finanças revisadas foram analisadas e os PPs agora consideraram a depreciação de equipamentos EPC por 10 anos e de obras civis EPC por 25 anos (para 20 anos na análise, já que o período de avaliação considerado é de 20 anos) em forma linear. No entanto, os PPs afirmaram na resposta que o custo de engenharia ambiental, de terra, de gestão e de proprietários deve ser depreciado, e não o foi; a questão ainda está aberta. Além disso, justifique o custo do valor justo considerado no final do 20º ano no demonstrativo de fluxo de caixa.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			Além disso, as depreciações dos itens mencionados acima foram incluídas na planilha da TIR e a depreciação de equipamentos foi atualizada para 10 anos. Consulte a planilha da TIR revisada. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram a planilha de cálculo da TIR e incluíram a depreciação de todos os “itens de investimento”, ou seja., custos de projeto/engenharia EPC, equipamentos EPC - fornecimento, equipamentos EPC – instalação, obras civis EPC e engenharia de gestão, ambiental, de terra e dos proprietários, de acordo com a Instrução Normativa nº 162, de 31/12/1998, e a Instrução Normativa nº 130, de 10/11/1999. Considerando-se que alguns itens não iriam se depreciar em 20 anos, que é o período adotado na análise de fluxo de caixa, o cálculo da TIR apresenta um valor justo no último ano (2034). O valor justo deriva do projeto/engenharia EPC e obras civis EPC e da gestão, para os quais é considerada uma taxa de	<i>Resposta da EOD na 3a rodada</i> A planilha de cálculo da TIR revisada foi analisada e os PPs passaram a considerar todos os “itens de investimento” na depreciação. Os PPs devem justificar com evidências a consideração da depreciação das despesas ambientais e do terreno no contexto da atividade do projeto. <i>Resposta da EOD na 4ª rodada</i> Os PPs devem explicar melhor a natureza dos custos ambientais e de engenharia do projeto, e justificar por que esses custos foram considerados como saída de fluxo de caixa, enquanto não foram depreciados nem abatidos da demonstração de lucratividade nem considerados como parte do valor justo. <i>Resposta da EOD na 5ª rodada</i> Os valores financeiros revisados foram analisados junto com a explicação sobre a natureza das despesas ambientais e de engenharia dos proprietários; os PPs são conservadores ao considerar esses custos como parte do valor justo; a questão está



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			depreciação de 4% ao ano. Consulte a planilha de cálculo da TIR revisada. <i>Resposta do PP (4ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram o fluxo de caixa do projeto e excluíram a depreciação do terreno e as despesas ambientais, pois não são mencionadas na Instrução Normativa 162, datada de 31/12/1998, e na Instrução Normativa 130, datada de 10/11/1999. Além disso, o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica⁷ elaborado pela ANEEL afirma na página 80 que terrenos têm uma vida útil indefinida e por essa razão seu arrendamento é considerado um arrendamento operacional. Considerando que a depreciação deve abranger os "itens de investimento", o terreno não deve ser depreciado. Entretanto, por conservadorismo, os participantes do projeto adicionaram o valor justo ao valor total das despesas do terreno.	encerrada. A SE 14 está encerrada.

⁷ Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Manual-jan-2007.pdf



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			As despesas ambientais e as despesas de engenharia dos proprietários também foram excluídas, pois também ocorrem durante a vida útil operacional do projeto e, portanto, não devem ser depreciadas. <i>Resposta do PP (5ª rodada):</i> Os participantes do projeto revisaram o fluxo de caixa do projeto e excluíram o imposto de depreciação do terreno, as despesas ambientais e de engenharia do proprietário, pois não são mencionados na Instrução Normativa 162, datada de 31/12/1998, e na Instrução Normativa 130, datada de 10/11/1999. Entretanto, o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica⁸ elaborado pela ANEEL afirma na página 80 que terrenos têm uma vida útil indefinida e por essa razão seu arrendamento é considerado um arrendamento operacional. Considerando que a depreciação deve abranger os "itens de investimento", o terreno não deve ser depreciado. Então, por conservadorismo, os participantes do	

⁸ Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Manual-jan-2007.pdf



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			projeto adicionaram o valor relacionado aos custos do terreno (102.343 x R\$ 1000) ao valor justo da atividade do projeto. Com relação às despesas ambientais, os participantes do projeto esclarecem que os custos estão relacionados ao processo das Licenças (Licenças Prévia e de Instalação), ao Relatório do Estudo de Impacto Ambiental e estudos associados e ao Plano Básico Ambiental (Programas ambientais realizados pela Companhia Hidrelétrica Teles Pires como parte das exigências para obter a Licença de Instalação). Por outro lado, as despesas de engenharia dos proprietários estão relacionadas à admissão de pessoal qualificado para coordenar e implementar a Usina Hidrelétrica Teles Pires. Portanto, de acordo com a hipótese considerada para as despesas de terreno, os custos ambientais e de engenharia dos proprietários também foram adicionados ao valor justo do fluxo de caixa do projeto. Consulte a planilha de cálculo da TIR e o DCP para ter acesso às informações revisadas.	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
SE 15	Forneça mais detalhes na seção B.5 sobre as políticas nacionais e condições que caracterizam o projeto como sendo do tipo E.	B.6	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> O texto que indica as ações realizadas pelo governo brasileiro para demonstrar a promoção da energia hidrelétrica como uma tecnologia com baixa emissão de gases do efeito estufa para a geração de energia foi incluído no DCP. Consulte a Seção B.5 da terceira versão do DCP.	<i>Resposta da EOD na 2a rodada</i> Os PPs revisaram a seção B.5, fornecendo mais informações sobre as políticas nacionais que caracterizam as políticas E praticadas pelo governo brasileiro no setor de energia. A SE 15 está encerrada.
SE 16	Em relação ao cálculo do CMPC para o benchmark, justifique por que: a) foi considerado um valor médio para um ano anterior à data de decisão de investimento para a taxa livre de risco; b) foi considerado um valor médio para um ano anterior à data da decisão de investimento para títulos do Tesouro dos EUA de 10 anos e TIPS para calcular a inflação prevista dos EUA; c) os PPs consideraram a média aritmética (retornos anuais) em T.Bonds anualizadas para 82 anos, quando a duração do projeto	B.11	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> A justificativa dos parâmetros utilizados para calcular o benchmark (CMPC) está detalhada a seguir: a) A taxa livre de risco é uma taxa de títulos de longo prazo (30 anos) com base nos títulos do Tesouro dos EUA, que são ativos de longo prazo de um mercado maduro. Por essa razão, os participantes do projeto consideraram razoável considerar um período de um ano para estimar a taxa livre de risco, já que as volatilidades de títulos do Tesouro dos EUA são historicamente baixas, uma vez estão entre os ativos de menor risco. b) De acordo com a determinação da taxa livre de risco, a inflação prevista dos EUA também é determinada pelo	<i>Resposta da EOD na 2a rodada</i> a. A explicação de que as volatilidades de títulos do Tesouro dos EUA são historicamente baixas e do período de um ano antes da data de decisão de investimento para estimar a taxa livre de risco foi aceita e a questão está encerrada. b. Como os PPs consideraram um período de um ano para estimar a taxa livre de risco, a consideração de um período de um ano para a inflação prevista dos EUA também foi aceita e a questão está encerrada. c. A explicação de que a consideração de dados dos valores de ações por mais anos fornece valores mais precisos para o prêmio de risco do capital próprio foi aceita



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	é de 35 anos. d) uma média de 5 anos para o prêmio do risco-país.		Tesouro, por meio de títulos TIPS (Treasury Inflation Protected Securities) à vista, que são prontamente cotados no mercado. Portanto, considerando que os EUA são um mercado maduro e os motivos acima expostos, foi aplicado um período de um ano para calcular a inflação. c) O prêmio do risco do capital próprio é calculado com base na média histórica dos retornos anuais sobre o investimento em ações menos os retornos sobre os investimentos em T-Bonds. No melhor entendimento dos participantes do projeto, a adoção de um período que abrange 82 anos fornece um número mais consistente, pois a volatilidade de ações é alta e, portanto, um período mais longo é melhor para ter uma média mais precisa. 82 anos é o período mais longo de tempo que se pode usar. d) O prêmio de risco-país representa o risco associado a investimentos no Brasil. Considerando-se que há um maior risco em investir no Brasil em comparação com um mercado maduro, como os EUA, a faixa adotada pelos participantes do projeto, com o objetivo de serem mais realistas, é de 5 anos.	e a questão está encerrada. d. A explicação de que a consideração de um período de 5 anos fornece valores mais realistas para o prêmio de risco-país foi aceita e a questão está encerrada. A SE 16 está encerrada.

RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
SE 17	Em relação ao cálculo de Beta: a) forneça a referência do link da Web para o beta do capital próprio considerado de acordo com o período de tempo da linha de valor (se não houver referência do link da Web, captura de tela do mesmo) considerado e a referência para o beta, já que a tabela fornecida na guia "Beta US" da planilha do CMPC não parece considerar todas as empresas mencionadas na planilha de Damodaran para o setor de energia. b) especifique o período de tempo considerado para chegar ao beta do capital próprio (beta da linha de valor). c) indique o período de tempo para o qual se considera a capitalização de mercado, a relação endividamento/capital próprio e a relação dívida de mercado/capital	B.11	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Em relação ao cálculo de Beta, os participantes do projeto esclarecem que: a) As informações utilizadas para o cálculo de Beta correspondem aos dados disponíveis em janeiro de 2011, que refletem a informação de janeiro a dezembro de 2010, apenas para setores de energia. Além disso, a planilha "Beta US" foi revisada e todas as empresas mencionadas no website da Damodaran foram listadas (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/). b) Como dito acima, o período considerado no cálculo de Beta corresponde aos meses de janeiro a dezembro de 2010. c) O período aplicado a capitalização de mercado, a relação endividamento/capital próprio e a relação dívida de mercado/capital corresponde ao ano de 2010. d) Beta é uma medida da sensibilidade que calcula a covariância das ações de uma empresa em relação à variância do mercado subjacente. Isso permite medir	<i>Resposta da EOD na 2a rodada:</i> a. A referência de link na web foi verificada com os valores considerados na planilha de Beta dos EUA para o ano de 2010; a questão está encerrada. b. Os PPs consideraram 56 empresas de energia listadas por um período de um ano antes da data de decisão de investimento (ano de 2010) na estimativa dos valores alavancados de beta; a questão está encerrada. c. Os PPs consideraram o valor de capitalização de mercado, a relação endividamento/capital próprio e a relação dívida de mercado/capital para o ano de 2010 de todas as 56 empresas de energia; a questão está encerrada. d. A explicação pelos PPs para a consideração de beta realavancado no cálculo do CMPC foi aceita e a questão está encerrada. A SE 17 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
	na análise. d) justifique a consideração de beta realavancado em comparação com o beta do capital próprio (já que o beta do capital próprio é conservador). Por que o beta realavancado é apropriado para este projeto?		a reação ou impacto esperado de um movimento geral do mercado em um setor ou em um grupo de empresas individuais. Ao encontrar empresas comparáveis ao projeto em questão (o projeto cuja taxa de atratividade está sendo procurada) e obter uma média dos seus betas, é possível avaliar melhor a parte do capital próprio do modelo CAPM avaliando a volatilidade esperada ou a sensibilidade do mercado do projeto. Um beta maior que um indica um ativo de maior risco que o mercado, enquanto ativos com betas menores que um são considerados mais seguros. A multiplicação do beta pelo prêmio de mercado aumenta ou desconta o prêmio de capital próprio que os investidores devem esperar. Outras diferenças no cálculo do beta surgem no processo de alavancagem ou desalavancagem do beta. O Beta é composto das especificidades do setor ou da indústria na qual a empresa realiza negócios (β_u) assim como do risco financeiro ($\beta - \beta_u$). Esses fatores ajudam a criar maior especificidade para o projeto em questão levando em consideração as especificidades do setor e sua estrutura de capital (alavancagem). A alíquota de imposto	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			marginal do setor é considerada na desalavancagem e na realavancagem de Beta. No Brasil, a alíquota marginal varia de acordo com o regime de impostos adotado pela empresa, e pode ser zero (quando os impostos incidem sobre uma parte presumida da receita – Lucro Presumido) ou 34% (se os impostos incidirem sobre os lucros do projeto – Lucro Real), que é o caso deste projeto. Na nossa aplicação, foi usado o beta médio desalavancado do setor de energia elétrica dos EUA para levar em consideração o risco do negócio. O processo de realavancagem de beta foi então aplicado, respeitando a estrutura de impostos e financeira brasileiras observada no setor. O beta ao qual chegamos considera as estruturas financeira e de impostos peculiares do setor no Brasil.	
SE 18	Esclareça por que a planilha da TIR não inclui custos crescentes, enquanto o benchmark com base no CMPC é calculado em termos nominais.	B.11	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> Os participantes do projeto esclarecem que o cálculo da TIR do projeto é apresentado em termos reais, ou seja, não considerando a inflação durante o período apresentado. Por outro lado, o cálculo de Kd (custo da	<i>Resposta da EOD na 2a rodada:</i> Aceita-se que a análise financeira seja apresentada em termos reais e comparada com o benchmark (CMPC), que também é apresentado em termos reais; a questão está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			dívida) é apresentado em termos nominais (célula C10) e reais (célula C12). No entanto, o CMPC é calculado em termos reais e, por isso, é adequadamente comparado com a planilha da TIR em termos reais apresentada.	A SE 18 está encerrada.
SE 19	Os PPs consideraram juros de empréstimo a prazo, o que significa que o projeto é 100% financiado por capital próprio. Justifique como o beta realavancado é aplicável para um projeto 100% financiado por capital próprio.	B.11	<i>Resposta do PP (2ª rodada):</i> A TIR do projeto foi calculada por meio do fluxo de caixa do projeto. Ao se considerar o fluxo de caixa do projeto, os juros não são incluídos no cálculo da TIR. <i>Resposta do PP (3ª rodada):</i> Conforme solicitado, os participantes do projeto esclarecem que: a. O projeto foi financiado por uma instituição financeira externa. No entanto, considerando que essa informação não está prontamente disponível, foi realizada uma simulação de financiamento pelos participantes do projeto, considerando a informação disponível do público no site do BNDES	<i>Resposta da EOD na 2ª rodada</i> Segundo o parágrafo 11 das “Diretrizes sobre a análise de investimentos” (ref. 24), a) Esclareça se o projeto é financiado por uma instituição financeira externa, como um banco, já que os pagamentos de juros afetam os pagamentos de imposto de renda e, em última análise, os fluxos de caixa. b) Informe de que maneira o beta realavancado é apropriado para esta atividade de projeto. A questão está aberta. <i>Resposta da EOD na 3ª rodada</i> a) Os valores financeiros revisados foram analisados e os PPs consideraram R\$ 3.587.627.931 como o custo financeiro em



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			(http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financieiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.htm). O financiamento foi calculado e incluído na planilha de cálculo da TIR. Por esse motivo, a TIR do projeto foi alterada de 2,80% para 3,50%. Consulte a planilha de cálculo da TIR revisada. O cálculo de Beta surge no processo de alavancagem e desalavancagem de beta. O Beta é composto das especificidades do setor ou da indústria na qual a empresa realiza negócios assim como do risco financeiro. Esses fatores ajudam a criar maior especificidade para o projeto em questão levando em consideração as especificidades do setor e sua estrutura de capital (alavancagem). O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) oferece até 50% de financiamento em um projeto. O envolvimento do BNDES, que é comum em projetos de infraestrutura brasileiros, resulta em betas mais altos, pois a maioria das empresas assume razões altas entre dívida e capital próprio. No todo – essas empresas têm	comparação com o custo do investimento de R\$ 3.567.628.000. Os PPs devem também justificar a consideração da taxa de risco de crédito de 3,57% como parte do custo da dívida na planilha de financiamento e de 2,09% para o cálculo do CMPC; a questão está aberta. b) A explicação fornecida pelos PPs foi aceita e a questão agora está encerrada. <i>Resposta da EOD na 4a rodada</i> Os valores financeiros revisados foram analisados e o PP passou a considerar 70% do CAPEX como o financiamento que é aceito, e a questão está encerrada. A taxa de risco de crédito está agora consistente nos cálculos do CMPC e custo da dívida (financiamento); a questão agora está encerrada A SE19 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			taxas de capital próprio altas, devido ao maior risco financeiro. Além da dívida, a alíquota marginal do imposto do setor é considerada na desalavancagem e na realavancagem de Beta. No Brasil, a alíquota de imposto marginal varia de acordo com o regime tributário adotado pela empresa (34%, no caso de os impostos incorrerem sobre os lucros do projeto, EBT - "Lucro Real"). Na nossa aplicação, foi usado o beta médio desalavancado do setor de energia elétrica dos EUA para levar em consideração o risco do negócio. O processo de realavancagem de beta foi então aplicado, respeitando a estrutura de impostos e financeira brasileiras observada no setor. O beta ao qual chegamos considera as estruturas financeira e de impostos peculiares do setor no Brasil. <i>Resposta do PP (4ª rodada):</i> Como explicado na SE 13, item I, a simulação do financiamento deve considerar 70% do CAPEX total da UHE Teles Pires, que é R\$ 3.567.628.457. Portanto, o valor total financiado considerado é R\$ 2.497.339.920. Além disso, para serem consistentes com o cálculo do CMPC, os participantes do	



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			projeto revisaram a taxa de risco de crédito e adotaram um valor médio entre 0 e 4,18%, que é 2,09%. Por essa razão a taxa de juros aplicada foi alterada de 5,97% para 4,55% e a TIR foi atualizada. Consulte a planilha de cálculo da TIR revisada e o DCP revisado.	
SE 20	Os valores (vazão de água nominal por unidade e altura manométrica líquida nominal) relatados no DCP v. 06 (16 de agosto de 2012) não estão consistentes com a planilha técnica de 26 de agosto de 2012 referenciada no Despacho ANEEL nº 3.504. Esclareça.	A.7	<i>Resposta do PP (6ª rodada):</i> Como mencionado na SAC 9 acima, o Despacho nº 3.504, datado de 26 de agosto de 2011, está relacionado ao Resumo Informativo - Projeto Básico (26 de agosto de 2011). Esse Resumo Informativo apresenta valores desatualizados para a vazão de água nominal por unidade e para a altura manométrica líquida nominal, que são 757 m³/s e 57,8 m, respectivamente. Os dados atualizados mais recentes para a vazão de água nominal por unidade e para a altura manométrica líquida nominal são identificados nos relatórios mensais emitidos pela Companhia Hidrelétrica Teles Pires para a ANEEL de maio, junho e julho de 2012 (veja "Relatório Mensal.rar"), que apresentam o Resumo Informativo do projeto e determinam que a vazão de água nominal por unidade e a altura	<i>Resposta da EOD na 6a rodada (ITR)</i> Os PPs justificaram adequadamente com evidências os valores reais do projeto para a altura manométrica líquida nominal de 52,2 m e a vazão de água nominal de 52,2 m³/s. Considerando que os recentes relatórios mensais/31/ são parte da comunicação oficial da ANEEL, os valores reais foram considerados adequados e corretos pela EOD. A SE 20 está encerrada.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

Solicitações de esclarecimento do relatório preliminar, solicitações de ação corretiva e solicitação de ação futura			Síntese da resposta dos participantes do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC/SE no.	Descrição da SAC/SE	Referência		
			manométrica líquida nominal do projeto são 764 m ³ /s e 52,2 m, respectivamente. Consulte o DCP revisado anexo a essa resposta.	

RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

APÊNDICE B – DETALHES DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO

NOME DO MEMBRO DA EQUIPE	COMPETÊNCIA/FUNÇÃO	EXPERIÊNCIA
Ricardo Costa	Validador Líder para MDL	É engenheiro ambiental, trabalhando no campo ambiental desde 1996. Suas experiências mais importantes são na gestão, construção e operação de plantas de tratamento de águas residuais e de recuperação de biogás de aterro e seu respectivo licenciamento ambiental nas agências competentes. Realizou diversas atividades controlando processos operacionais de tratamento; e análise instrumental, microbiológica, física e química. Além disso, exerceu funções importantes no monitoramento ambiental internacional na última década. Tem experiência na implementação das normas ISO 9001, 14001 e OHSAS 18001.
Rodrigo Gatti	Membro da Equipe	Rodrigo é graduado em medicina veterinária e está envolvido com projetos do MDL desde 2005, trabalhando em programas de capacitação, elaboração de estudos técnicos e desenvolvimento de projetos de carbono. É especialista em MDL (Avaliador externo) do Secretariado da UNFCCC, colaborando em projetos do MDL relacionados a: geração de energia renovável (Escopo1); captura/destruição de metano ou metano evitado (Escopo 13; 15), no envio para registro ou na emissão de RCEs.
Luiz Cardoso	Especialista Técnico para MDL	Graduação em engenharia elétrica e cerca de 20 anos de experiência na operação e manutenção de centrais hidrelétricas. Nos últimos seis anos ele vem prestando consultoria nas áreas de transmissão e distribuição de energia elétrica e também de melhoria da eficiência energética.
Anu Mahesh	Especialista Financeiro	É formada em Comércio e é contadora certificada . Também é Auditora de sistemas de informação (ISA). Tem experiência de trabalho em: Auditorias oficiais; Verificação de testes, verificação aleatória de transações, elaboração de demonstrativos financeiros e verificação de conformidade com diversas exigências legais. Auditorias internas: Verificação detalhada de transações, elaboração de demonstrativo de conciliação bancária, conciliação de filiais. Realização de auditorias internas, oficiais e tributárias de 75 entidades. Avaliações de imposto de renda. Realizou avaliações de imposto de renda e finalização de demonstrativos financeiros de pessoas físicas, firmas e corporações (aproximadamente 10 corporações e mais de 150 entidades). Esteve envolvida na elaboração de relatórios de projetos (finanças) para empréstimos de instituições financeiras e verificação de relatórios de projetos com relação à viabilidade do investimento.



RESULTADOS DA VALIDAÇÃO - PVV2.0

NOME DO MEMBRO DA EQUIPE	COMPETÊNCIA/FUNÇÃO	EXPERIÊNCIA
		Trabalhou como especialista financeira em aproximadamente 30 projetos do MDL e 70 projetos de VCS (padrão de carbono verificado).
Claudia Freitas	Membro da Equipe	Engenheira Química com MBA pela Fundação Getúlio Vargas, pós-graduação em Administração Industrial e especialização em instrumentos de gestão ambiental na Alemanha. Auditora líder e especialista em mudança do clima (Ministério da Ciência e Tecnologia UN). Validação e verificação de gases de efeito estufa e mecanismo de desenvolvimento limpo. Auditora líder em sistemas de gestão ambiental – norma ISO 14001:2004.
Bilal Anwar	Revisor técnico	Bilal Anwar possui mais de doze anos de experiência em Política Internacional de Mudança de Clima, regimes globais de projetos de redução de gás de efeito estufa e estratégias de efeito estufa do setor corporativo. Uma parte significativa desta experiência está no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no qual ele se envolveu desde o início. Trabalhou no Secretariado da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC). Ele foi líder de equipe da Unidade de Credenciamento do MDL na secretaria. Bilal é responsável atualmente pela aprovação final de relatórios do MDL na Perry Johnson Registrars Carbon Emission Services, Inc.