

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

**Ecopart Assessoria em Negócios
Empresariais Ltda.**

**Atividade do Projeto de MDL da
Central Hidrelétrica de Baguari**

Programa de Mudança Climática da SGS

SGS United Kingdom Ltd
SGS House
217-221 London Road
Camberley Surrey
GU15 3EY
Reino Unido

Data da emissão:

13/04/2010

Número do projeto:

CDM.VAL1576

Título do projeto:

Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari

Organização:

SGS United Kingdom Limited

Cliente:

Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.

Publicação do DCP para consulta pública

Primeiro período de comentários:

02 de novembro de 2007 a 01 de dezembro de 2007

Segundo período de comentários:

28 de janeiro de 2009 – 26 de fevereiro de 2009

Primeira versão do DCP e data:

Versão 1 – 31/10/2007

Versão final do DCP e data:

Versão 6 – 22/09/2009

Resumo:

A Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. encarregou a SGS de realizar a validação do projeto: Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari.

Metodologia usada: ACM0002 / Versão 10 – EB47 – Válida a partir de 11 de junho de 2009

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 nesses documentos são analisadas em relação às exigências do Protocolo de Quioto, regras da UNFCCC e exigências do MDL aplicáveis.

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 (por exemplo, visita ao local, entrevistas por telefone ou email) e também a análise da metodologia aprovada aplicável e fórmulas e cálculos subjacentes.

O relatório e a validação anexa descrevem um total de 20 resultados que incluem:

- 13 Solicitações de Ação Corretiva (SACs);
- 06 Solicitações de Esclarecimento (SEs);
- 01 Solicitação de Ação Futura (SAF).

Todos os resultados foram encerrados de forma satisfatória e o projeto:

- ☒ Será recomendado ao Conselho Executivo do MDL com uma solicitação de registro OU
- ☐ 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

Quando da validação, nenhuma Carta de Aprovação do país anfitrião tinha sido fornecida. A Carta de Aprovação será assinada depois que a AND do Brasil receber e analisar o relatório de validação.

Assunto:

Validação de MDL

Distribuição do documento

Equipe de validação:

Fabian Gonçalves – Avaliador Líder, Avaliador

Leandro Silva – Avaliador, Avaliador Local (até 29 de dezembro de 2009)

Lucas Engelbrecht – Avaliador Local

Roberto Santos – Especialista Financeiro

Geisa Principe – Avaliador Líder (até 14^{de} agosto de 2009)

Talita Beck – Avaliador Local (até 22 de setembro de 2009)

Joe Sun – Especialista do Setor (escopo 1)

☒ Não pode ser distribuído (sem permissão do cliente ou da unidade organizacional responsável)

Revisão técnica:

Data: 30-11-2009; 08-03-2010 e

Revisor técnico trainee:

Nome: *(Insira o nome)*

22-04-2010

Nome: Aurea Nardelli

Signatário autorizado:

Nome:

Data:

**Número da
revisão:**

Data:

Número de páginas:

0

27/11/2009

107

1

13/04/2010

105

2

DD-MM-AAAA

*(Insira o número de
páginas)*

☐

Distribuição limitada

☐

Distribuição irrestrita

Abreviaturas

ACM	Metodologia Consolidada Aprovada [em inglês, "Approved Consolidated Methodology"]
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SAC	Solicitação de Ação Corretiva
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
RCE	Redução Certificada de Emissões
SE	Solicitação de Esclarecimento
COP/MOP	Conferência das Partes / Reunião das Partes [do inglês "Conference of Parties / Meeting of Parties"]
EOD	Entidade Operacional Designada
AND	Autoridade Nacional Designada
CE	Conselho Executivo do MDL
EF	Fator de emissão
RE	Redução de emissões
SAF	Solicitação de Ação Futura
GEE	Gás(Gases) de Efeito Estufa
CH	Central Hidrelétrica
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
PQ	Protocolo de Quioto
DCP	Documento de Concepção do Projeto
CCVE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
PP	Participantes do projeto
ROA	Retorno sobre os Ativos [em inglês, "Return on Assets"]
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SGS	SGS United Kingdom Limited
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

Índice

1. Parecer da validação	6
2. Introdução	7
2.1 Objetivo	7
2.2 Escopo	7
2.3 Descrição do projeto de GEE	7
2.4 Nomes e funções dos membros da equipe de validação	7
3. Metodologia	8
3.1 Análise do MDL - DCP e da documentação adicional	8
3.2 Uso do protocolo de validação	8
3.3 Resultados	9
3.4 Controle de qualidade interno	9
4. Resultados da validação	10
4.1 Aprovação	10
4.2 Exigências de participação	10
4.3 Documento de concepção do projeto que inclui a descrição do projeto	10
4.4 Aplicabilidade da metodologia selecionada para a atividade do projeto	11
4.5 Limite do projeto	13
4.6 Seleção da linha de base e adicionalidade	14
4.7 Aplicação da metodologia de linha de base e cálculo dos fatores de emissão	22
4.8 Aplicação da metodologia de monitoramento e do plano de monitoramento	27
4.9 Impactos ambientais	29
4.10 Comentários dos atores locais	30
5. Comentários das Partes, Atores e ONGs	32
5.1 Descrição de como e quando o DCP foi disponibilizado ao público	32
5.2 Compilação de todos os comentários recebidos	32
5.3 Explicação sobre como os comentários recebidos foram levados em consideração	32
6. Lista das pessoas entrevistadas	32
7. Referências dos documentos	33

Anexos:

A.1 Anexo 1: Avaliação local	35
A.2 Anexo 2: Lista de verificação da validação	38
A.3 Anexo 3: Visão geral dos resultados	92
A.4 Anexo 4: Declarações de competência dos membros da equipe	105

1. Parecer da validação

A SGS United Kingdom Ltd foi contratada pela Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. para realizar uma validação do projeto: "Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari" no Brasil.

A validação foi realizada de acordo com os critérios da UNFCCC para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), com o Manual de Validação e Verificação (MVV) versão 1 e com os critérios do país anfitrião, assim como com os critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto.

A SGS analisou a documentação da concepção do projeto, usando uma abordagem com base no risco e realizou entrevistas de acompanhamento.

Através da instalação de uma central hidrelétrica com capacidade instalada de 140 MW e 8,72 W/m² de densidade de potência para fornecer eletricidade renovável à rede interligada brasileira, a atividade do projeto resultará em reduções de emissões de gases de efeito estufa que são reais, mensuráveis e fornecem benefícios de longo prazo à mitigação da mudança do clima.

Em nosso parecer, o projeto atende a todas as exigências pertinentes da UNFCCC para o MDL e a todos os critérios pertinentes do país anfitrião. O projeto aplica corretamente a metodologia ACM0002, versão 10, datada de 11 de junho de 2009. Fica demonstrado que o projeto não é um cenário da 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 estão estimadas em 450.613 tCO₂e durante um período de obtenção de créditos de 7 anos, com média de 64.373 tCO₂e ao ano para o período de obtenção de créditos de 01 de janeiro de 2010 a 31 de dezembro de 2016. A previsão de redução de emissões foi verificada e considera-se provável que a quantidade declarada seja alcançada, desde que as hipóteses subjacentes não se alterem.

Portanto, será recomendado pela SGS que o projeto seja registrado junto à UNFCCC, já que a AND brasileira fornece a Carta de Aprovação para a atividade do projeto, que será assinada após a AND do Brasil receber e analisar o relatório de validação emitido pela EOD.

Assinado em nome do Corpo de Validação pelo signatário autorizado

Assinatura:

Nome:

Data:

2. Introdução

2.1 Objetivo

Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. encarregou a SGS de realizar a validação do projeto: Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari com relação às exigências pertinentes para atividades do projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). O objetivo de uma validação é obter uma avaliação da concepção do projeto por uma terceira parte independente. Em particular, a linha de base do projeto, o plano de monitoramento (PM) e a conformidade do projeto com os critérios relevantes da UNFCCC e do país anfitrião são validados a fim de confirmar que a concepção do projeto, conforme documentado, é bem feita e razoável e atende às exigências mencionadas e aos critérios identificados. A validação é considerada necessária para assegurar aos atores a qualidade do projeto e sua geração planejada de reduções certificadas de emissões (RCEs). Os critérios da UNFCCC remetem aos critérios do Protocolo de Quioto (PQ), às regras e modalidades de MDL e às decisões relacionadas da COP/MOP e do Conselho Executivo (CE) do MDL.

2.2 Escopo

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 nesses documentos são analisadas comparando-se àquelas das exigências do Protocolo de Quioto, regras da UNFCCC e interpretações associadas. A SGS empregou uma abordagem com base no risco na validação, concentrando-se na identificação de riscos significativos para a implementação do projeto e na geração de RCEs.

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

2.3 Descrição do projeto de GEE

O relatório resume os resultados da validação da Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari, realizada com base nos critérios da UNFCCC. A validação foi realizada como uma análise feita no escritório, dos documentos do projeto apresentados pela Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. E uma visita ao local realizada nos dias 28 e 29 de maio de 2008, na qual os detalhes da atividade do projeto foram verificados no local. Durante a visita ao local, foram entrevistados o gerente do Consórcio UHE Baguari e a consultora Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.

A atividade do projeto consiste na instalação de uma central hidrelétrica com capacidade instalada de 140MW e um reservatório de 16,06km², localizada no Rio Garcia, nos municípios de Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares, Iapu, Alpercata e Periquito, Estado de Minas Gerais, Brasil.

O projeto tem como objetivo fornecer eletricidade renovável a partir da Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari e despachar a energia para o sistema interligado. Este projeto aumentará o fornecimento da fonte renovável de energia para a rede, evitando o uso de combustível fóssil que seria queimado na termelétrica.

A quantidade total de reduções de emissões estimada para o primeiro período de obtenção de créditos de sete anos é de 450.613 tCO₂e.

Cenário da linha de base:

Na ausência da atividade do projeto, a eletricidade seria gerada por grandes hidrelétricas e pela geração térmica da rede.

Cenário com o projeto:

A instalação de uma central hidrelétrica para fornecer eletricidade renovável ao sistema interligado brasileiro.

Fugas:

Nenhuma fuga foi identificada para este projeto.

Impactos ambientais e sociais:

O projeto está alinhado com as exigências do MDL específicas do país anfitrião. Espera-se que a atividade do projeto ajude o Brasil a atingir suas metas de promoção do desenvolvimento sustentável. As contribuições da atividade do projeto para isso foram descritas no DCP, e envolvem, entre outras: diminuição da dependência de combustíveis fósseis, aumentando assim a qualidade do ar; aumento das oportunidades de emprego na área onde fica localizado o projeto; promoção de melhor distribuição de renda, pois contribui para o desenvolvimento econômico regional/local e incentivo a outras empresas semelhantes que desejam replicar essa experiência.

A construção e a operação da planta seguiram as exigências legais relativas à proteção e ao controle ambiental. Durante a visita ao local, foram verificadas evidências documentadas relativas às avaliações ambientais, inclusive o Relatório Ambiental. Os impactos ambientais e sociais foram identificados antes da instalação do projeto e foram tomadas medidas para minimizar esses impactos.

2.4 Nomes e funções dos membros da equipe de validação

Nome	Função	Associada
Fabian Gonçalves	Avaliador Líder, Avaliador	SGS Brasil
Leandro Silva	Avaliador, Avaliador Local (até 29 de dezembro de 2009)	SGS Brasil
Lucas Engelbrecht	Avaliador Local	SGS Brasil
Roberto Santos	Especialista financeiro	SGS Brasil
Geisa Príncipe	Avaliador Líder (até 14 de agosto de 2009)	SGS Brasil
Talita Beck	Avaliador Local (até 22 de setembro de 2009)	SGS Brasil
Joe Sun	Especialista do escopo setorial	SGS China

3. Metodologia

3.1 Análise do MDL - DCP e da documentação adicional

A validação é realizada basicamente como uma análise de documento da versão 01 do documento de concepção do projeto disponibilizado para o público, datada de 31/10/2007, e das versões subsequentes 02, 03, 04, 05 e 06 (versão final com data de 22/09/2009). A avaliação é realizada por avaliadores treinados usando um protocolo de validação (Anexo A.2, Tabela 2).

A visita ao local foi realizada em 28 e 29 de maio de 2008 a fim de confirmar as declarações feitas no DCP.

3.2 Uso do protocolo de validação

O protocolo de validação usado para a avaliação foi concebido de acordo com o Manual de Validação e Verificação, versão 1, datado de 28 de novembro de 2008.

Ele tem os seguintes objetivos:

- organiza, detalha e esclarece as exigências que o projeto deve atender; e
- documenta o modo como uma exigência específica foi validada e o resultado da validação (elaboração de relatórios).

O protocolo de validação é constituído por várias tabelas. As diferentes colunas dessas tabelas estão descritas a seguir.

Questão da lista de verificação	ID da ref.	Modo de Verificação (MoV)	Comentário	Conclusão Provisória e/ou Final
As várias exigências estão relacionadas às questões da lista de verificação que o projeto deve atender.	Lista as referências e fontes usadas no processo de validação. Os detalhes completos são fornecidos na tabela na parte inferior da lista de verificação.	Explica como é investigado o atendimento à questão da lista de verificação. Exemplos de modos de verificação são a Análise de Documento (AD) ou a Entrevista (E). N/A significa "Não se Aplica".	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.	Isso é aceitável com base em evidências fornecidas (Y) ou em uma Solicitação de Ação Corretiva (SAC) devido ao não atendimento à questão da lista de verificação (Veja a seguir). A Solicitação de Esclarecimento (SE) é usada quando a equipe de validação identificou uma necessidade de esclarecimento adicional.

O protocolo de validação completo para este projeto está incluído como Anexo A.1 deste relatório

3.3 Resultados

Como consequência do processo de validação, a equipe pode levantar diferentes 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

Quando surgir uma não conformidade, o avaliador deverá 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 o avaliador. 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.

Uma Solicitação de Ação Futura (SAF) é levantada durante a validação para destacar questões relacionadas à implementação do projeto que exigem análise durante a primeira verificação da atividade do projeto. As SAFs não devem estar relacionadas com as exigências de registro do MDL.

Solicitações de Ação Corretiva e Solicitações de Esclarecimento são levantadas no protocolo de validação preliminar e detalhadas em um formulário separado (Anexo A.3). Nesse formulário, o desenvolvedor do projeto tem a oportunidade de "encerrar" SACs pendentes e responder a SEs e SAFs.

3.4 Controle de qualidade interno

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

4. Resultados da validação

4.1 Aprovação

De acordo com a Resolução Nº 1 (Ref. 44a) *“Com o objetivo de obter a aprovação das atividades do projeto enquadradas no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, os proponentes do projeto devem enviar ao Secretariado Executivo da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, em formato eletrônico e impresso.... o relatório de validação da atividade do projeto preparado pela Entidade Operacional Designada autorizada a atuar no país.... em Português”.*

A CA para o Brasil está atualmente dependendo do processo de aprovação da AND de acordo com Resolução Nº 1 (Ref.44a).

4.2 Exigências de participação

O Brasil está listado como a parte anfitriã. O Brasil ratificou o Protocolo de Quioto em 23 de agosto de 2002. (http://unfccc.int/files/essential_background/kyoto_protocol/application/pdf/kpstats.pdf).

O Consórcio UHE Baguari e a Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. foram os participantes do projeto no DCP versão 01. O participante do projeto *Ecoinvest Carbon Brasil Ltda* alterou seu nome duas vezes durante o processo de validação, primeiro para *Ecoinv Global Ltda*, na republicação do DCP versão 03 e, finalmente, na no DCP versão 06, o nome da empresa é *Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda*. Contudo, o número de registro da empresa permaneceu inalterado. As informações fornecidas sobre o PP no DCP versão 06 eram consistentes nas seções A.3, Anexo 1. Além disso, evidências foram fornecidas e verificadas através do website http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoaJuridica/CNPJ/CNPJREVA/CNPJREVA_solicitacao.asp para garantir a propriedade do projeto (Ref.12a-b).

Não existe Parte incluída no Anexo 1 envolvida neste momento da atividade do projeto.

4.3 Documento de concepção do projeto que inclui a descrição do projeto

O título “Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica de Baguari” identifica claramente a atividade do projeto de MDL, que iniciou o processo de validação com a versão número 01 do DCP, datada de 31/10/2007, e terminou com a versão número 06 do DCP, datada de 22/09/2009.

A atividade do projeto é uma central hidrelétrica com capacidade instalada total de 140 MW, localizada nos municípios de Fernandes Tourinho, Sobralia, Governador Valadares, Periquito, Iapu e Alpercata, Estado de Minas Gerais, Região Sudeste do Brasil. O objetivo principal da atividade do projeto é ajudar o Brasil a atender à sua crescente demanda de energia e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo para a sustentabilidade ambiental, social e econômica do país. O DCP define claramente a tecnologia aplicada e afirma que a atividade do projeto reduzirá as emissões de GEE substituindo parcialmente a eletricidade gerada a combustível fóssil por fontes renováveis de energia. O PP afirmou que a atividade do projeto é uma central hidrelétrica “de fio d’água” e que, na primeira versão do DCP, não foram fornecidas evidências exatas disso porque no Despacho Nº1143 de 20 de março de 2008 (Ref.29), emitida pela ANEEL (*Agência brasileira reguladora do setor de energia*), a área do reservatório foi citada como 14,16 km² e, no DCP versão 01, foi citada como 16,06 km². A **SE 01** foi levantada para esclarecer qual área estava correta e se a atividade do projeto é ou não uma central hidrelétrica de fio d’água.

O PP apresentou então um Relatório de Progresso (Ref. 30) da ANEEL, datado de janeiro de 2009, que declara a área do reservatório como 16,06 km². Como nos dois casos a densidade de potência estaria entre 4 e 10 MW/km², o documento mais recente foi aceito. As evidências fornecidas pelo PP no DCP versão 05 sobre a definição de “fio d’água” (DCP página 6) e a comparação com a UHE Baguari foram confirmadas pela equipe de avaliação e a **SE 01** foi encerrada.

Com relação às Diretrizes para preenchimento do DCP versão 07 seção 4.3 (EB41 Anexo 12), a descrição da atividade do projeto, na seção A.4.3 do DCP, deve incluir o cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto, uma lista dos equipamentos e sistemas que serão instalados, entre outros itens. Como no DCP versão 03 faltam informações da tecnologia a ser empregada, a **SAC 14** foi levantada.

Para encerrar a SAC 14, o PP afirmou no Anexo 3 a seguir, que: *“Antes da implementação da atividade do projeto, nenhuma eletricidade foi gerada no local onde a planta está localizada e toda a eletricidade foi fornecida por plantas interligadas à rede. Esta informação, assim como uma lista dos equipamentos que serão usados na central hidrelétrica, foi incluída na quarta versão do DCP”*.

Além disso, o PP forneceu a especificação dos equipamentos que serão empregados na atividade do projeto e fez alterações na respectiva seção do DCP versão 04.

A EOD avaliou e fez uma verificação cruzada das informações com outra documentação fornecida pelo PP sobre a potência instalada (Ref. 30) para garantir a transparência das declarações sobre a tecnologia empregada na atividade do projeto. A **SAC 14** foi encerrada. Consulte o item A.2.1 – Anexo A.2 para obter mais informações.

A EOD não pôde confirmar a bibliografia mencionada como referência no DCP (DCP, versão 3 – Anexo 5) e as notas de rodapé porque não estava disponível uma referência completa. A **SAC 15** foi levantada. Para encerrar a SAC 15, todas as referências mencionadas no DCP foram revisadas pelo PP para fornecer ao auditor as informações corretas.

A equipe de avaliação verificou as versões 04, 05 e 06 do DCP, incluindo os links das notas de rodapé e bibliografia. Os links da bibliografia e notas de rodapé estão funcionando corretamente e a bibliografia foi avaliada para confirmar as informações fornecidas no DCP. A **SAC 15** foi encerrada.

O local do projeto descrito no DCP, versão 03, não correspondeu ao local da UHE Baguari. A licença de instalação e o EIA/RIMA declaram que a atividade do projeto está localizada nos municípios de Fernando Tourinho, Governador Valadares, Periquito, Sobrália, Iapu e Alpercata, enquanto o DCP menciona Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares e Periquito. A **SE 12** foi levantada.

A inconsistência dos locais foi resolvida com a inclusão pelo PP dos municípios de Iapu e Alpercata no DCP versão 04, que foi verificado e considerado correto. Após o encerramento da SE 12, a EOD verificou que a atividade do projeto está localizada entre Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares, Periquito, Iapu e Alpercata, no estado de Minas Gerais, Brasil, como declarado na seção A.4.1 do DCP, versão 04.

As coordenadas geográficas estão em pontos decimais (Latitude: 19° 01' 20" S / Longitude: 42° 07' 26" O) e foram consideradas como corretamente aplicadas, no seguinte website: <http://www.rdttec.com.br/>. A **SE 12** foi encerrada.

O PP possui uma concessão dada pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil (Ref. 7) permitindo implementar a CH Baguari no local designado e explorar seu potencial hidráulico durante 35 anos.

A atividade do projeto foi identificada na seção A.4.2 da versão 01 do DCP (Ref. 1) como sendo do escopo setorial: 1 – Setores de energia (fontes renováveis/não renováveis) e sua programação de implementação estão de acordo com a situação real, que era finalizar e iniciar a operação em dezembro de 2009.

Não há financiamento público envolvido na atividade do projeto.

4.4 Aplicabilidade da metodologia selecionada para a atividade do projeto

A metodologia de linha de base aplicada inicialmente foi a ACM0002, versão 06, válida a partir de 19 de maio de 2006.

A metodologia de linha de base ACM0002, versão 06, perdeu a validade e a SAC 11 foi levantada, solicitando que o PP execute as ações corretivas sobre as alterações solicitadas no DCP versão 01. O DCP versão 03 foi republicado para consulta pública internacional em 28 de janeiro de 2009, por 30 (trinta) dias, com a versão 08 da ACM0002.

A cronologia das atualizações da metodologia ACM0002 é apresentada a seguir, com a linha do tempo e as principais mudanças, da versão mais recente até a primeira publicada.

Versão 10 – Aprovada no EB 47, Anexo 7

28 de maio de 2009

A revisão expande a aplicabilidade da metodologia a atividades do projeto que façam retrofitting ou substituam unidades de geração de energia renovável, para restaurar a capacidade de geração de energia instalada para seu nível original ou para um nível superior. Esta revisão inclui as disposições exigidas nas seções (i) definições, (ii) identificação da linha de base e (iii) emissões da linha de base, para permitir esses tipos de atividades do projeto, assim como (iv) alterações editoriais, para melhorar a clareza geral da metodologia aprovada.

Versão 09 – Aprovada no EB 45, Anexo 10

13 de fevereiro de 2009

Inclusão de emissões do projeto para operação de uma central de energia solar e geração de energia de reserva de todas as centrais de energia renovável.

Versão 08 – Aprovada no EB 44, Anexo 12

28 de novembro de 2008

Incorporar alterações na equação 9 das emissões da linha de base para levar em consideração os casos onde a expansão da capacidade existente da planta ocorre quando uma unidade de geração de energia adicional é instalada na atividade do projeto de MDL.

Versão 07 – Aprovada no EB 36, Anexo 11

30 de novembro de 2007

- Revisão editorial geral da metodologia para colocá-la no novo formato;
- Inclusão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”;
- Inclusão da “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis”;
- Inclusão das definições de unidade/central elétrica, capacidade instalada de geração de energia, adição de capacidade elétrica, modificação e retrofitting, geração de eletricidade líquida e sistema elétrico da rede/projeto;
- Revisões editoriais das condições de aplicabilidade a esclarecer:
 - o Se a metodologia é aplicável apenas às adições de capacidade elétrica;
 - o As exigências para centrais hidrelétricas em termos de reservatório e densidade de potência;
 - o O período mínimo dos dados da linha de base que têm que estar disponíveis;
 - o Que a metodologia não se aplica a centrais elétricas a biomassa e a centrais hidrelétricas com densidade de potência inferior a 4 W/m².
- Inclusão de uma equação para calcular a densidade de potência de centrais hidrelétricas;
- A exclusão dos parâmetros relacionados a emissões associadas a testes de dreno no caso de centrais elétricas geotérmicas, pois esses parâmetros não foram necessários na metodologia.

Versão 06 – Aprovada no EB 24, Anexo 7

19 de maio de 2006

- Revisão das condições de aplicabilidade para incluir centrais hidrelétricas com novos reservatórios que tenham densidade de potência maior que 4 W/m² e inclusão da equação para calcular as emissões do reservatório na seção de reduções de emissões;
- Revisão da seção da linha de base para permitir o cálculo ex-ante dos fatores de emissão da OM simples, OM simples ajustada e OM média;
- Inclusão do esclarecimento de que a escolha entre o período de dados ex-ante e expost para o cálculo da margem de construção e da margem de operação deve ser especificado no DCP e não pode ser alterado durante o período de obtenção de créditos;
- Inclusão de orientação e esclarecimentos sobre a seleção de pesos alternativos para o cálculo da margem combinada.

A equipe de avaliação encerrou a **SAC 11** e, embora fosse necessário atualizar a metodologia duas vezes novamente (o DCP versão 06 aplica a ACM0002 versão 10), não houve necessidade de republicar o DCP porque as alterações na metodologia não tiveram impacto na atividade do projeto.

A “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Ref. 3) (versão 03) tiveram que ser atualizadas em relação ao original devido à liberação de uma versão mais atual. A **SAC 02** foi levantada para a atualização da ferramenta.

A tabela a seguir apresenta as revisões da Ferramenta (Ref. 3) durante o processo de validação:

Versão	Data	Natureza da revisão
05.2	26 de agosto de 2008	Atualizada com a versão 2 do anexo “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos”.
05.1	25 de julho de 2008	Adição da “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos” como um anexo da Ferramenta de adicionalidade.
05	EB 39, Anexo 10 16 de maio de 2008	• Mudanças no escopo e na aplicabilidade. • Clareza nas condições sob as quais diferentes abordagens são apresentadas no Passo 2: A análise de investimentos pode ser aplicada. • Clareza na escolha adequada do benchmark para a avaliação da adicionalidade usando a análise de benchmark. • Nota de rodapé 6 excluída.
04	EB 36, Anexo 16 30 de novembro de 2007	Nota de rodapé 7 revisada.
03	EB 29, Anexo 05 16 de fevereiro de 2007	• Removidos: Passo 0 e Passo 5 da Ferramenta e outras pequenas alterações feitas. • A ferramenta está de acordo com a ferramenta combinada.

Depois que o DCP foi corrigido pelo PP com a adição da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 01) e da nova versão da ACM0002 (versão 10) (Ref. 2) e da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” /3/ (versão 05.2), a **SAC 02** foi encerrada.

Verificou-se que a atividade do projeto consiste em “*uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável tinha funcionado antes da implementação da atividade do projeto (totalmente novo)*” (caso a). Além disso, a UHE Baguari é uma central hidrelétrica nova com densidade de potência maior que 4 W/m².

A aplicabilidade do caso (a), citado acima, foi verificada durante a visita ao local e a densidade de potência foi calculada e confirmada como maior que 4 W/m² (8,72 W/m²), com base nas evidências da especificação das turbinas e geradores (Ref.23 e 24), a documentação da agência reguladora ANEEL relacionada à atividade do projeto (Ref.29) e o Relatório de progresso desenvolvido pelo PP (Ref.30), que declara 140MW como capacidade instalada e 16,06 Km² como área do reservatório (consulte a SE 01 – Anexo 3 deste relatório para obter mais detalhes sobre os dados da área do reservatório).

4.5 Limite do projeto

Todas as emissões relacionadas à atividade do projeto estão claramente identificadas e são:

- Linha de base: Emissões de CO₂ da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.
- Atividade do projeto: Emissões de CH₄ do reservatório são contabilizadas como emissões do projeto, pois a densidade de potência da planta está entre 4 e 10 W/m².

Através dos equipamentos (Refs. 23, 24) e de outra documentação do projeto (Refs. 29, 30), foi verificado que a CH tem uma capacidade de 140 MW e 16,06 km² de área do reservatório. Como a densidade de potência é 8,72 W/m², a atividade do projeto tem que levar em consideração as emissões de CH₄ da decomposição no reservatório (consulte a SE 01 - Anexo A.3).

Nenhuma fuga é esperada.

A eletricidade gerada pela atividade do projeto irá substituir a eletricidade do combustível fóssil da rede interligada brasileira como definido em 26 de maio de 2008 pela Resolução nº 8 da Autoridade Nacional Designada brasileira, que define o Sistema Interligado Nacional como um sistema único que abrange as cinco macrorregiões do país (http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf). Está de acordo com a metodologia ACM0002, versão 10, aplicada neste projeto. Além disso, a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 01.1) (<http://cdm.unfccc.int/Reference/tools/index.html>) foi corretamente aplicada no cálculo do fator de emissão conforme especificado pela AND brasileira e usou dados de fontes oficiais.

O limite físico do projeto da atividade do projeto é sua localização geográfica e todos os componentes da atividade do projeto. Seus limites estão definidos no DCP como: o reservatório, a usina, a subestação e a rede interligada nacional, incluindo todas os GEEs exigidos pela metodologia (Figura 3 do DCP versão final)

4.6 Seleção da linha de base e adicionalidade

Devido à exigência da metodologia ACM0002, o PP aplicou a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (versão 04 e, posteriormente, 05.2) para demonstrar adicionalidade na atividade do projeto.

O cenário da linha de base selecionado foi, como mencionado nas seções B.4 e B.5 do DCP, a continuação do cenário atual, com o fornecimento de eletricidade a partir da rede interligada brasileira.

O cenário da linha de base é o cenário da situação real no Brasil, com grandes centrais hidrelétricas, com baixa densidade de potência, e um número cada vez maior de centrais termelétricas com base em gás natural que, juntas, representam a maior parte da capacidade instalada de geração de eletricidade.

A documentação fornecida pelo PP para fundamentar a demonstração de adicionalidade foi acessada pela EOD e foi considerada confiável de acordo com as exigências do MVV (EB44 Anexo 3). Além disso, os links contendo os dados disponíveis na Internet, que estavam relacionados à atividade do projeto, foram fornecidos e acessados para verificar sua autenticidade.

4.6.1 Adicionalidade

A versão 01 do DCP aplicou a metodologia ACM0002 versão 06 e a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” versão 03. A metodologia ACM0002 versão 06 perdeu a validade durante o processo de validação e o DCP foi revisado e republicado (consulte a seção B.1.1. e B.1.2 do DCP versão 06 e/ou as SACs 02 e 11 - Anexo A.3 deste relatório).

Na última versão do DCP (versão 06), o PP aplica a versão 10 da ACM0002 e a versão 05.2 da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”, que são as versões mais atuais destes documentos.

Para a avaliação da adicionalidade do projeto, a equipe de avaliação verifica todos os passos da ferramenta aplicada para demonstrar e avaliar a adicionalidade com a respectiva seção do DCP, além de evidências fornecidas pelo PP. A adicionalidade será discutida na seção abaixo.

A fonte dos dados para garantir as alternativas à atividade do projeto (Passo 1), descritas em detalhe na seção 4.6.3 deste relatório, foram acessadas através de evidências dos contratos sociais de empresas (Ref.12a e 12b), cujo campo de mercado pôde ser analisado pela EOD e acessando a legislação local, verificando a autenticidade das Licenças Ambientais do projeto (Ref.9a-d).

A Análise de Investimentos (Passo 2), descrita em detalhes na seção 4.6.4 deste relatório, foi verificada pela EOD através de uma verificação cruzada dos valores dos custos de investimento (Ref.25a-b), do empréstimo financeiro feito pelo PP (Ref.28) e das receitas com a venda de energia através das evidências do preço de energia de R\$ 115.10/MWh (Ref.36), fator de carga (Ref.7 e 30), venda garantida de energia de 77MW (Ref.36) e capacidade instalada (Ref.23, 24 e 30).

A Análise de Barreiras (Passo 3), descrita em detalhes na seção 4.6.5 deste relatório, foi excluída da versão 06 do DCP.

A Prática Comum (Passo 4)), descrita em detalhes na seção 4.6.6 deste relatório, foi analisada com uma pesquisa nos projetos anteriores de hidrelétricas, desenvolvidos na região da UHE Baguari, com base na sua semelhança com a atividade do projeto.

4.6.2 Consideração anterior do mecanismo de desenvolvimento limpo

De acordo com as Orientações sobre a Demonstração e Avaliação de Consideração Anterior do MDL (versão 03), publicadas no EB49 – Anexo 22, “As atividades do projeto propostas com data de início anterior a 2 de agosto de 2008 para as quais a data de início é anterior à data da publicação do DCP para consulta pública internacional precisam demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto”.

Durante o estágio da análise feita no escritório, a **SE 08** foi levantada para fornecer evidência da consideração do MDL, anterior à implementação da atividade do projeto.

Para encerrar a SE 08, o PP incluiu informações adicionais na seção B.5 do DCP versão 4 e forneceu evidências do que eles tinham feito ao longo da linha de tempo antes e depois da data de início da atividade do projeto.

A EOD, com base na exigência acima, avaliou a atividade do projeto para assegurar que o PP considerou o MDL na tomada de decisão e as datas e ações a seguir foram cronologicamente analisadas:

- 29/10/2004 – emitida a Licença Ambiental Preliminar (LP) (Ref.9a);
- 22/12/2005 – Relatório do Leilão das PCHs, UHEs e UTEs com informações da UHE Baguari (Ref.36)
- 07/03/2006 – Ata da Reunião do Conselho da UHE Baguari (Ref.13a)
- 07/03/2006 – Ata da Reunião do Conselho da UHE Baguari (Ref.13b)
- 14/07/2006 – Ata da Reunião do Conselho da UHE Baguari, incluindo uma apresentação de potenciais projetos do MDL

Data em que o Conselho avaliou os incentivos do MDL para a atividade do projeto (Ref.13c, d);

- 15/08/2006 – Assinatura da Concessão (Data de início da atividade do projeto)

Data em que o contrato de concessão para a exploração, durante 35 anos, do potencial hidráulico do Rio Doce foi assinado entre o PP e o Governo Brasileiro (Ref. 7);

- 15/12/2006 – emitida a Licença Ambiental de Instalação (LI) (Ref.9b);
- 26/02/2007 – Pedidos dos equipamentos principais

Data em que o contrato de fornecimento para os equipamentos principais foi assinado entre o PP e a empresa fornecedora de equipamentos (Ref.25 a, 25b);

- 26/03/2007 – assinado contrato de obras civis

Data em que o contrato de obras civis foi assinado entre o PP e a empresa de construção (Ref.21);

- 09/05/2007 – início das obras civis
- 20/12/2007 – assinado contrato de empréstimo financeiro com o BNDES

Data em que o principal acionista assinou um contrato com a instituição financeira (BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) (Ref.28).

- 05/06/2009 - emitida a Licença Ambiental de Operação (LO) (Ref.9d)

A data de início da atividade do projeto, 15 de agosto de 2006, foi considerada correta pela EOD e foi a data de assinatura do contrato de concessão para implementar a atividade do projeto. A quebra do contrato gera multas para o PP e, portanto, sua ocorrência é muito pouco provável, como demonstrado na seção C.1 do DCP versão 06.

Outras ações foram tomadas antes do início da atividade do projeto e antecipando o processo de validação, e elas foram mencionadas pelo PP na seção B.5 do DCP versão 06, como apresentado a seguir (Ref. 37):

- Participação da Neoenergia no treinamento de mercado de MDL, realizado pela Fundação Educacional Charles Darwin, no escritório da Neoenergia em 6 e 7 de julho de 2006 (Ref.37a). O contrato para a realização do treinamento foi assinado em 01/06/2006 pelo PP (Ref.37b).
- Contato com a EOD “Det Norske Veritas” de 20/06/2006 até 03/07/2006 (Ref.37c) e 11/07/2006 (Ref.37d), marcando uma reunião para discutir MDL e trocar informações sobre projetos;
- Proposta comercial da Consultora Ecopart (anteriormente Ecoinvest), enviada à Neoenergia (principal acionista do Consórcio UHE Baguari), em 23 e agosto de 2006 (Ref.37e-f);

A Ref.12a “Contrato Social da UHE Baguari” determina os três acionistas da Joint Venture *Consórcio UHE Baguari*. A empresa chamada *Neoenergia* é a principal acionista, com 51% do total do capital investido e, conseqüentemente, possui o controle administrativo do empreendimento. Como controladora do Consórcio UHE Baguari, a empresa Neoenergia celebrou contratos com EODs e empresas consultoras.

Considerando todas as evidências fornecidas pelo PP relativas à consideração anterior do MDL no processo de tomada de decisão, a EOD entende que existe uma linha de tempo concisa das ações efetivas tomadas pelo PP para implementar a atividade do projeto como MDL. A **SE 08** foi encerrada.

Como a atividade do projeto proposta é um projeto existente, a EOD analisou a documentação relativa à consideração do MDL e concluiu que ela era autêntica e confiável. Além disso, a EOD seguiu a diretriz de avaliar as ações reais e continuadas e verificou que “*como existem menos de 2 anos de uma lacuna entre a evidência documentada, a EOD deve concluir que ações continuadas e reais foram tomadas para assegurar o status de MDL para a atividade do projeto*”.

4.6.3 Identificação de alternativas

Inicialmente, foi levantada a **CAR#03** para corrigir o Passo 1: Identificação das alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas, mais especificamente os Subpassos 1a e 1b, que apresentavam falta de informação para fundamentar as alternativas.

A explicação dada pelo PP na Seção B.5 do DCP versão 04 estava de acordo com a Ferramenta referenciada. Foi verificado que as duas únicas alternativas para a atividade do projeto atual foram identificadas pelo PP no DCP versão 4 (Subpasso 1a). Além disso, a discussão sobre a consistência com leis e regulamentos obrigatórios (Subpasso 1b) foi adequadamente conduzida e foram acrescentadas informações específicas das Agências Reguladoras do país anfitrião, portanto a **SAC 03** foi encerrada.

De acordo com a “Ferramenta de Adicionalidade”, o projeto proposto deve identificar alternativa(s) realistas e confiáveis aos participantes do projeto. O PP apresentou alternativas realistas à atividade do projeto e a justificativa foi o fato de que as 2 empresas que são participantes do projeto: “Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.” é uma desenvolvedora de projetos de MDL e não investe na construção e operação de Centrais Elétricas e o “Consórcio UHE Baguari” é uma Sociedade de Propósitos Específicos criada especificamente para construir e operar a UHE Baguari (o Consórcio UHE Baguari foi criado especificamente para construir e operar a UHE Baguari, sendo classificado sob as leis brasileiras como um produtor de eletricidade independente. Isso significa que a única alternativa possível para a empresa (ex. investidor) foi a construção ou não da planta).

Consórcio UHE Baguari é um consórcio formado pelos quotistas Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A.: 51%, é uma Sociedade de Propósitos Específicos de propriedade da Neoenergia, CEMIG Geração e

Transmissão S.A: 34% e Furnas Centrais Elétricas: 15%. Todas as empresas do consórcio estão ativas no setor elétrico e poderiam implementar outros projetos independentemente, mas não a atividade do projeto proposta. Com base nas características dos participantes do projeto, nenhuma alternativa hipotética, como a construção de uma central termelétrica, poderia ser considerada como alternativa para a atividade do projeto proposta.

Como discutido acima, não há nenhum cenário alternativo realista e confiável à atividade do projeto de MDL proposta, que forneça o mesmo serviço fornecido pela atividade do projeto, *como* energia renovável, já que a opção disponível por parte dos participantes do projeto era desenvolver a central hidrelétrica.

Com base nas afirmações acima, as únicas alternativas realistas para a atividade do projeto são:

- Continuidade do cenário atual, com o fornecimento de eletricidade a partir da rede interligada brasileira.
- A implementação do projeto sem os incentivos do MDL.

A EOD considerou que as alternativas são confiáveis (SAC 03 seção B.3.1 – Anexo A.2). A adicionalidade do projeto proposto foi justificada com base na falta de atratividade financeira do projeto seguindo a Ferramenta de adicionalidade. A implementação do projeto proposto sem MDL não é viável e sem a atividade do projeto proposta, a eletricidade pode ser fornecida pela rede brasileira.

4.6.4 Análise de investimentos

PASSO 2: Análise de investimentos

Subpasso 2a: Determinar o método de análise apropriado

O método de análise de investimentos escolhido pelo PP foi a opção III, análise de benchmark.

Subpasso 2b: Opção III. Análise de benchmark

A análise financeira apresentada no DCP e à EOD como parte da avaliação de validação está datada de dezembro de 2005 e, como informado pelo PP, foi o documento oficial utilizado para a tomada de decisão da Atividade do Projeto e do Leilão de Energia. Seguindo a Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos (versão 2), os valores usados na análise de investimentos devem ser válidos e aplicáveis no momento em que a decisão de investimento for tomada pelo proponente do projeto. Por isso, os valores não foram alterados na análise financeira do DCP, que reflete o contexto da tomada de decisão do projeto.

O DCP se refere a outro indicador financeiro (Proinfra) de 14,98%, que indica o imposto de mínima atratividade para implementar um projeto de energia. Nenhuma referência foi mencionada no DCP para isso e a **SAC 16** foi levantada.

Como o indicador financeiro de 14,98% relativo ao “Proinfra” não foi exigido na análise, ele foi excluído do DCP. A **SAC 16** foi encerrada.

O custo médio ponderado do capital (CMPC) apresentado no DCP não corresponde ao CMPC usado na atividade do projeto da UHE Baguari. O CMPC informado foi considerada em outra atividade do projeto. O PP demonstraria o CMPC usado quando for tomada a decisão de continuar com a atividade do projeto. A **SAC 17** foi levantada.

O custo médio ponderado de capital (CMPC) é a taxa usada para descontar fluxos de caixa do negócio e leva em consideração o custo da dívida e o custo do capital próprio de um investidor típico no setor da atividade do projeto. O CMPC considera que os acionistas esperam obter retorno em relação ao risco projetado de investir recursos em uma atividade ou setor específico em um determinado país.

O cálculo do CMPC foi feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. O CMPC calculado para o setor é de 12,41%.

O cálculo detalhado do CMPC (calculado como 12,41%) foi verificado (ref. 40 do relatório de validação) durante o processo de validação. Hipóteses, valores e equações foram verificados e cópias documentadas

foram fornecidas à EOD e mencionados na lista de referências do relatório de validação. A equipe de avaliação verificou as hipóteses e cálculos de cada componente da equação. Os valores usados no projeto basearam-se em parâmetros observados nos mercados financeiros globais. Esses parâmetros são baseados nos dados disponíveis que foram confirmados pela equipe de validação (cotações do BNDES, índice de títulos de mercados emergentes). O cálculo do CMPC foi fornecido, conforme segue:

- Custo do capital próprio 35% (com base no Custo da dívida de 65%, ref. 40):

Rf – Livre de risco = 5,41% (Índice dos Títulos do Tesouro – 10 anos

<http://finance.yahoo.com/q?s=%5ETNX>)

Beta não alavancado = 0,410 (ref. 40)

Beta alavancado = 0,913 (ref. 40)

Prêmio do mercado = 6,53% (ref. 40, Valor dos Bônus do Tesouro)

Risco-país = 5,39% (J.P.Morgan –

http://www.acionista.com.br/graficos_comparativos/risco_brasil_mensal.htm)

Risco monetário = 2,0% (considerando o setor elétrico no Brasil, Nota Técnica no. 164/2006-SRE/ANEEL)

Rn – Retorno esperado (nominal) = 18,76% (calculado com base nos valores acima)

P – Inflação americana = 2,17% (ref. 40, <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>)

Re – Retorno esperado (real) = 16,24% (Calculado $(1+Rn)/(1+P)-1$)

- Custo da dívida 65% (<http://inter.bndes.gov.br/english/conditions.asp>):

Fc - Custo Financeiro BNDES – TJLP = 9,75% (<http://inter.bndes.gov.br/english/tjlp.asp>)

Ff – Taxa do BNDES = 2,5%

(http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Relacao_Com_Investidores/Relatorio_I/RelAnual2007.html)

Fr – Taxa de risco de crédito = 2,5% (<http://inter.bndes.gov.br/english/finem.asp>)

Custo da dívida (nominal) = 15,31% (calculado com base nos valores acima)

Inflação esperada = 4,5%/ano para os anos – 2005 - 2011

(<http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf>)

Custo da dívida (real) = 10,34% (calculado)

CMPC (sem impostos) = 12,41%

O uso do CMPC como benchmark é considerado adequado para projetos de MDL no Brasil. Diversas abordagens estão sendo usadas em projetos de MDL no Brasil, e o CMPC é o mais comumente usado em projetos recentes. Projetos de MDL semelhantes recentes no Brasil foram analisados através do website da AND Brasileira (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/57967.html>). A SAC 17 foi encerrada.

Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

A SAC 19 foi levantada, solicitando que o PP forneça a planilha do fluxo de caixa com as fórmulas e a fonte do dado usada. A planilha de fluxo de caixa e o cálculo do CMPC foram fornecidos com fórmulas. A partir das planilhas, foi possível verificar como a TIR e o CMPC foram calculados.

A TIR do projeto é de 10,95%. Com essa TIR, a atividade do projeto proposta demonstra que a TIR do projeto, sem considerar as receitas de RCEs, é mais baixa que o CMPC do setor, calculado como 12,41%.

O indicador financeiro TIR (taxa interna de retorno) foi calculado usando a planilha “UHE_Baguari_Cash Flow_v.6.1” (Ref. 31). O fluxo de caixa mostra que a atividade do projeto proposta foi planejada com uma TIR esperada de 10,95%. As evidências e fontes usadas para o cálculo da TIR foram fornecidas e discutidas com o cliente durante a visita ao local. Com a planilha fornecida, foi possível recalculá-la e confirmar que o projeto proposto não é atraente financeiramente.

O fluxo de caixa apresentou os seguintes dados e as respectivas referências:

- Investimento total: R\$ 445.288.000 (Ref. 31, 21, 25a relacionadas à implementação do contrato da Baguari).

- Vida útil: 34 anos, com base no contrato de concessão entre o Consorcio UHE Baguari e o MME de 15/08/2006 (ref. 7).
- Taxas legais: com base nas taxas legais adotadas no país (Brasil) e confirmadas pelo website da Secretaria da Receita Federal do Brasil (ref. 31a).
- Taxas regulatórias: com base nas taxas estabelecidas pelas agências nacionais no setor de energia e confirmadas pelos seguintes documentos: Resolução da ANEEL Nº285, 23/12/2004; TFSEE do website da ANEEL, com base no Decreto 2410, 28/11/1997; (ref. 31a)
- Custos: (R\$'000) 519 com base nos dados fornecidos pelo PP e confirmados através do balanço anual da empresa, publicado no jornal "Valor Econômico", em 31/12/2009 (ref. 31a).
- Capacidade instalada: 140MW (Ref. 24, 29 relacionadas à especificação do equipamento e ao documento da ANEEL, DESPACHO Nº 1.143, de 20/03/2008)
- Energia assegurada: 80,2 MW (Ref. 30, 36 relacionadas ao relatório da ANEEL e ao Leilão de Energia)
- Tarifa de energia: R\$ 115,10 (Ref. 36 relacionada ao Leilão de Energia)

Os cálculos, dados e suas fontes foram validados. As análises financeiras verificadas no local estão de acordo com as informações apresentadas no DCP. A **SE 19** foi encerrada.

Como mencionado acima e na análise de sensibilidade abaixo, a avaliação da análise de investimentos foi realizada por meio da avaliação do parâmetro e das hipóteses usados para calcular a taxa interna de retorno. Os dados fornecidos foram analisados pelo especialista financeiro e considerados exatos. Os parâmetros foram comparados a documentos/websites disponíveis ao público. O benchmark aplicado é adequado para o tipo de TIR apresentada. É razoável pressupor que nenhum investimento seria realizado a uma TIR de 10,95%, inferior ao benchmark de 12,41%.

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade (somente aplicável às Opções II e III)

A análise de sensibilidade foi realizada de acordo com a "Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos" (EB 41, Anexo 45), considerando variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto. Foram feitas variações aumentando as receitas do projeto (venda de eletricidade), aumentando a geração de energia da planta (variação do fator de carga), reduzindo as despesas de investimento e reduzindo os custos de manutenção e operação.

Projeto Baguari	TIR (%)	CMPC (%)
TIR original	10,95	12,41
Aumento de tarifa (+10%)	12,33	
Aumento na geração de energia/fator de carga (+10%)	12,28	
Redução de custo de O&M (-10%)	11,18	
Redução do investimento (-10%)	12,16	

A Análise de Sensibilidade apresentada na tabela acima mostra o impacto da variação de algumas variáveis em +/- 10%. O CMPC de 12,41%, calculado com base no setor de energia (Ref.39 e 40), é maior que qualquer valor da TIR calculada para medir o retorno sobre investimento da atividade do projeto.

O valor mais baixo calculado da TIR original foi 10,95% e o valor mais alto foi no caso de geração de energia (fator de carga), que é 10% maior. Entretanto, o valor obtido foi 12,28%, que continua menor que o CMPC de 12,41% para a atividade do projeto proposta. Com base nos valores, cálculos e evidências fornecidos pelo PP e verificados pela EOD, foi possível concluir que a atividade do projeto proposta não é financeiramente atraente.

4.6.5 Análise de barreiras

O **PASSO 3: A Análise de Barreiras** da ferramenta (Ref.3) não foi aplicada corretamente no DCP versão 01 e as **SE 04, SAC 05, SE 06 e SAC 07** foram levantadas. Para encerrar os resultados citados acima, o PP optou pela exclusão da discussão do Passo 3: Análise de barreiras da seção B.5 do DCP e aplicar somente o Passo 2: Análise de investimentos para demonstrar a adicionalidade.

Como a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” versão 05.2, afirma que o PP pode: “Ir para o Passo 2 (Análise de investimentos) ou Passo 3 (Análise de barreiras). (Os participantes do projeto também podem optar por concluir tanto o Passo 2 como o 3.)”, a equipe de avaliação aceitou a exclusão do Passo 3 do DCP e a **SE 04, SAC 05, SE 06 e a SAC 07** foram encerradas (consulte SAC/SE para obter mais detalhes – Anexo 3).

4.6.6 Análise da prática comum

No **PASSO 4: Análise da prática comum** da ferramenta (Ref.3), o PP aplicou os subpassos como a seguir:

Subpasso 4a: Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta

O Subpasso 4a não foi discutido no DCP versão 01 e a **SAC 09** foi levantada.

O PP fez alterações nas versões subsequentes do DCP, mas por causa de falta de informações exatas ou de inconsistência dos dados, a SAC 09 permaneceu pendente até a versão 06 do DCP, quando o PP discutiu claramente os critérios e os passos tomados para demonstrar que a atividade do projeto não era uma prática comum.

Os critérios de análise no subpasso 4a do DCP versão 06 estão resumidos a seguir:

i. País/região

A abordagem do PP foi de que o Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados e 6 regiões climáticas distintas. Essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados a projetos de energia hidrelétrica, como no estado de Minas Gerais, onde está localizada a UHE Baguari.

ii. Balança

De acordo com as normas brasileiras, centrais hidrelétricas de grande escala são definidas como plantas com capacidade instalada maior que 30 MW, como foi verificado na Resolução ANEEL no. 652, mas por causa da grande diferença entre as CHs, somente as plantas com capacidade instalada 50% menor e 50% maior que a da atividade do projeto da UHE Baguari foram analisadas, no caso, as UHEs com capacidade instalada entre 70 e 210 MW.

iii. Mesmo ambiente com relação ao marco regulatório

Sabe-se que no Brasil até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e novas instituições criadas como a Empresa de Pesquisa Energética e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

A nova estrutura citada acima, foi aprovada pela Câmara dos Deputados e publicada em 15 de março de 2004, e no novo marco regulatório, apenas projetos para os quais o processo de decisão ocorreu após março de 2004 foram levados em conta.

iv. Mesmo ambiente com relação ao clima de investimentos, acesso a tecnologia e financiamento

Esta parte da análise da prática comum usa parte dos critérios “ I ” porque, dependendo da localização do projeto, as diferenças relacionadas aos aspectos técnicos de projetos de centrais hidrelétricas têm influência na sua implementação.

Essas diferenças técnicas têm influência no investimento de um projeto. Além disso, o PP afirma que “como os PPs não têm acesso às informações financeiras de projetos semelhantes, esses projetos devem ser excluídos desta análise seguindo a ferramenta de adicionalidade. No entanto, os PPs decidiram se esforçar ao máximo para fazer uma comparação razoável para fins de análise da prática comum”.

Como os critérios apresentados pelo PP consideram todos os critérios mencionados pela ferramenta de adicionalidade, e a discussão deles é compatível com a realidade regional brasileira no campo da atividade do projeto, a equipe de avaliação encerrou a **SAC 09**.

O Estado de Minas Gerais (onde se localiza o projeto) tem uma extensão de 586.528.293 quilômetros quadrados (IBGE, 2009). Adicionalmente, como mencionado no DCP, deve-se considerar que a infraestrutura, o clima e o regime hidrográfico, entre outras questões importantes, diferem entre os estados brasileiros e, quanto maior a região considerada, maior ocorrência de situações diferentes, o que é o oposto do que recomenda a orientação. A única classificação existente relacionada a pequenas centrais hidrelétricas que, de acordo com a legislação brasileira, consiste de plantas com capacidade instalada inferior a 30MW. A capacidade instalada da UHE Baguari é 140 MW. O intervalo mencionado inclui plantas de 70MW a 210 MW, o que parece conservador.

Existem atualmente 15 grandes centrais hidrelétricas em construção no Brasil (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=1&fase=2>). Esse número exclui a UHE Santo Antônio, a UHE Jirau e a UHE Estreito, que são plantas com capacidade instalada superior a 1000 MW (não pode ser comparada à atividade do projeto proposta). Desses 15 projetos, 2 estão sendo desenvolvidos exclusivamente no estado de Minas Gerais e outros dois estão sendo conduzidos em áreas que incluem Minas Gerais, assim como outros estados, mas não no mesmo ambiente no que diz respeito ao marco regulatório da atividade do projeto proposta.

O marco regulatório do setor de energia no Brasil foi alterado e novas instituições foram criadas, como a Empresa de Pesquisa Energética, instituição responsável pelo planejamento, a longo prazo, do setor elétrico, cujo papel é avaliar e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), instituição responsável pelo gerenciamento da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado brasileiro. Essa nova estrutura foi aprovada pelo Congresso e publicada em março de 2004 (<http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/ Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>).

Ainda há potencial de energia hidrelétrica sendo explorado no estado onde a UHE Baguari está localizada. O potencial hidrológico do estado de Minas Gerais não é explorado completamente. Analisando a bacia hidrográfica da área do Rio Doce (que representa somente uma pequena parte do estado), o comitê de águas da bacia, em termos de geração de energia elétrica, a bacia do Rio Doce possui (<http://www.riodoce.cbh.gov.br/default.asp>):

- 320 MW de capacidade instalada;
- 18 MW em construção;
- 282 MW sendo considerados em projetos básicos;
- 300 MW sendo considerados em estudos de viabilidade; e
- 3,029 MW inventariados.

As informações acima mostram claramente que todo o potencial hidrológico do estado ainda não foi explorado.

Ao aplicar os critérios acima aos resultados apresentados, chega-se à conclusão de que nenhuma central hidrelétrica deve ser considerada semelhante à incluída na atividade do projeto proposta.

Subpasso 4b: Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo

Com relação ao Subpasso 4b, não foi apresentado o cenário das opções semelhantes que estão ocorrendo no Brasil. Não foi possível confirmar no DCP versão 01 quais atividades semelhantes estavam ocorrendo em relação ao projeto Baguari. A **SAC 10** foi levantada.

Para encerrar a SAC 10, o PP revisou a seção B.5 da versão 03 do DCP, datada de 22/01/2009, mas não foram incluídos todos os links de referência na respectiva seção e a SAC 10 permaneceu aberta.

A referência exata das informações usadas nos Subpassos 4a e 4b foi incluída na versão 04 do DCP, mas a EOD considerou que a abordagem usada pelo PP não justificou a adicionalidade porque não foi possível avaliar se a comparação feita entre as UHEs foi adequada e a SAC 10 permaneceu aberta.

O DCP versão 06 abordou a análise da prática comum regionalmente e considerou os passos apropriados da versão mais recente da ferramenta de adicionalidade (Ref. 3), que é a versão 05.2 (consulte a SAC 09 para obter mais detalhes) e com base nas informações e evidências fornecidas (Ref. 32), a EOD concluiu que não há nenhuma UHE similar comparável à UHE Baguari construída no estado de Minas Gerais, Brasil no período de decisão anterior.

Com base nas evidências fornecidas e na discussão feita na seção de prática comum do DCP versão 06, a EOD concluiu que a atividade do projeto proposta não pode ser considerada o cenário do modo mais comum de trabalho no país e a **SAC 10** foi encerrada.

Com base na abordagem dos critérios aplicados pelo PP na seção B.5 do DCP versão 06, não existe projeto semelhante amplamente usado como prática comum na localização geográfica da atividade do projeto proposta. Além disso, a implementação de centrais termelétricas no país está aumentando. De acordo com o leilão ANEEL 002/2005, 22/12/2005 (ref. 36), para este projeto e outros leilões que ocorrerem em anos seguintes (ref. 46), aproximadamente 60% das novas gerações até 2016 serão originadas de centrais termelétricas.

4.7 Aplicação da metodologia de linha de base e cálculo dos fatores de emissão

4.7.1 Aplicação da metodologia de linha de base

A metodologia aplicada na atividade do projeto para calcular as emissões da linha de base foi a ACM0002 versão 10 seguindo a declaração “As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em razão da atividade do projeto. A metodologia considera que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por centrais elétricas interligadas à rede existentes e pela adição de novas centrais elétricas interligadas à rede. As emissões da linha de base devem ser calculadas da seguinte forma:”

Emissão da linha de base

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

Equação 1

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/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 CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh).

Cálculo do $EG_{PJ,y}$

É diferente (a) plantas totalmente novas, (b) fazer retrofitting e substituições e (c) adições de capacidade, como afirmado na ACM0002 versão 10, página 08.

A atividade do projeto cai na opção (a) plantas totalmente novas, porque ela foi instalada em um local onde nenhuma geração de eletricidade ocorreu antes, e portanto o cálculo de $EG_{PJ,y}$ foi feito como segue:

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

Equação 2

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = 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);

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

Cálculo do fator de emissão da linha de base da rede ($EF_{grid,CM,y}$)

É calculado usando a ferramenta metodológica “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, em sua versão mais recente.

De acordo com esta ferramenta, o PP aplicou corretamente na seção B.6.1 do DCP versão 06 os seis passos a seguir para o cálculo da linha de base:

PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante.

PASSO 2 - Selecionar um método da margem de operação (OM).

PASSO 3 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

O fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h onde o projeto está deslocando eletricidade. Essa abordagem não se aplica aos dados históricos e, portanto, exige o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

Será calculado usando a seguinte fórmula:

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

Equação 3

Onde:

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

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

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

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

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

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

Como mencionado acima, a AND do país anfitrião irá fornecer o FE da rede, para que o PP calcule o fator de emissão da margem de operação.

PASSO 4 - Identificar o grupo de unidades geradoras que devem ser incluídas na margem de construção (BM).

PASSO 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção.

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

A AND brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem de operação e de construção calculado

usando a opção c – OM da análise dos dados de despacho. Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no website da AND (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>) e a experiência será usada na atividade do projeto.

Dessa forma, esse dado será atualizado anualmente aplicando o número publicado pela AND brasileira. Para fins de estimativa, foram usados os dados do ano mais recente disponível no website da AND.

Para calcular o fator de emissão da rede interligada brasileira, PASSO 6 acima, o PP aplicou corretamente a equação 4 abaixo com seus respectivos valores. Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$).

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$$

Equação 4

As fórmulas e valores aplicados sofreram uma verificação cruzada pela EOD e foram considerados corretos com base na abordagem da metodologia e em dados oficiais da AND publicados para fins de atividades de MDL.

Emissão do projeto

A metodologia aplicada na atividade do projeto, para calcular as emissões da linha de base, foi a ACM0002 versão 10 (Ref. 2), seguindo a declaração “Para a maioria das atividades do projeto de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. Contudo, algumas atividades do projeto podem envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Essas emissões devem ser consideradas emissões do projeto usando a equação a seguir:”

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Equação 5

Onde:

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

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

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

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

Emissões a partir da combustão de combustíveis fósseis ($PE_{FF,y} = 0$)

O cálculo desta fonte de emissão não é aplicável. De acordo com a metodologia somente atividades de projetos geotérmicos e termossolares devem considerar esta fonte de emissão.

Emissões de gases não-condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas ($PE_{GP,y} = 0$)

O cálculo desta fonte de emissão não é aplicável. Esta fonte de emissões é considerada somente para atividades de projetos geotérmicos.

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

Novos projetos de centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios devem considerar as emissões de CH4 e CO2 dos reservatórios, estimadas como a seguir:

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

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \times TEG_y}{1000}$$

Equação 6

Onde:

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

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

TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y (MWh).

- b)** Se a densidade de potência (PD) do projeto for maior que 10 W/m^2 , $PE_y = 0$.

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

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

Equação 7

Onde:

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

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W).

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

A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2).

A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Esta é uma atividade do projeto nova e, portanto, o valor dos parâmetros Cap_{BL} e A_{BL} é igual a zero (0).

A área do reservatório (A_{PJ}) da atividade do projeto é $16,06 \text{ km}^2$ e a capacidade instalada da central hidrelétrica (Cap_{PJ}) é igual a 140 MW .

A EOD verificou o cálculo das Emissões do Projeto e como a Densidade de Potência (W/m^2) da atividade do projeto tem um valor de $8,72 \text{ W/m}^2$, a opção (a) acima foi corretamente aplicada pelo PP.

Emissão das fugas

De acordo com a metodologia aplicada, ACM0002 versão 10: “*não são consideradas emissões por fugas. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas*”

O PP declarou a sentença acima na seção correta do DCP versão 04 e a EOD confirmou que ela é aplicável ao projeto.

Cálculo direto das emissões

De acordo com a metodologia aplicada, ACM0002 versão 10:

Reduções de emissões

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 8

Onde:

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

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

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

As fórmulas de Reduções de Emissões apresentadas acima e as fórmulas/dados das quais elas dependem, foram corretamente aplicadas pelo PP, como foi verificado. Além disso, o fator de emissão (FE) será calculado *ex-post* como a metodologia afirma que deve ser feito.

As escolhas que o PP fez ao longo do desenvolvimento e cálculo das emissões da linha de base, emissões do projeto, fugas e reduções de emissões estavam de acordo com a metodologia e com a atividade do projeto e elas foram correta e adequadamente justificadas. Todas as incertezas na atividade do projeto foram abordadas e não representam impacto no cálculo, por causa da calibração dos equipamentos e do uso de dados oficiais no cálculo *ex-post*.

4.7.2 Dados e parâmetros usados ex-ante

Todos os dados fornecidos foram cruzados com a metodologia, ferramentas e suas fontes para assegurar a conformidade com a ACM0002 versão 10.

Os dados mais importantes para a atividade do projeto são:

- o fator de emissão da rede brasileira ($EF_{grid,CM,y}$) é um dado oficial da AND;
- as emissões dos reservatórios de água das centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$) são um valor padrão da metodologia;

Outros valores, como o fator de carga da CH, foram aplicados com base em evidências confiáveis (ANEEL).

A capacidade instalada e a energia assegurada estão descritos na seção A.4.2. A energia assegurada da planta é igual a 80,2 MW_{média}/ano, como definido pelo Ministério de Minas e Energia e descrito no contrato de concessão pública (ref. 7).

O fator de carga ex-ante da planta é definido como sendo a relação entre a energia assegurada e a capacidade total da planta, e é de 0,57. O fator de carga da planta é específico para a hidrelétrica de Baguari, aprovado pelo Ministério das Minas e Energia e claramente atende às exigências especificadas no EB48 Anexo 11 (Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas)

Todos os parâmetros acima sofreram verificação cruzada pela EOD para comprovar a sua veracidade e confiabilidade para calcular as REs da atividade do projeto. Todos os valores usados no DCP foram considerados razoáveis no contexto da atividade do projeto de MDL proposta.

Os únicos 2 parâmetros envolvidos na atividade do projeto, que não serão monitorados, estão expressos na seção B.5.2, Anexo A.2, como:

GWP_{CH_4} = Potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso relevante (tCO₂e/tCH₄), este valor é 21 (fonte IPCC)

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

A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Considerando que esta é uma atividade do projeto nova, os valores dos 2 últimos parâmetros apresentados acima foram mencionados corretamente como sendo 0 (zero).

4.7.3 Cálculo das reduções de emissões

Durante a análise feita no escritório, a planilha contendo o cálculo das REs não estava disponível para que a EOD pudesse fazer a avaliação necessária e a **SE 18** foi levantada para que o PP fornecesse a planilha.

Para encerrar a SE 18, o PP forneceu a planilha chamada "UHEBaguari_CERs calculation_v.3-English" (Ref.11), que a EOD avaliou para verificar sua exatidão e conservadorismo.

Foi possível concluir que: a metodologia ACM0002 (Ref.2) foi aplicada corretamente para determinar as reduções de emissões, incluindo as escolhas que a metodologia e a ferramenta para calcular o FE (Ref.4) permitem que o PP faça. A **SE 18** foi encerrada.

Em razão da alteração na data de início do período de obtenção de créditos, a planilha mencionada acima foi atualizada para sua versão 4 (Ref.11) e avaliada novamente pela EOD para verificar sua exatidão e conservadorismo. Foi verificado que a planilha (Ref.11) foi atualizada corretamente pelo PP.

A projeção de REs baseia-se nos mesmos procedimentos usados no monitoramento posterior, com exceção dos valores "ex-post" de FE (fator de emissão da rede) e EG (energia gerada). O cálculo de RE foi replicado usando as fórmulas da metodologia ACM0002 versão 10 (Ref.2), aplicada pelo PP e a planilha de REs (Ref.11) e foi confirmado como correto.

Veja as seções B.1.1 e B.5.1 a B.5.6, Anexo A.2, para obter informações mais detalhadas sobre as equações e as abordagens aplicadas na atividade do projeto.

4.7.4 Reduções de emissões

Foi possível verificar que o PP aplicou corretamente a tabela de REs nas seções A.4.4 e B.6.4 do DCP versão 06 (Ref. 1). O projeto inicia em 1 de janeiro de 2010, assim como a data de início do primeiro período de obtenção de créditos, que é de 7 anos (renovável). As reduções de emissões totais do projeto estão estimadas em 450.613 tCO₂e durante um período de obtenção de créditos de 7 anos, com média de 64.373 tCO₂e ao ano para o período de obtenção de créditos de 01 de janeiro de 2010 a 31 de dezembro de 2016.

4.8 Aplicação da metodologia de monitoramento e do plano de monitoramento

A metodologia de monitoramento aplicada na atividade do projeto, que se baseou na ACM0002 v.10 (Ref. 2), apresenta 3 opções para calcular as emissões da linha de base e a escolha correta (a) foi aplicada (veja a seção B.5.1). Além disso, a ferramenta (Ref. 4) aplicou a mesma escolha usada pela AND brasileira para calcular o Fator de Emissão da rede (FE). Para calcular as emissões do projeto, as emissões dos reservatórios de água das centrais hidrelétricas ($PE_{HP,i}$) foram calculadas em razão da densidade de potência da UHE Baguari ser 8,72 W/ m^2 , um valor entre 4 W/ m^2 e 10 W/ m^2 (veja a seção B.5.2 – Anexo A.2). As fugas não são aplicáveis à atividade do projeto (veja a seção B.5.3 – Anexo A.2).

O PP iniciou a seção B.7.1, Dados e parâmetros monitorados, afirmando que "Os dados monitorados e necessários para verificação e emissão serão guardados por dois anos após o término do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer depois". A EOD cruzou essas informações com a ACM0002 versões 06 a 10 e elas estão de acordo com a metodologia aplicada.

Os dados e parâmetros disponíveis na validação (A_{BL} , Cap_{BL} e GWP_{CH4}) não serão monitorados durante o período de obtenção de créditos, mencionado na seção B.6.2 do DCP versão 06, e são aplicados de acordo com a ACM0002 v.10 e estão consistentes ao longo do DCP incluindo suas fontes e cálculos.

O plano de monitoramento da atividade do projeto, descrito na seção B.7.2 do DCP versão 06, está de acordo com a metodologia aplicada ACM0002 v.10 (Ref. 2) e todos os parâmetros foram identificados corretamente na seção B.7.1 do DCP versão 06.

A coleta e o arquivamento dos dados também foram descritos, para cada parâmetro monitorado, e atendem às exigências da metodologia. Os parâmetros que precisam ser monitorados são:

- **$EG_{PJ,y}$** = 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);

A medição deste parâmetro será realizada pelos medidores de energia instalados na subestação. Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados no Anexo 4 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Medidos a cada 15 minutos e consolidados mensalmente. A geração de eletricidade pela planta conforme publicado pela *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)* será usada para confirmar as informações do participante do projeto.

- **$EF_{grid,CM,y}$** = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*” (tCO₂/MWh).

A opção selecionada para calcular a margem de operação feita pela AND brasileira foi a análise de despacho que não permite o uso do cálculo *ex-ante* do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente aplicando os números fornecidos pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos pela “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”.

- **TEG_y** = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y (MWh).

Eletricidade total produzida pela atividade do projeto. Verificado duas vezes pelo controle interno. Medição horária e registro mensal. Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados no DCP seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal).

- **Cap_{PJ}** = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W).

Modificações da capacidade instalada da planta devem ser feitas pelo fabricante do equipamento e se isso for feito, a descrição na tag do equipamento será atualizada. No Brasil a capacidade instalada da central hidrelétrica é determinada e autorizada pela agência reguladora competente e é disponível publicamente.

- **A_{PJ}** = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²).

Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc. A área do reservatório pode ser determinada dependendo do nível do reservatório. As centrais hidrelétricas despachadas pelo ONS têm que monitorar seu nível de reservatório. No Brasil, cada modificação nas centrais hidrelétricas tem que ser autorizada e disponibilizada ao público pela agência reguladora.

A EOD analisou todos os parâmetros monitorados, citados acima, levando em consideração o conteúdo de cada uma das linhas de cada tabela de dados/parâmetros aplicados pela ACM0002 v.10, na seção B.7.1 do DCP versão 6:

- a unidade do dado,
- a descrição,
- a fonte do dado a ser usada,
- o Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5,
- a Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados,
- Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados,

- Comentário.

A conclusão foi que eles satisfazem as exigências da metodologia e estão suficientemente descritos para garantir uma medição correta. Os indicadores de GEE, que são os parâmetros disponíveis e os parâmetros monitorados, foram aplicados de acordo com a metodologia ACM0002 versão 10 e a ferramenta do FE (Ref. 4) (veja as seções B.5, B.9 e B.10.1 – Anexo A.2).

Os principais indicadores dos GEEs do projeto foram identificados pela EOD como sendo os parâmetros $EG_{PJ,y}$, TEG_y (medidos por medidores de energia calibrados) e $EF_{grid,CM,y}$ (publicados pela AND brasileira).

A versão 06 do DCP contém procedimentos de CQ/GQ para os dados aplicados no cálculo de RE, mas a EOD entende que não são suficientes para garantir a confiabilidade dos dados. Durante o processo de validação, o PP não apresentou um procedimento de monitoramento para evidenciar a confiabilidade do monitoramento, a EOD entende que ele é necessário e a **SAF 20** foi levantada.

A medição dos dados necessários seguirá as normas de calibração nacionais exigidas pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) e o fator de emissão será fornecido anualmente pela AND brasileira.

Não existe evidência da possível ocorrência de conflitos de interesse na estimativa das reduções de emissões em razão da implementação de um sistema de controle para medir a eletricidade gerada pela planta e fazer a compilação dos dados coletados.

Como o PP afirmou na seção B.7.2 do DCP versão 06: “O Consórcio UHE Baguari também será responsável pela manutenção do monitoramento dos equipamentos, pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes de dados de monitoramento, pela análise dos resultados/dados relatados, por auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com exigências operacionais e pelas ações corretivas. Ela é também responsável ainda pelo gerenciamento do projeto, assim como pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios.”

Com base na afirmação acima, a EOD conclui que a autoridade e a responsabilidade pelo gerenciamento do projeto pertencem ao PP “Consórcio UHE Baguari”, assim como a autoridade e a responsabilidade pelo registro, monitoramento, medição e emissão de relatórios.

O plano de monitoramento será implementado pelo PP sem nenhuma dificuldade devido ao fato de que os principais parâmetros da atividade do projeto (EG e TEG) seriam monitorados com ou sem a atividade do projeto de MDL. Outro parâmetro importante, o FE, é calculado e publicado pela AND brasileira e é confiável para os fins das atividades de MDL.

O PP afirma na seção B.8 do DCP versões 01 a 08 que a linha de base foi concluída em 30 de julho de 2007. A linha de tempo analisada está consistente porque a versão 01 do DCP apresenta a data de 31 de outubro de 2007 e foi publicada pela primeira vez em 2 de novembro de 2007.

O Anexo 03 do DCP versão 05 contém informações adicionais sobre o sistema elétrico interligado brasileiro, que compreende as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-oeste). A AND brasileira determinou isso através da sua Resolução no. 8 com data de 26 maio de 2008 (Ref. 44) <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/3881.html>

4.9 Duração da atividade do projeto e período de obtenção de créditos

A data de início da atividade do projeto era 15 de agosto de 2006, que é a data em que o contrato de concessão para explorar por 35 anos o potencial hidráulico do Rio Doce foi assinado entre o PP e o Governo Brasileiro (Ref.7).

A vida útil operacional da atividade do projeto declarada pelo cliente, 34 anos, foi aceita pela EOD como semelhante ao período de concessão recebido pelo PP para explorar o potencial hidráulico do Rio (35 anos), devido ao fato de não haver casos históricos, no Brasil, de projetos que pararam de operar antes do final da concessão, e algumas vezes a concessão é renovada aplicando-se apenas o retrofitting ou a substituição dos equipamentos principais.

A vida útil operacional excedeu o primeiro período de obtenção de créditos da atividade do projeto, que é de 7 anos (renovável).

Com base na EB49 Anexo 22, a data de início do projeto indica que ele é uma atividade do projeto existente.

4.10 Impactos ambientais

No Brasil, para que qualquer projeto inicie e eventualmente se torne operante, o projeto deve obter três licenças ambientais da agência ambiental do estado e cada uma não pode ser obtida antes da licença anterior:

- Licença Ambiental Preliminar (LAP)
- Licença Ambiental de Instalação (LAI)
- Licença Ambiental de Operação (LAO)

Os aspectos ambientais da atividade do projeto, incluindo a documentação pertinente (Ref. 35) tal como o PCA (Plano de Controle Ambiental) e o EIA (Estudo de Impacto Ambiental), foram analisados pela Agência Ambiental quando ela emitiu as licenças. A EOD verificou a Licença Ambiental Preliminar (LAP) nº 156 (Ref.9a), datada de 29/10/2004, a Licença de Instalação (LAI) nº 173 (Ref.9b), datada de 15/12/2006, emitidas pela FEAM (Agência Ambiental Estadual), o Protocolo para emissão da Licença Operacional (Ref.9c) e a Licença Operacional (LAO) nº 230455/2009 (Ref.9d), datada de 05/06/2009. Todas as licenças apresentadas pelo PP foram consideradas confiáveis e apresentam conformidade com a legislação.

O PP forneceu o EIA e o PCA (Ref.35), abrangendo todos os aspectos pertinentes que se relacionam, direta ou indiretamente, aos impactos da atividade do projeto, e a EOD fez uma verificação cruzada deles com fontes externas, confirmando a sua confiabilidade. Os impactos ambientais identificados em tais estudos foram tratados nos planos ambientais, e as condições foram definidas pela Agência do Meio Ambiente, que é o órgão governamental responsável por verificar os impactos e a implementação dos planos durante a validade das licenças.

4.11 Comentários dos atores locais

De acordo com a Resolução nº 7 da AND, de 5 de março de 2008 (Ref.44b) (art.3, 2º para., item IV): Associações Comunitárias cujos propósitos estão direta ou indiretamente relacionados à atividade do projeto devem receber cartas convite para comentários.

O PP enviou convites à Escola Municipal Ramiro de Souza Monteiro (escola municipal) na cidade de Alpercata, Escola Municipal Alda Fernandes Goveia (escola municipal) na cidade de Fernandes Tourinho, Escola Municipal Jair Fernandes de Melo (escola municipal) na cidade de Iapu, Escola Municipal Waldemiro Barrei (escola municipal) em Periquito e Escola Estadual José Severino (escola estadual) em Sobralia.

Uma escola não pode ser considerada uma Associação Comunitária nem uma parte interessada na atividade do projeto. Não há evidências de que o PP enviou convites para comentários às associações comunitárias, com propósitos relacionados, direta e indiretamente, à atividade do projeto. A **SAC 13** foi levantada.

Para encerrar a SAC 13, o PP enviou cartas a outras associações comunitárias locais das cidades afetadas pela atividade do projeto em 20 de fevereiro de 2009 (Ref.38). Nenhum comentário foi recebido deles.

Cópias das cartas e o recibo de confirmação foram fornecidos à EOD e foram verificados quanto à autenticidade dos recibos (ARs) (Ref.26). E as cartas (Ref.38), que foram enviadas às Associações Comunitárias na área da atividade do projeto, estavam de acordo com a resolução nº 7 da AND brasileira (Ref.44b) e a **SAC 13** foi encerrada.

As cartas-convite foram enviadas para:

- Associações comunitárias de todos os municípios envolvidos na atividade do projeto;
 - Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Governador Valadares e Região, incluindo Alpercata (Ref.38a);
 - Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Fernandes Tourinho (Ref.38b);

- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Iapu (Ref.38c);
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Periquito (Ref.38d);
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Sobralia (Ref.38e);
- Prefeituras de todos os municípios envolvidos na atividade do projeto;
- Secretaria de Meio Ambiente de todos os municípios envolvidos na atividade do projeto;
- Câmara Municipal de todos os municípios envolvidos na atividade do projeto;
- Ministério Público Estadual e Federal;
- Agência Ambiental Estadual (FEAM);
- Fórum Brasileiro de ONGs.

Ao fazer uma verificação cruzada do processo de consulta pública local realizado pelo PP, com relação à resolução /44b/ que estabelece como ele deve ser feito, a EOD concluiu que ele satisfaz as exigências.

A EOD analisou as cartas enviadas aos atores locais e o meio usado para solicitar comentários dos atores locais obedeceu à resolução nº 7 da AND brasileira (Ref. 44b), que afirma no Art.3, Parágrafo 5º, itens I a III, que a carta para os atores locais deve informar:

- o nome e o tipo de atividade desenvolvida no âmbito do MDL;
- o endereço do website com a última versão disponível do DCP no idioma local (português) e a descrição de como a atividade do projeto contribui para o desenvolvimento sustentável ;
- o endereço formal dos atores sem nenhum acesso à internet para a obtenção de uma versão impressa.

O PP recebeu 2 comentários dos atores locais, que foram relacionados na seção E.2 do DCP v.06:

O primeiro veio do Fórum Brasileiro de ONGs, em 18/12/2007, afirmando que eles aprovam a transparência do processo de validação do MDL e sugerem que o projeto seja avaliado pelo sistema Padrão Ouro para garantir que o desenvolvimento sustentável social seja alcançado pela atividade do projeto (Ref. 26).

O segundo veio do Ministério Público do Estado de Minas Gerais, em 12/05/2008, e solicitou uma descrição da atividade do projeto; o cronograma previsto para o seu desenvolvimento; e perguntou se a empresa possuía outros projetos similares sendo desenvolvidos na região.

Na seção E.3 do DCP versão 06, o PP levou em conta os comentários e respondeu como segue:

“Comentário 1: Os participantes do projeto consideram que as solicitações feitas pelo Governo brasileiro são suficientes para serem usadas como indicadores sustentáveis, que são atendidos por esta atividade do projeto de MDL”;

“Comentário 2: Os Participantes do Projeto responderam que o projeto consiste na construção de uma central hidrelétrica com direito a solicitar créditos de carbono porque ela é uma fonte de energia renovável que desloca energia que seria gerada por fontes de combustível fóssil; os participantes do projeto esperam que a atividade do projeto de MDL esteja registrada no final de 2009; e que nenhum dos participantes do projeto tem outros projetos similares sendo desenvolvidos na região”.

As cartas (Ref.26) enviadas aos atores locais, mencionadas acima, foram fornecidas à EOD e verificadas.

5. Comentários das Partes, Atores e ONGs

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.

5.1 Descrição de como e quando o DCP foi disponibilizado ao público

Inicialmente, o DCP deste projeto foi disponibilizado no website da SGS <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/HEVYC7QTGIZG2T6PI1U278XDMGRKHQ/view.html> e ficou aberto para comentários de 02 de novembro de 2007 até 01 de dezembro de 2007.

Pela segunda vez, o DCP deste projeto foi disponibilizado no website da SGS <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/LQVXLU4N4C7UUWLNQLT9QSC9Q9YWZY/view.html> e ficou aberto para comentários de 28 de janeiro de 09 até 26 de fevereiro de 09.

Os comentários foram solicitados através da página inicial do MDL da UNFCCC.

5.2 Compilação de todos os comentários recebidos

Número do comentário	Data de recebimento	Remetente	Comentário
0			Nenhum

5.3 Explicação sobre como os comentários recebidos foram levados em consideração

Nenhum comentário foi recebido até o término deste relatório.

6. Lista das pessoas entrevistadas

Data	Nome	Cargo	Breve descrição do assunto discutido
28 e 29 de maio de 2008	Eduardo Aguiar de Moura	Coordenador Administrativo / Financeiro	Análise de investimentos e documentação financeira relacionada à atividade do projeto
	Luciano Fernandes Santos	Analista contábil	
	Ademar de Proença Filho	Consultor	Desenvolvimento do DCP, dados do projeto, ator local
	Luis Carlos Amarilho	Diretor Presidente – UHE Baguari	Licença Ambiental, EIA, dados do projeto, monitoramento

7. Referências dos documentos

Documentos da Categoria 1 (documentos fornecidos pelo Cliente que se relacionam diretamente aos componentes de GEE do projeto ou seja, o MDL - DCP, confirmação pela Parte anfitriã da contribuição para o desenvolvimento sustentável e a aprovação por escrito da participação voluntária da autoridade nacional designada):

/1/-	1a - PDD_UHE Baguari_version 01 – publicado para consulta pública em 02/11/2007 1b - PDD_UHE Baguari_version 02 1c - PDD_UHE Baguari_version 03 – publicado para consulta pública em 29/01/2009 1d - PDD_UHE Baguari_version 04 1e - PDD_UHE Baguari_version 05 1f - PDD_UHE Baguari_version 06 (versão final)
/2/	Metodologia ACM0002_v.10
/3/	“Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” versão 05.2 (EB39 Anexo 10)
/4/	“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 01.1 (EB35 Anexo 12)
/5/	CA
/6/	MoC

Documentos da Categoria 2 (documentos de apoio usados para verificar as hipóteses do projeto e confirmar a validade das informações fornecidas nos documentos da Categoria 1 e nas entrevistas de validação):

/7/	Contrato de Concessão UHE Baguari
/8/	Planilha de investimento total
/9a/-LAP - UHE Baguari	
/9b/-LAI - UHE Baguari	
/9c/	LAO Prot-col - UHE_Baguari
/9d/-LAO - UHE Baguari	
/10/	Sistema Auxiliar UHE Baguari_2007.03.08
/11/	UHEBaguari_Cálculo de RCEs_v.4-Inglês
/12a/	Contrato de Constituição da UHE Baguari_2006.01.25
/12b/	CNPJ Ecoinv_2004.11.12
/13a/	Notas da 2ª Reunião_07.03.2006
/13b/	5ª Reunião da Comissão de Baguari_06.06.2006
/13c/	Reunião da Comissão de Baguari_14.07.2006
/13d/	Apresentação do MDL_14.07.2006
/14/	Equipamentos elétricos (especificação)_2007.02.26
/15/	Subestação (especificação)_2007.01.15
/16/	Linha de transmissão_2006.07.17
/17/	Elétrica (especificação)_2007.02.13-

/18/	Sistema de iluminação (especificação) 2007.03.09
/19/	Definição de fio d'água página 17
/20/	Especificação eletromecânica 2007.02.21
/21/	Contrato de implementação - Baguari 2007.03.26
/22/	Construção civil (especificação) 2006.12.01
/23/	Especificação da turbina 2007.03.09
/24/	Especificação do gerador 2007.03.09
/25a/	Anexo III- Proposta Comercial Consolidada 2007.02.26
/25b/	Anexo-III - Proposta Comercial Consolidada 2007.02.26
/26/	AR enviada os atores locais
/27/	Programação de implementação
/28/	Financiamento BNDES 2007.12.20
/29/	Despacho da ANEEL nº 1143 2008.03.20
/30/	25 Relatório de Progresso ANEEL 2009.01.01
/31/	UHE Baguari Cash Flow v.5
/31a/	Documentos de embasamento da análise financeira
/32/	Prática comum UHE Baguari – BIG
/33/	Rosa-L P - Energia na contramão
/34/	Decreto 2003 (PIE e APE) arquivos
/35/	PCA e EIA RIMA
/36/	Relatório do Leilão UHE e UTE 2005.12.22
/37/	Documentos de consideração do MDL
/38/	Cartas para os Atores Locais
/39/	Relatório CMPC versão 06_12
/40/	CMPC_Setor
/41/	Estimativa de custos de construção 1998
/42/	Legislação de PIE e APE 1996.09.10
/43/	Vazão Baguari
/44a/	Resolução nº 1 - AND 2003.09.11–
/44b/	Resolução nº 7 - AND 2008.03.05–
/44c/	Resolução nº 8 - AND (Rede) 2008.05.26–
/45/	Ferramenta para determinar a vida útil restante dos equipamentos (EB50 Anexo15)
/46/	Informações relacionadas a Leilões de Eletricidade (07/04/2010)

- oOo -

A.1 Anexo 1: Avaliação local

Esta lista de verificação tem o objetivo de fornecer confirmação das informações e dados do país fornecidos no Documento de Concepção do Projeto da Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica Baguari. Ela serve como uma “**verificação da realidade**” do projeto que é completada por um Avaliador Local da SGS Brasil

Questão	Resultados	Fonte/Modo de Verificação	Ações / esclarecimentos / informações adicionais necessários?
Confirmar a capacidade instalada informada no DCP de 140MW (existe uma descrição do projeto ou uma licença emitida pela ANEEL onde essa capacidade pode ser confirmada?).	Ela foi confirmada através da apresentação das evidências de equipamentos técnicos e do Despacho nº 1143 da ANEEL	/23 /24/ /29/	Não
Confirmar a localidade (rio, coordenadas etc.). Informar detalhes das evidências verificadas no local.	Veja a SAC 12 – Anexo A.3		SAC 12
Esclareça se a atividade do projeto é de energia hidrelétrica de fio d'água.	Veja a SE 01 – Anexo A.3		SE 01
Fornecer evidências do cronograma operacional.	A linha do tempo da implantação foi fornecida.	/21/	Não
Fornecer evidências de quem são os sócios da UHE Baguari.	As evidências sobre os sócios foram fornecidas através do “Contrato Social da UHE Baguari” que demonstra quem são os sócios do Consórcio UHE Baguari.	/12a/	Não

Questão	Resultados	Fonte/Modo de Verificação	Ações / esclarecimentos / informações adicionais necessários?
Verificar o contrato entre a UHE Baguari e a Ecoinvest, evidenciando que a Ecoinvest é participante do projeto.	Foi verificado e está de acordo com o DCP versão 01.	/12b/ /37/	Não
Verificar e registrar os equipamentos instalados na planta. Pedir cópia do certificado de calibração do medidor de energia.	Durante a visita ao local realizada em 28 de maio de 2008, foi observado que a planta está em construção. A infraestrutura estava sendo implementada e os equipamentos ainda não estavam instalados. Para confirmar os detalhes dos equipamentos, o PP forneceu os contratos de compra dos equipamentos: - Turbinas tipo Bulb Klapan (4 x 35,90MW) (Ref.23). - Gerador tipo Bulb (4x 39,04 MVA), 128.57rpm - Medidores de energia Faixa de erro: < 1% de acordo com a Norma Nacional NBR 14519	/14 – 18/ /20 – 24/	Não
Pedir evidência da energia garantida e do fator de capacidade de 0,57. Como foi obtido o valor de 702.552MW/h (DCP, página 25).	A estimativa da geração de eletricidade foi obtida da: Energia garantida estabelecida pela ANEEL (Ref. 30 página 17) de 80,2MW. Capacidade instalada de 140MW (Ref.29) Fator de capacidade = 80,2MW/140MW = 0.57 Geração de energia = capacidade instalada * fator de capacidade * 24 horas * dias de operação (365 dias)	/29/ /30/	Não

Questão	Resultados	Fonte/Modo de Verificação	Ações / esclarecimentos / informações adicionais necessários?
Confirmar a área do reservatório de 16,06Km ² e a sua densidade de potência de 8,72W/m ² .	De acordo com o despacho da ANEEL nº 1.143 emitido em 20 de março de 2008, a área do reservatório foi definida como sendo 14,16 Km² (Ref. 29), no entanto, esse parâmetro está constantemente sendo atualizado, pois ele está em construção. O relatório mais recente enviado à ANEEL nº01/09 – Relatório de progresso – Consórcio UHE Baguari Ref. 30 – página 16 determina que a área do reservatório é de 16,06 Km². A densidade de potência foi calculada (Ref. 31) conforme a ACM0002, versão 8: PD = capacidade instalada da planta / área do reservatório PD = 140MW/16,06Km² = 8,72W/m² Como a densidade de potência é maior que 4W/m² e menor ou igual a 10W/m², a emissão do projeto deve ser levada em conta.	/29/ /30/ /31/	Não

A.2 Anexo 2: Lista de verificação da validação

Tabela 1 Exigências de participação para atividades de projeto de mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) (Ref. DCP, Cartas de Aprovação e website da UNFCCC)

Exigência	Referência	Comentários	Conclusão/SA Cs/ SEs
1. Todas as Partes envolvidas aprovaram a atividade do projeto 1.1. Verificar se a AND de cada Parte envolvida na atividade do projeto de MDL proposta na seção A.3 do DCP forneceu uma carta de aprovação que confirme que 1.1.1. O país é signatário do Protocolo de Quioto 1.1.2. A participação é voluntária 1.1.3. A parte anfitriã confirmando que a atividade do projeto de MDL proposta contribui para o desenvolvimento sustentável do país, Parte não incluída no Anexo 1, deverá enviar uma carta de aprovação 1.1.4. Faz referência ao título preciso da atividade do projeto de MDL proposta no DCP sendo enviado para registro	Anexo 3, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Manual de Validação e Verificação, Versão 01 (doravante referenciado como MVV) - 49a-d /54a-b/125 Parágrafo 37 Modalidades e procedimentos do MDL	O Brasil está listado como Parte não incluída no Anexo 1. O Brasil ratificou o protocolo em 23 de agosto de 2003 e tem permissão para participar de projetos de MDL. http://maindb.unfccc.int/public/country.pl?country=BR – Brasil Não existe carta de aprovação da AND do Brasil nesta fase (logo após o envio do relatório de validação).	Pendente

2. Indique os participantes do projeto listados do DCP e verifique com quais destes participantes do projeto a SGS tem um contrato para a validação do projeto	Parág. 37 M & P do MDL Parág. 7 EB 50 Anexo 48	Participantes do projeto listados no DCP, versão: - Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. - Consórcio UHE Baguari O contrato foi assinado com a Ecoinvest Carbon Brasil Ltda, que é a mesma empresa que a Ecopart (o nome mudou, mas a empresa continua a mesma).	S
2.1 Se o(s) participante(s) do projeto listado(s) no DCP publicado para comentário público internacional não estiver(em) incluído(s) no DCP enviado com a solicitação para de registro, deve ser obtida uma carta do(s) participante(s) do projeto confirmando a saída voluntária da atividade do projeto proposta.	EB 30 Parág. 41. EB50 Anexo 48 Parág. 8	Os participantes do projeto listados no DCP publicado para comentário público internacional são os mesmos no DCP que será enviado com a solicitação de registro. O nome da Ecoinvest Carbon Brasil Ltda mudou para Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda, mas a empresa é a mesma.	S
Confirmar ao enviar uma solicitação de registro – todos os participantes do projeto com relações contratuais ainda estão listados no DCP.	EB50 Anexo 48 Parág. 7-9	CA pendente e solicitação de registro	Pendente
Participantes do projeto que estão listados no DCP (enviado para consulta pública internacional), mas que não tem uma relação contratual com a SGS para a validação da atividade podem ser retirados do DCP que foi enviado para registro	EB50 Anexo 48 Parág. 7-9	Não se aplica.	S
A SGS pode reiniciar a atividade de validação durante o contrato novo ou revisado com um conjunto diferente de participantes do projeto; a. Indicando que o primeiro contrato de validação foi rescindido e; b. Republicando o DCP ou DCP revisado para a consulta pública internacional.	EB50 Anexo 48 Parág. 7-9 (Se aplicável)	Não se aplica.	S
A carta/cartas de aprovação são incondicionais com relação a 1.1.1 a 1.1.4 acima	MVV Parág. 49/54	CA pendente.	Pendente

3. Se o(s) participante(s) do projeto listado(s) no DCP publicado para comentário público internacional não estiver(em) incluído(s) no DCP enviado com a solicitação para de registro, deve ser obtida uma carta do(s) participante(s) do projeto confirmando a saída voluntária da atividade do projeto proposta.	EB 30 Parág. 41.	Nenhuma carta de saída é necessária porque os PPs continuam sendo os mesmos.	Sim
4. A carta/cartas de aprovação são incondicionais com relação a 1.1.1 a 1.1.4 acima	MVV Parág. 49/54	A CA está pendente.	Pendente
5. O projeto deve assistir as Partes não incluídas no Anexo I no sentido de alcançar o desenvolvimento sustentável e deve ter obtido confirmação do respectivo país anfitrião, sendo que a participação deve ser voluntária	MVV Parág. 54 Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §29 e §30 Protocolo de Quioto Art.12.2, Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §40a	Nenhuma Parte incluída no Anexo 1 está envolvida neste projeto neste estágio.	Sim
6. Partes, atores e ONGs credenciados pela UNFCCC deverão ser convidados a comentar as exigências de validação durante um mínimo de 30 dias, e o documento de concepção do projeto e os comentários disponibilizados ao público	MVV Parág. 128 Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL, §40	DCP disponível para o público: 02 de novembro de 07 a 01 de dezembro de 07 http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/HEV/YC7QTGIZG2T6PI1U278XDMGRKHQ/view.html DCP disponível para o público: 28 de janeiro de 09 a 26 de fevereiro de 09 http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/LQV/XLU4N4C7UUWLNQLT9QSC9Q9YWZY/view.html Nenhum comentário foi recebido.	Sim



7. O documento de concepção do projeto está de acordo com as exigências aplicáveis do MDL para completar DCPs.	MVV Parág. 57 Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL, Apêndice B, Decisões do CE	Sim, está de acordo com o modelo MDL-DCP (versão 3) em vigor desde 28 de julho de 2006.	Sim
--	--	--	-----

Tabela 2 DCP

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
Descrição geral da atividade do projeto				
A.1. Título do projeto				
A.1.1. O título usado para o projeto permite ao leitor identificar claramente a atividade de MDL única?	MVV Parág. 56 DCP A.1	AD	Sim, o título “Atividade do Projeto de MDL da Central Hidrelétrica Baguari” identifica claramente a atividade do projeto de MDL específica.	Sim
A.1.2. Existe indicação de um número de revisão e da data da revisão?	MVV Parág. 56 DCP A.1	AD	Validação do estudo feito no escritório: DCP versão número 01, datada de 31/10/2007 Na validação final: DCP versão número 06, datada de 22/09/2009.	Sim
A.2. Descrição geral da atividade do projeto				
A.2.1. A descrição da atividade do projeto de MDL proposta conforme contida no DCP abrange suficientemente todos os elementos relevantes de forma exata?	MVV Parág. 59 DCP seção A.2 veja também A.4, A.4.3 e B.3 /29/	AD	A atividade do projeto é uma central hidrelétrica de fio d'água com capacidade instalada total de 140 MW, localizada nas cidades de Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares, Periquito, Iapu e Alpercata, Estado de Minas Gerais, Região Sudeste do Brasil. O objetivo principal da atividade do projeto é ajudar o Brasil a atender à sua crescente demanda de energia e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo para a sustentabilidade ambiental, social e econômica do país. O DCP define claramente a tecnologia aplicada e afirma que a atividade do projeto reduzirá as emissões de GEE substituindo parcialmente a eletricidade gerada a combustível fóssil por fontes renováveis de energia. O PP afirmou que a atividade do projeto é uma central hidrelétrica “de fio d'água” e que, na primeira versão do DCP, não foram fornecidas evidências exatas disso porque na Referência 29, emitida pela ANEEL (<i>Agência brasileira reguladora do setor de energia</i>) em março de 2008, a área do reservatório foi citada como 14,16 km ² e, no DCP versão 01, foi citada como 16,06 km ² . A SE 01 foi levantada para esclarecer qual área estava correta e se a atividade	SE-01 Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			do projeto é uma central elétrica de fio d'água ou não. O PP apresentou então um Relatório de Progresso /30/ da ANEEL, datado de janeiro de 2009, que declara a área do reservatório como 16,06 km². Como nos dois casos a densidade de potência estaria entre 4 e 10 MW/km², o documento mais recente foi aceito. As evidências fornecidas pelo PP no DCP versão 05 sobre a definição de “fio d'água” (DCP página 6) e a comparação com a UHE Baguari foram confirmadas pela equipe de avaliação e a SE 01 foi encerrada.	
A.2.2. As informações dão ao leitor um entendimento claro da atividade de MDL proposta?	MVV Pará. 60 DCP seção A.2, A.4, A.4.3 e B.3 /1/ /14 – 18/ /20/ /23 – 24/ /29/ /30/	AD	Com relação às Diretrizes para preenchimento do DCP versão 07 seção 4.3 (EB41 Anexo 12), a descrição da atividade do projeto, na seção A.4.3 do DCP, deve incluir o cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto, uma lista dos equipamentos e sistemas que serão instalados, etc. Como no DCP versão 03 faltam informações e detalhes da tecnologia a ser empregada, a SAC 14 foi levantada. Para encerrar a SAC 14, o PP afirmou no Anexo 3 a seguir, que: “<i>Antes da implementação da atividade do projeto, nenhuma eletricidade foi gerada no local onde a planta está localizada e toda a eletricidade foi fornecida por plantas interligadas à rede. Esta informação, assim como uma lista dos equipamentos que serão usados na central hidrelétrica, foi incluída na quarta versão do DCP</i>”. Além disso, o PP forneceu a especificação dos equipamentos que serão empregados na atividade do projeto e fez alterações na respectiva seção do DCP versão 04. A EOD avaliou e fez uma verificação cruzada das informações com outra documentação fornecida pelo PP sobre a potência instalada /30/ para garantir a transparência das declarações sobre a tecnologia empregada na atividade do projeto. A SAC 14 foi encerrada. Veja o item A.2.1 para obter mais informações.	SAC 14 Sim
A.2.3. Todas as informações fornecidas estão	MVV Pará. 64 DCP seção A.2,	AD	Foi feita uma verificação cruzada entre a descrição da seção A.2 do DCP e as informações verificadas pelo Avaliador Local durante a visita ao local.	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
consistentes e de acordo com o planejamento ou situação real?	A.4, A.4.3 e B.3 /1/	VL E		Sim
A.2.4. Todas as informações fornecidas estão de acordo com os detalhes fornecidos em outros capítulos do DCP?	MVV Parág. 64 DCP seção A.2 /1/	AD	A EOD não pôde confirmar a bibliografia (DCP, versão 3 – Anexo 5) e as notas de rodapé porque não estava disponível uma referência completa. A SAC 15 foi levantada. Para encerrar a SAC 15, todas as referências mencionadas no DCP foram revisadas pelo PP para fornecer ao auditor as informações corretas. A equipe de avaliação verificou as versões 04, 05 e 06 do DCP, incluindo os links das notas de rodapé e bibliografia. Os links da bibliografia e notas de rodapé estão funcionando corretamente e a bibliografia foi avaliada. A SAC 15 foi encerrada. As informações fornecidas eram consistentes com os detalhes contidos nos capítulos seguintes do DCP, sobre a atividade do projeto proposta, que é a nova central hidrelétrica.	SAC 15 Sim
A.3. Participantes do projeto				
A.3.1. A tabela exigida para a indicação dos participantes do projeto foi aplicada corretamente?	MVV Parág. 51 DCP seção A.3 /12b/ /37/	AD	Sim. O Consórcio UHE Baguari e a Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. são os participantes do projeto no DCP versão 1. O participante do projeto Ecoinvest Carbon Brasil Ltda mudou o seu nome duas vezes durante o processo de validação, primeiro para <i>Ecoinv Global Ltda</i> e, no DCP versão 06, o nome da empresa é <i>Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda</i>. Contudo, o número de registro da empresa permaneceu inalterado (Ecoinv e Ecopart são a mesma empresa).	Sim
A.3.2. Todas as informações fornecidas estão de acordo com os detalhes fornecidos em outros capítulos do DCP (em particular no Anexo 1)?	MVV Parág. 51 DCP seção A.3 /12a - b/	AD E	As informações fornecidas sobre o PP são consistentes nas seções A.3, Anexo 1 e nas evidências fornecidas para garantir a propriedade do projeto.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
A.4. Descrição técnica da atividade do projeto				
A.4.1. As informações fornecidas no local da atividade do projeto permitem uma identificação clara do(s) local(is)? A latitude e a longitude do local estão indicadas (pontos decimais)	MVV Parág. 64 DCP seção A.4 /1/ /rdtec website/	AD	A localização do projeto descrita no DCP, versão 03, não corresponde à localização da UHE Baguari. A licença de instalação e o EIA/RIMA declaram que a atividade do projeto está localizada nas cidades de Fernando Tourinho, Governador Valadares, Periquito, Sobrália, Iapu e Alpercata, enquanto o DCP menciona as cidades de Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares e Periquito. A SE 12 foi levantada. A inconsistência de cidades foi resolvida pela presença do município de Iapu na Licença Ambiental emitida pela Agência Reguladora Estadual /9/ e no PCA e EIA RIMA /35/ fornecidos pelo PP e, portanto, as cidades citadas no DCP versão 04 foram consideradas corretas e a SE 12 foi encerrada. Após o encerramento da SE 12, a EOD verificou que a atividade do projeto está localizada entre Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares, Periquito, Iapu e Alpercata, no estado de Minas Gerais, Brasil, como declarado na seção A.4.1 do DCP, versão 04. As coordenadas geográficas estão em pontos decimais (Latitude: 19° 01' 20" S / Longitude: 42° 07' 26" O) e foram consideradas como corretamente aplicadas, no seguinte website: http://www.rdtec.com.br/.	SE 12 Sim
A.4.2. A atividade do projeto de MDL proposta envolve a alteração de instalações ou processos existentes?	MVV Parág. 64 DCP seção A.4 /7/ /9/	AD VL	Não, é uma nova central hidrelétrica.	Sim
A.4.3. Os participantes do projeto têm a propriedade ou as licenças que permitirão a implementação do projeto nesse local /nesses locais?	MVV Parág. 64 DCP seção A.4 /7/ /12a – b/	AD E	Sim, o PP possui uma concessão emitida pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil /7/ permitindo-o implementar a UHE Baguari no local designado e explorar o seu potencial hidráulico por 35 anos.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
A.4.4. A(s) categoria(s) da atividade do projeto está(rão) identificadas corretamente?	MVV Parág. 64 DCP seção A.4 /2/	AD	Sim, a atividade do projeto foi identificada na seção A.4.2 como pertencendo ao Escopo Setorial: 1 – Indústrias de energia (fontes renováveis - / não renováveis).	Sim
A.4.5. Todas as informações fornecidas estão de acordo com o planejamento ou a situação real, conforme disponibilizadas pelos participantes do projeto?	MVV Parág. 64 DCP seção A.4 /9/ /21/	AD VL E	Sim, o cronograma de implementação está de acordo com a situação real, que é a de finalizar e iniciar a operação em dezembro de 2010.	Sim
A.4.6. A tabela exigida para a indicação das reduções de emissões projetadas foi aplicada corretamente?	MVV Parág. 64 DCP seção A.4 /11/	AD	Sim, as tabelas de REs nas seções A.4.4 e B.6.4 do DCP versão 6 /1/ foram corretamente aplicadas e as reduções de emissões nelas indicadas estão consistentes com a Planilha de cálculo de REs /11/.	Sim
A.5. Financiamento público				
A.5.1. As informações fornecidas sobre financiamento público estão de acordo com a situação real ou com o planejamento, conforme apresentado pelos participantes do projeto?	DCP seção A.4.5 /7/	AD E	Não há financiamento público envolvido na atividade do projeto.	Sim
A.5.2. Todas as informações fornecidas estão de acordo com os detalhes fornecidos em outros capítulos do DCP (em particular no Anexo 2)?	DCP seção A.4.5	AD	Não há financiamento público envolvido na atividade do projeto.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
A.5.3. No caso de financiamento público das Partes incluídas no Anexo I, foi confirmado que esse financiamento não resulta em um desvio da assistência oficial ao desenvolvimento	DCP seção A.4.5	AD	Não se aplica.	Sim
Metodologia de linha de base e monitoramento				
A.6. Escolha e aplicabilidade				
A.6.1. A metodologia de linha de base foi previamente aprovada pelo Painel de Metodologia do MDL?	MVV Parág. 68 DCP seção B.1 /1/ /2/	AD	A metodologia de linha de base aplicada inicialmente foi a ACM0002, versão 06, válida a partir de 19 de maio de 2006. A metodologia de linha de base ACM0002 versão 06 perdeu a validade e a SAC 11 foi levantada, para que o PP execute as ações corretivas sobre as alterações que o DCP versão 01 teve que sofrer, para incorporar as novas ferramentas e as definições da versão 07. O DCP versão 03 foi republicado para consulta pública internacional em 28 de janeiro de 2009 por 30 (trinta) dias, com a versão 08 da ACM0002. A cronologia das atualizações que a metodologia ACM0002 sofreu é apresentada a seguir, com a linha do tempo e as principais mudanças. Versão 10 – Aprovada no EB 47, Anexo 7 28 de maio de 2009 A revisão expande a aplicabilidade da metodologia a atividades do projeto que façam retrofitting ou substituam unidades de geração de energia renovável, para restaurar a capacidade de geração de energia instalada para seu nível original ou para um nível superior. Esta revisão inclui as disposições exigidas nas seções (i) definições, (ii) identificação da linha de base e (iii) emissões da linha de base, para permitir esses tipos de atividades do projeto, assim como (iv)	SAC 11 Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			alterações editoriais, para melhorar a clareza geral da metodologia aprovada. Versão 09 – Aprovada no EB 45, Anexo 10 13 de fevereiro de 2009 Inclusão de emissões do projeto para operação de uma central de energia solar e geração de energia de reserva de todas as centrais de energia renovável. Versão 08 – Aprovada no EB 44, Anexo 12 28 de novembro de 2008 Incorporar alterações na equação 9 das emissões da linha de base para levar em consideração os casos onde a expansão da capacidade existente da planta ocorre quando uma unidade de geração de energia adicional é instalada na atividade do projeto de MDL. Versão 07 – Aprovada no EB 36, Anexo 11 30 de novembro de 2007 • Revisão editorial geral da metodologia para colocá-la no novo formato; • Inclusão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”; • Inclusão da “Ferramenta para calcular as emissões de CO2 do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis”; • Inclusão das definições de unidade/central elétrica, capacidade instalada de geração de energia, adição de capacidade elétrica, modificação e retrofitting, geração de eletricidade líquida e sistema elétrico da rede/projeto; • Revisões editoriais das condições de aplicabilidade a esclarecer: - o Se a metodologia é aplicável apenas às adições de capacidade elétrica; - o As exigências para centrais hidrelétricas em termos de reservatório e densidade de potência; - o O período mínimo dos dados da linha de base que têm que estar disponíveis; - o Que a metodologia não se aplica a centrais elétricas a biomassa e a centrais hidrelétricas com densidade de potência inferior a 4 W/m2. • Inclusão de uma equação para calcular a densidade de potência de centrais hidrelétricas; • A exclusão dos parâmetros relacionados a emissões associadas a testes de	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			dreno no caso de centrais elétricas geotérmicas, pois esses parâmetros não foram necessários na metodologia. Versão 06 – Aprovada no EB 24, Anexo 7 19 de maio de 2006 • Revisão das condições de aplicabilidade para incluir centrais hidrelétricas com novos reservatórios que tenham densidade de potência maior que 4 W/m2 e inclusão da equação para calcular as emissões do reservatório na seção de reduções de emissões; • Revisão da seção da linha de base para permitir o cálculo ex-ante dos fatores de emissão da OM simples, OM simples ajustada e OM média; • Inclusão do esclarecimento de que a escolha entre o período de dados ex-ante e expost para o cálculo da margem de construção e da margem de operação deve ser especificado no DCP e não pode ser alterado durante o período de obtenção de créditos; • Inclusão de orientação e esclarecimentos sobre a seleção de pesos alternativos para o cálculo da margem combinada. A equipe de avaliação encerrou a SAC 11 e, embora tenha sido necessário atualizar a metodologia duas vezes (o DCP versão 06 usa a ACM0002 v.10), não houve necessidade de republicar o DCP porque as alterações na metodologia não tiveram impacto na atividade do projeto.	
A.6.2. A metodologia (inclusive as ferramentas) teve sua versão original alterada como referenciado no DCP?	MVV Parág. 69 DCP seção B (B.1-B.2) /2/ /3/	AD	Tanto a metodologia aplicada no DCP versão 01, ACM0002 (versão 06) /2/, quanto a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” /3/ (versão 03) tiveram que ser atualizadas no DCP em relação ao original devido à liberação de uma versão mais atual. SAC 11 (seção B.1.1) e a SAC 02 foi levantada. A tabela a seguir apresenta as revisões da Ferramenta /3/ durante o processo de validação da atividade do projeto:	SAC-02 Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs																		
			<table><thead><tr><th>Versão</th><th>Data</th><th>Natureza da Revisão</th></tr></thead><tbody><tr><td>05.2</td><td>26 de agosto de 2008</td><td>Atualizada com a versão 2 do anexo “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos”.</td></tr><tr><td>05.1</td><td>25 de julho de 2008</td><td>Adição da “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos” como um anexo da Ferramenta de adicionalidade.</td></tr><tr><td>05</td><td>EB 39, Anexo 10 16 de maio de 2008</td><td> • Mudanças no escopo e na aplicabilidade. • Clareza nas condições sob as quais diferentes abordagens são apresentadas no Passo 2: A análise de investimentos pode ser aplicada. • Clareza na escolha adequada do benchmark para a avaliação da adicionalidade usando a análise de benchmark. • Nota de rodapé 6 excluída. </td></tr><tr><td>04</td><td>EB 36, Anexo 16 30 de novembro de 2007</td><td>Nota de rodapé 7 revisada.</td></tr><tr><td>03</td><td>EB 29, Anexo 05 16 de fevereiro de 2007</td><td> • Removidos: Passo 0 e Passo 5 da Ferramenta e outras pequenas alterações feitas. • A ferramenta está de acordo com a ferramenta combinada. </td></tr></tbody></table> Assim que o DCP foi corrigido pelo PP com a adição da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 01) e a nova versão da ACM0002 (versão 10) /2/, e a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” /3/ (versão 05.2), a SAC 11 e SAC 02 foram encerradas.	Versão	Data	Natureza da Revisão	05.2	26 de agosto de 2008	Atualizada com a versão 2 do anexo “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos”.	05.1	25 de julho de 2008	Adição da “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos” como um anexo da Ferramenta de adicionalidade.	05	EB 39, Anexo 10 16 de maio de 2008	• Mudanças no escopo e na aplicabilidade. • Clareza nas condições sob as quais diferentes abordagens são apresentadas no Passo 2: A análise de investimentos pode ser aplicada. • Clareza na escolha adequada do benchmark para a avaliação da adicionalidade usando a análise de benchmark. • Nota de rodapé 6 excluída.	04	EB 36, Anexo 16 30 de novembro de 2007	Nota de rodapé 7 revisada.	03	EB 29, Anexo 05 16 de fevereiro de 2007	• Removidos: Passo 0 e Passo 5 da Ferramenta e outras pequenas alterações feitas. • A ferramenta está de acordo com a ferramenta combinada.	
Versão	Data	Natureza da Revisão																				
05.2	26 de agosto de 2008	Atualizada com a versão 2 do anexo “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos”.																				
05.1	25 de julho de 2008	Adição da “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos” como um anexo da Ferramenta de adicionalidade.																				
05	EB 39, Anexo 10 16 de maio de 2008	• Mudanças no escopo e na aplicabilidade. • Clareza nas condições sob as quais diferentes abordagens são apresentadas no Passo 2: A análise de investimentos pode ser aplicada. • Clareza na escolha adequada do benchmark para a avaliação da adicionalidade usando a análise de benchmark. • Nota de rodapé 6 excluída.																				
04	EB 36, Anexo 16 30 de novembro de 2007	Nota de rodapé 7 revisada.																				
03	EB 29, Anexo 05 16 de fevereiro de 2007	• Removidos: Passo 0 e Passo 5 da Ferramenta e outras pequenas alterações feitas. • A ferramenta está de acordo com a ferramenta combinada.																				

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
A.6.3. A metodologia aprovada selecionada é aplicável à atividade do projeto no DCP?	MVV Parág.75/66a /68/73 DCP (B.1-B.2) /2/ /7/ /30/	AD VL E	Sim, a metodologia aplicada (ACM0002) é aplicável e foi corretamente aplicada na atividade do projeto, que é uma central hidrelétrica interligada à rede brasileira. Verificou-se que a atividade do projeto consiste em “uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável tinha funcionado antes da implementação da atividade do projeto (totalmente novo)” (caso a). Além disso, a UHE Baguari é uma central hidrelétrica nova com densidade de potência maior que 4 W/m ² . A aplicabilidade do caso a, citado acima, foi cruzada durante a visita ao local e a densidade de potência foi calculada, e confirmada como maior que 4 W/m ² (8,72 W/m ²), com base nas evidências fornecidas pelo PP.	Sim
A.6.4. A discussão no DCP está de acordo com todos os critérios de aplicabilidade da metodologia aplicada?	MVV 75/66b/68 DCP (B.1-B.2) /2/	AD	Sim, consulte a Seção B.1.3.	Sim.
A.7. Limite do projeto				
A.7.1. Todas as fontes de emissão e gases relacionados ao cenário da linha de base, ao cenário do projeto e às fugas estão claramente identificados e descritos de maneira completa e transparente? Existem informações sobre as emissões de GEE no limite da atividade do projeto de MDL proposta como resultado da	MVV P.79/76 /67a DCP seção B.3 /2/ /23/ /24/ /29/ /30/	AD VL	Sim, todas as emissões relativas à atividade do projeto estão claramente identificadas e são: • Linha de base: Emissões de CO₂ da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto. • Atividade do projeto: Emissões de CH₄ do reservatório são contabilizadas como emissões do projeto, pois a densidade de potência da planta está entre 4 e 10 W/m². Através dos equipamentos /23, 24/ e de outra documentação do projeto /29, 30/, foi verificado que a CH tem uma capacidade de 140 MW e 16,06 km ² de área do reservatório. Como a densidade de potência é 8,72 W/m ² , a atividade do projeto tem que levar em consideração as emissões de CH ₄ da decomposição no	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
implementação da atividade do projeto de MDL, das quais se espera mais de 1% da contribuição na média anual das reduções de emissões gerais esperadas, que não são abordadas pela metodologia aplicada.			reservatório (veja a SE 01 - Anexo A.3). Nenhuma fuga é esperada.	
A.7.2. No caso de projetos de eletricidade interligados à rede: A rede relevante está corretamente identificada de acordo com a ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (quando for o caso) e a metodologia subjacente?	MVV Parág. 79 DCP seção B.3 EB 50 Anexo 14 /2/ /4/	AD	Sim, a eletricidade gerada pela atividade do projeto substituirá a eletricidade de combustível fóssil da rede interligada brasileira como definido em 26 de maio de 2008 pela Resolução nº 8 da Autoridade Nacional Designada brasileira que definiu a Rede Interligada Brasileira como um sistema único compreendendo as cinco macro regiões do país (http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf) e está de acordo com a metodologia ACM0002, versão 10, aplicada. Além disso, a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 01.1) (http://cdm.unfccc.int/Reference/tools/index.html) foi corretamente aplicada no cálculo do fator de emissão e usou dados de fontes oficiais.	Sim
A.7.3. O limite do projeto inclui o delineamento físico da atividade do projeto de MDL proposta?	MVV Parág. 78/79 DCP (B.3-A.4.3)	AD VL	Sim, isso foi verificado durante a Visita ao Local e o limite físico do projeto da atividade do projeto, bem como a sua localização geográfica.	Sim
A.7.4. Os limites geográficos do projeto e os limites do sistema do projeto (componentes e instalações usadas para mitigar os GEEs) estão claramente definidos?	MVV Parág. 76/79 DCP (A.4.3-B.3) /2/	AD	Sim, todos os componentes da atividade do projeto e os seus limites estão definidos no DCP versão 05 como: o reservatório, a usina, a subestação e a rede interligada nacional, incluindo todas os GEEs exigidos pela metodologia (Figura 3 do DCP).	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
A.8. Identificação do cenário da linha de base				
A.8.1. O DCP discute a identificação do cenário de linha de base mais provável? O DCP segue os passos exigidos pela metodologia para determinar o cenário da linha de base e a aplicação da metodologia e a discussão e determinação da linha de base escolhida são transparentes?	MVV 67b80/82/86 DCP (B.4-B.5) /2/ /3/	AD E	Em razão da necessidade de uso na metodologia ACM0002, o PP aplicou a ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 04 e depois 05.2) para demonstrar a adicionalidade na atividade do projeto. Inicialmente foi aberta uma SAC 03 para corrigir o Passo 1: Identificação das alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas, mais especificamente os Subpassos 1a e 1b, que apresentavam falta de informação para fundamentar as alternativas. A explicação dada pelo PP na Seção B.5 do DCP versão 04 estava de acordo com a Ferramenta de referência. Foi verificado que as duas únicas alternativas para a atividade do projeto atual foram identificadas pelo PP no DCP versão 4 (Subpasso 1a). Além disso, a discussão sobre a consistência com leis e regulamentos obrigatórios (Subpasso 1b) foi adequadamente conduzida e foram acrescentadas informações específicas das Agências Reguladoras do país anfitrião, portanto a SAC 03 foi encerrada.	SAC-03 Sim
A.8.2. Todas as ferramentas/procedimentos na metodologia são corretamente aplicados para identificar o cenário da linha de base mais razoável? Isso inclui todos os possíveis cenários da linha de base realistas e confiáveis na discussão, levando em conta as políticas nacionais e/ou setoriais relevantes, as tendências macroeconômicas e as	MVV Parág. 81/82/86a-d/83/84 DCP (B.4-B.5) /2/ /3/ /4/	AD	A metodologia ACM0002 versão 06 expirou durante o processo de validação e o DCP foi revisado e republicado (veja a seção B.1.1. e B.1.2 e/ou SAC 02 e SAC 11 - Anexo A.3). Após a adição das informações fornecidas pelo PP, no DCP (versão 05) na seção B.5, todas as ferramentas e procedimentos foram corretamente aplicados, incluindo as suas versões de: - a metodologia ACM0002 (versão 10), - a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 01.1), - a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (versão 5.2). O PP apresentou 2 únicas alternativas realistas à atividade do projeto e o argumento foi o fato que das duas 2 empresas que são participantes do projeto:	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
aspirações políticas?			“Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.” é uma desenvolvedora de projetos de MDL e não investe na construção e operação de Centrais Elétricas e o “Consórcio UHE Baguari” é uma Sociedade de Propósitos Específicos criada especificamente para construir e operar a UHE Baguari. Com base nas declarações acima, as únicas alternativas realísticas para a atividade do projeto, identificadas pelo PP no DCP versão 05, são: • Continuidade do cenário atual, com o fornecimento de eletricidade a partir da rede interligada brasileira. • A implementação do projeto sem os incentivos do MDL. A EOD considerou que as alternativas são confiáveis (SAC 03 seção B.3.1).	
A.8.3. A escolha da linha de base é compatível com os dados disponíveis?	MVV 86b-c/95 DCP (B.4-B.5) /2/ /4/ /44/	AD E VL	Sim, os dados disponíveis são compatíveis com a metodologia.	Sim
A.8.4. O conservadorismo é abordado na maneira de identificar a linha de base?	MVV Parág. 90 DCP (B.4-B.5) /2/ /4/	AD	Sim, o único parâmetro que precisou ser calculado foi o Fator de Emissão da rede interligada brasileira. Isso foi feito corretamente seguindo a ferramenta /4/ mencionada acima na seção B.3.2 e com dados oficiais públicos /44/.	Sim
A.8.5. A linha de base selecionada representa o cenário mais provável entre outros cenários possíveis e/ou discutidos?	MVV Parág.90/91 DCP (B.4-B.5) /2/ /3/	AD	Sim, o cenário da linha de base selecionado é, como mencionado na seção B.5, a continuação do cenário presente, com o fornecimento de eletricidade da rede interligada brasileira.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
A.8.6. Existe uma descrição verificável do cenário da linha de base? Isso inclui uma descrição da tecnologia que seria empregada e/ou das atividades que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto de MDL proposta?	MVV Parág.86e/85 DCP (B.4-B.5) /2/ /3/	AD	O cenário da linha de base é o cenário da situação real no Brasil, que é a presença de grandes centrais hidrelétricas, com densidade de potência, e o aumento das centrais termelétricas com base em gás natural, que juntas representam o maior parte da capacidade de geração de eletricidade instalada.	Sim
A.9. Adicionalidade				
A.9.1. O DCP demonstra claramente a adicionalidade usando a abordagem especificada na metodologia e seguindo todos os passos necessários?	MVV Parág.67d/95 DCP (B.1/B.4/B.5) /2/	AD	Consulte a Seção B.4.2.	Sim
A.9.2. Caso seja usada a ferramenta de adicionalidade: A "Ferramenta de Adicionalidade" usada no DCP é a versão mais recente? Se uma versão mais antiga for usada, as alterações afetam a discussão no DCP? Todos os passos são seguidos de maneira transparente?	DCP seções (B.1-B.4-B.5) /2/ /3/ /8/ /21/ /22/ /25a/ /25b/ /31/	AD VL E	A versão 01 do DCP aplicou a metodologia ACM0002 versão 06 e a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" versão 03. Na última versão do DCP (versão 06), o PP aplica a ACM0002 versão 10 e a "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" versão 05.2, que são as versões mais reais desses documentos (consulte a SAC 02 e a SAC 11 – Anexo A.3). Passo 1: Identificação de alternativas à atividade do projeto consistentes com as leis e regulamentos atuais Para obter informações mais detalhadas sobre o Passo 1, consulte a seções B.3.1 e B.3.2. PASSO 2: Análise de investimentos	SE-04 SAC-05 SE-06 SAC-07

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
	/32/		Subpasso 2a: Determinar o método de análise apropriado	SAC-09
	/34/		O método de análise de investimentos escolhido pelo PP foi a opção III, análise de benchmark.	
	/39/		Subpasso 2b: Opção III. Análise de benchmark	SAC-10
			O DCP se refere a outro indicador financeiro (Proinfa) de 14,98%, que indica o imposto de mínima atratividade para implementar um projeto de energia. O PP deve incluir a referência no DCP e fornecer evidências à EOD. A SAC 16 foi levantada.	SAC-16
			Como o indicador financeiro de 14,98% relativo ao "Proinfa" não foi necessário, ele foi excluído do DCP versão 4 e não é necessário dar nenhuma explicação sobre ele. A SAC 16 foi encerrada.	SAC-17
			O custo médio ponderado do capital (CMPC) apresentado no DCP não corresponde ao CMPC usado na atividade do projeto da UHE Baguari. O CMPC informado foi considerada em outra atividade do projeto. O PP demonstraria o CMPC usado quando for tomada a decisão de continuar com a atividade do projeto. A SAC 17 foi levantada.	SE-19
			O custo médio ponderado de capital (CMPC) é a taxa usada para descontar fluxos de caixa do negócio e leva em consideração o custo da dívida e o custo do capital próprio de um investidor típico no setor da atividade do projeto. O CMPC considera que os acionistas esperam obter retorno em relação ao risco projetado de investir recursos em uma atividade ou setor específico em um determinado país.	Sim
			O cálculo do CMPC foi feito com base em parâmetros padrão no mercado, considera as características específicas do tipo de projeto e não está vinculado à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco do desenvolvedor deste projeto específico. O CMPC calculado para o setor é de 12,41%. A SAC 17 foi encerrada (consulte a SAC 17 para obter mais detalhes).	
			Subpasso 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros	
			A SAC 19 foi levantada para fornecer a planilha do fluxo de caixa com as	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs														
			fórmulas e a fonte do dado usada. A planilha de fluxo de caixa e o cálculo do CMPC foram fornecidos com fórmulas. Com as planilhas foi possível verificar como foram calculados a TIR e o CMPC. A SE 19 foi encerrada A TIR do projeto é de 10,95%. Com essa TIR, a atividade do projeto proposta demonstra que a TIR do projeto, sem considerar as receitas de RCEs, é mais baixa que o CMPC do setor, 12,41%. Subpasso 2d: Análise de sensibilidade (somente aplicável às Opções II e III) A análise de sensibilidade foi realizada de acordo com a “Orientação sobre a avaliação da análise de investimentos” (EB 41, Anexo 45), considerando variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou das receitas totais do projeto. Foram feitas variações aumentando as receitas do projeto (venda de eletricidade), aumentando a geração de energia da planta (variação do fator de carga), reduzindo as despesas de investimento e reduzindo os custos de manutenção e operação. <table><tr><th>Projeto Baguari</th><th>TIR (%)</th><th>CMPC (%)</th></tr><tr><td>TIR original</td><td>10,95</td><td rowspan="5">12,41</td></tr><tr><td>Aumento de tarifa (+10%)</td><td>12,33</td></tr><tr><td>Aumento na geração de energia/fator de carga (+10%)</td><td>12,28</td></tr><tr><td>Redução de custo (-10%)</td><td>11,18</td></tr><tr><td>Redução do investimento (-10%)</td><td>12,16</td></tr></table>	Projeto Baguari	TIR (%)	CMPC (%)	TIR original	10,95	12,41	Aumento de tarifa (+10%)	12,33	Aumento na geração de energia/fator de carga (+10%)	12,28	Redução de custo (-10%)	11,18	Redução do investimento (-10%)	12,16	
Projeto Baguari	TIR (%)	CMPC (%)																
TIR original	10,95	12,41																
Aumento de tarifa (+10%)	12,33																	
Aumento na geração de energia/fator de carga (+10%)	12,28																	
Redução de custo (-10%)	11,18																	
Redução do investimento (-10%)	12,16																	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			PASSO 3: Análise de barreiras O Passo 3 da ferramenta não foi aplicado corretamente no DCP versão 01 e as SE 04, SAC 05, SE 06 e a SAC 07 foram levantadas. Para encerrar os resultados citados acima, o PP optou pela exclusão do Passo 3: Análise de Barreiras da seção B.5 do DCP versão 02. Como a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” versão 05.2, página 5, afirma que o PP poderia : “Ir para o Passo 2 (Análise de investimentos) ou Passo 3 (Análise de barreiras). (Os participantes do projeto também podem optar por concluir tanto o Passo 2 como o 3.)”. A equipe de avaliação aceitou a exclusão do Passo 3 do DCP versão 02 e as SE 04, SAC 05, SE 06 e a SAC 07 foram encerradas. PASSO 4: Análise da prática comum Subpasso 4a: Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta O Subpasso 4a não foi discutido no DCP versão 01 e a SAC 09 foi levantada para que o PP adicionasse as informações pertinentes. O PP fez alterações nas versões subsequentes do DCP, mas por causa de falta de informações exatas ou de inconsistência dos dados, a SAC 09 permaneceu pendente até a versão 06 do DCP, quando o PP dividiu claramente os critérios e os passos tomados para demonstrar que a atividade do projeto não era uma prática comum. Como mencionado acima, os critérios de análise no subpasso 4a do DCP versão 06 foram resumidos abaixo, como segue: v. <u>País/região</u> A abordagem do PP foi de que o Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			quilômetros quadrados e 6 regiões climáticas distintas. Essas variedades climáticas têm forte influência sobre os aspectos técnicos relacionados a projetos de energia hidrelétrica, como no estado de Minas Gerais, onde está localizada a UHE Baguari. vi. <u>Balança</u> De acordo com as normas brasileiras, centrais hidrelétricas de grande escala são definidas como plantas com capacidade instalada maior que 30 MW, como foi verificado na Portaria da ANEEL no. 652, mas por causa da grande diferença entre as CHs, somente as plantas com capacidade instalada 50% menor e 50% maior que a da atividade do projeto da UHE Baguari foram analisadas, no caso, as UHEs com capacidade instalada entre 70 e 210 MW. vii. <u>Mesmo ambiente com relação ao marco regulatório</u> Sabe-se que no Brasil até o início da década de 1990, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de eletricidade para impulsionar investimentos no setor de energia elétrica. As regras do mercado foram mudadas e novas instituições criadas como a Empresa de Pesquisa Energética e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A nova estrutura citada acima, foi aprovada pela Câmara dos Deputados e publicada em 15 de março de 2004, e no novo marco regulatório, apenas projetos para os quais o processo de decisão ocorreu após março de 2004 foram levados em conta. viii. <u>Mesmo ambiente com relação ao clima de investimentos, acesso a tecnologia e financiamento</u> Esta parte da análise da prática comum usa parte dos critérios “ I “ porque, dependendo da localização do projeto, as diferenças relacionadas aos aspectos técnicos de projetos de centrais hidrelétricas têm influência na sua implementação.	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			Essas diferenças técnicas têm influência no investimento de um projeto. Além disso, o PP afirma que “como os PPs não têm acesso às informações financeiras de projetos semelhantes, esses projetos devem ser excluídos desta análise seguindo a ferramenta de adicionalidade. No entanto, os PPs decidiram fazer sua comparação razoável para fins de análise da prática comum”. Como os critérios apresentados pelo PP consideram todos os critérios mencionados pela ferramenta de adicionalidade /3/ e a discussão deles é compatível com a realidade regional brasileira no campo da atividade do projeto, a equipe de avaliação encerrou a SAC 09. Subpasso 4b: Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo Com relação ao Subpasso 4b, não foi apresentado o cenário das opções semelhantes que estão ocorrendo no Brasil. Não foi possível confirmar no DCP versão 01 quais atividades semelhantes estavam ocorrendo em relação ao projeto Baguari. A SAC 10 foi levantada. Para encerrar a SAC 10, o PP revisou a seção B.5 da terceira versão do DCP, datada de 22/01/2009, mas não foram incluídos todos os links de referência na respectiva seção e a SAC 10 permaneceu aberta. A referência de informação exata usada no Subpasso 4a e 4b foi incluída na versão 4 do DCP, mas a EOD considerou que a abordagem usada pelo PP não atingiu a adicionalidade devido ao fato de que não foi possível avaliar se a comparação feita entre UHEs foi apropriada e a SAC 10 permaneceu aberta. O DCP versão 06 abordou a análise da prática comum regionalmente e considerou os passos apropriados da versão mais recente da ferramenta de adicionalidade /3/, que é a versão 05.2 (veja a SAC 09 para obter mais detalhes) e com base nas informações e evidências fornecidas /32/, a EOD concluiu que não há nenhuma outra UHE similar comparável à UHE Baguari construída no estado de Minas Gerais, Brasil no período de decisão anterior. Com base nas evidências fornecidas e na discussão feita na seção de prática comum do DCP versão 06, a EOD concluiu que a atividade do projeto não pode ser considerada o cenário do modo mais comum de trabalho no país e a SAC	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			10 foi encerrada.	
A.9.3. Foi feito backup de todas as informações com referências, fontes e certificação? Os dados apresentados são realistas e confiáveis, com transparência total para toda a documentação e dados disponíveis?	MVV 93/91 DCP Seção. B.5	AD E	A documentação fornecida pelo PP para sustentar a demonstração de adicionalidade foi avaliada pela EOD e é confiável de acordo com as exigências do MVV (EB44 Anexo 3). Para obter mais detalhes, consulte a “Ref. ID” da seção B.4.2. Além disso, os links contendo os dados disponíveis na Internet, que estavam relacionados à atividade do projeto, foram fornecidos e acessados para verificar sua autenticidade.	Sim
A.9.4. A discussão sobre adicionalidade e a evidência fornecida são consistentes com a data de início do projeto? Se a data de início da atividade do projeto for anterior à validação, foi discutido como o MDL foi levado em conta na decisão de continuar com a atividade do projeto?	MVV Parág. 102b DCP Seção. B.5 /7/ /9/ /13a-d/ /22/ /25a-b/ /28/ /37/	AD	De acordo com as Orientações sobre a Demonstração e Avaliação de Consideração Anterior do MDL (versão 03), publicadas no EB49 – Anexo 22, “As atividades do projeto propostas com data de início anterior a 2 de agosto de 2008 para as quais a data de início é anterior à data da publicação do DCP para consulta pública internacional precisam demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto”. Durante o estágio da análise feita no escritório, a EOD levantou a SE 08 para solicitar que o PP fornecesse evidência da consideração do MDL antes da implementação da atividade do projeto. Para encerrar a SE 08, o PP incluiu informações adicionais na seção B.5 do DCP versão 4 e forneceu evidências do que eles tinham feito ao longo da linha de tempo antes e depois da data de início da atividade do projeto. A EOD, com base na exigência acima, avaliou a atividade do projeto para assegurar que o PP considerou o MDL na tomada de decisão e as datas e ações a seguir foram cronologicamente analisadas: • 07/03/2006 – Ata de Reunião do Conselho da UHE Baguari /13a/ • 05/06/2006 – Ata de Reunião do Conselho da UHE Baguari /13b/ • 14/07/2006 – Ata da Reunião do Conselho da UHE Baguari incluindo uma apresentação das regras do MDL e dos potenciais projetos	SE-08 Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			Data em que o Conselho avaliou os incentivos do MDL para a atividade do projeto e apresentou um estudo de viabilidade da UHE Baguari /13c, d/. 15/08/2006 – Assinatura da Concessão (Data de início da atividade do projeto) Data em que o contrato de concessão para a exploração, durante 35 anos, do potencial hidráulico do Rio Doce foi assinado entre o PP e o Governo Brasileiro /7/; 15/12/2006 – Emissão da Licença Ambiental Data em que a licença de construção foi emitida pela agência ambiental do Estado de Minas Gerais (FEAM) /9/; 26/02/2007 – Pedidos dos equipamentos principais Data em que o contrato de fornecimento dos equipamentos principais foi assinado entre o PP e a empresa de construção /25 a, 25b/; 15/05/2007 – Início da construção Data em que as obras civis começaram /22/; 20/12/2007 – Contrato de empréstimo financeiro Data em que o principal acionista assinou o contrato com a instituição financeira (BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) /28/. A data de início da atividade do projeto, 15 de agosto de 2006, foi considerada correta pela EOD e foi a data de assinatura do contrato de concessão para implementar a atividade do projeto. A quebra do contrato gera multas para o PP e, portanto, sua ocorrência é muito pouco provável, como demonstrado claramente na seção C.1 do DCP versão 06. Outras ações foram tomadas antes do início da atividade do projeto e antecipando o processo de validação, e elas foram mencionadas pelo PP na	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			seção B.5 do DCP versão 06, como apresentado a seguir /37/: - Proposta comercial da Consultora Ecopart (anteriormente Ecoinvest) enviada à Neoenergia em 23 de agosto de 2006; - Contato com a EOD “Det Norske Veritas” em junho/julho de 2006; - Participação da Neoenergia em um treinamento do mercado de MDL realizado pela Fundação Educacional Charles Darwin no escritório da Neoenergia em 6 e 7 de julho de 2006. Considerando todas as evidências fornecidas pelo PP relativas à consideração anterior do MDL no processo de tomada de decisão, a EOD entende que existe uma linha de tempo concisa das ações efetivas tomadas pelo PP para implementar a atividade do projeto como MDL. A SE 08 foi encerrada.	
A.9.5. Para uma atividade do projeto existente com data de início anterior a 2 de agosto de 2008, cuja data de início é anterior à data de publicação do DCP para consulta pública internacional, as evidências reais documentadas para uma avaliação das ações continuadas e reais estão disponíveis para validação e estas evidências são autênticas?	EB 49, Anexo 22	AD E	Como a atividade do projeto era uma atividade do projeto existente, a EOD analisou a documentação relativa à consideração do MDL e concluiu que ela era autêntica e confiável. Além disso, a EOD seguiu a diretriz de avaliar as ações reais e continuadas e verificou que <i>“como existem menos de 2 anos de uma lacuna entre a evidência documentada, a EOD deve concluir que ações continuadas e reais foram tomadas para assegurar o status de MDL para a atividade do projeto”</i>. Consulte a seção B.4.4.	Sim
A.9.6. Se foi usada uma análise de investimentos, foi demonstrado que a atividade do projeto	MVV Paráq. 106, 107, 109 112a-c	AD	Uma análise de investimentos foi usada para demonstrar a adicionalidade e, como comentou o Especialista Financeiro da EOD, o projeto: Consulte a Seção B.4.2.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
proposta é menos atraente do ponto de vista financeiro ou econômico que pelo menos outra alternativa sem a receita da venda das RCEs?	DCP Seção B.5			
A.9.7. Se um benchmark for usado, haverá garantia de que ele seja selecionado de acordo com as exigências da ferramenta /metodologia e de que represente os retornos padrão do mercado (não relacionados à expectativa subjetiva de lucratividade ou ao perfil de risco de um determinado desenvolvedor de projeto).	MVV Parág. 110 DCP Seção B.5	AD	Consulte a Seção B.4.2.	Sim
A.9.8. Se foi usada uma análise de barreiras, foi mostrado que a atividade do projeto proposta enfrenta barreiras que evitam a implementação deste tipo de atividade do projeto proposta, mas não teriam evitado a implementação de pelo	MVV Parág. 114 115a-b /116 DCP Seção B.5	AD	A versão do DCP aplicou uma análise de barreiras, mas o PP modificou a demonstração de adicionalidade para usar a análise financeira e a análise de barreiras não foi aplicada. Consulte a Seção B.4.2 para obter mais detalhes.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
menos uma das alternativas?				
A.9.9. As "diretrizes para a demonstração e avaliação objetivas de barreiras" foram seguidas? Todos os passos aplicáveis foram considerados e comprovados com evidência objetiva?	CE 50 Anexo 13	AD	Não se aplica, a adicionalidade foi demonstrada através do uso da Análise Financeira.	S
A.9.10. A discussão sobre adicionalidade está consistente com a identificação de todos os possíveis cenários da linha de base realistas e confiáveis?	MVV Parág.105 DCP B.5 /3/	AD	Apenas 2 cenários alternativos foram apresentados pelo PP para a atividade do projeto proposta e a discussão entre elas foi feita corretamente pelo PP. Consulte a seção B.3.1 e B.3.2 para obter mais detalhes.	Sim
A.9.11. Os cenários da linha de base identificados contêm tecnologias e práticas que incluem produtos ou serviços comparáveis com a atividade do projeto de MDL proposta? Eles também estão sujeitos às mesmas leis e legislações aplicáveis?	MVV Parág. 105 DCP A.4.3/B.5	AD	As tecnologias aplicadas na atividade do projeto foram incluídas na seção A.4.3 do DCP versão 01 e melhoradas no DCP versão 06, devido à necessidade de explicar melhor como a Agência Reguladora brasileira (ANEEL) regula e permite a implementação de projetos de Produção de Eletricidade no Brasil. Os cenários alternativos apresentados pelo PP estavam sob as mesmas leis e regulamentos. Consulte as seções B.3.1 e B.3.2 para obter mais detalhes.	Sim
A.9.12. Foi demonstrado que o projeto não é prática comum?	MVV 119a-b DCP Seção B.5	AD	Sim, como explicado na seção B.4.2, a atividade do projeto proposta não é uma prática comum.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
A.9.13. Quais são as principais distinções entre a atividade do projeto e quaisquer projetos semelhantes que são amplamente utilizados como prática comum?	MVV 118, 119c/d DCP Seção B.5	AD	Com base na abordagem dos critérios aplicados pelo PP na seção B.5 do DCP versão 06, não existe projeto semelhante amplamente usado como prática comum no local geográfico da atividade do projeto. Consulte a Seção B.4.2 para obter mais detalhes.	Sim
A.10. Aplicação da metodologia de linha de base				
A.10.1. A metodologia aprovada foi aplicada corretamente para determinar as emissões da linha de base ?	MVV Paráq. 91d DCP Seção B (B.6.1-B.71) /2/ /4/ Website da AND brasileira	AD	A metodologia aplicada na atividade do projeto para calcular as emissões da linha de base foi a ACM0002 versão 10 seguindo a declaração “As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em razão da atividade do projeto. A metodologia considera que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por centrais elétricas interligadas à rede existentes e pela adição de novas centrais elétricas interligadas à rede. As emissões da linha de base devem ser calculadas da seguinte forma:” Emissões da linha de base $BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y}$ Equação 4 Onde: BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂/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 CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			(tCO₂/MWh). <u>Cálculo do $EG_{PJ,y}$</u> É diferente para (a) plantas totalmente novas, (b) retrofittings e substituições, e (c) adições de capacidade, como afirmado na ACM0002 versão 10, pág. 08. A atividade do projeto cai na opção (a) plantas totalmente novas, porque ela foi instalada em um local onde nenhuma geração de eletricidade ocorreu antes, e portanto o cálculo de $EG_{PJ,y}$ foi feito como segue: $EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$ Equação 5 Onde: $EG_{PJ,y}$ = 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); $EG_{facility,y}$ = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede no ano y (MWh/ano) <u>Cálculo do fator de emissão da linha de base da rede ($EF_{grid,CM,y}$)</u> É calculado usando a ferramenta metodológica “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, em sua versão mais recente. De acordo com esta ferramenta, o PP aplicou corretamente na seção B.6.1 do DCP versão 06 os seis passos a seguir para o cálculo da linha de base: PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante. PASSO 2 - Selecionar um método da margem de operação (OM).	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			PASSO 3 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado. PASSO 4 - Identificar o grupo de unidades geradoras que devem ser incluídas na margem de construção (BM). PASSO 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção. PASSO 6 - Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM). A AND brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem de operação e de construção calculado usando a opção c – OM da análise dos dados de despacho. Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no website da AND (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html) . Dessa forma, esse dado será atualizado anualmente aplicando o número publicado pela AND brasileira. Para fins de estimativa, foram usados os dados do ano mais recente disponível no website da AND. Para calcular o fator de emissão da rede interligada brasileira, PASSO 6 acima, o PP aplicou corretamente a equação 4 abaixo com seus respectivos valores. Onde os pesos w_{OM} e w_{BM}, por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$). $EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$ Equação 6 As fórmulas e os valores aplicados foram verificados pela EOD (através do website da AND) e considerados corretos, com base na abordagem da metodologia e nos dados oficiais da AND publicados para fins das atividades de MDL.	
A.10.2. A metodologia aprovada foi aplicada corretamente para determinar as	MVV Parág. 90/91d	AD	A metodologia aplicada na atividade do projeto, para calcular as emissões da linha de base, foi a ACM0002 versão 10, seguindo a declaração “Para a maioria das atividades do projeto de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. Contudo,	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
emissões da linha de base?	DCP Seção B (B.6.1-B.71) /2/		<i>algumas atividades do projeto podem envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Essas emissões devem ser consideradas emissões do projeto usando a equação a seguir:"</i> Emissões do projeto $PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$ Equação 7 Onde: PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO2e/ano); $PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto a partir do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO2/ano); $PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas decorrentes da liberação de gases não-condensáveis no ano y (tCO2e/ano); $PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO2e/ano). <u>Emissões a partir da combustão de combustíveis fósseis ($PE_{FF,y} = 0$)</u> O cálculo desta fonte de emissão não é aplicável. De acordo com a metodologia somente atividades de projetos geotérmicos e termossolares devem considerar esta fonte de emissão. <u>Emissões de gases não-condensáveis a partir da operação de centrais elétricas geotérmicas ($PE_{GP,y} = 0$)</u> O cálculo desta fonte de emissão não é aplicável. Esta fonte de emissões é considerada somente para atividades de projetos geotérmicos.	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			<u>Emissões a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)</u> Novos projetos de centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios devem considerar as emissões de CH₄ e CO₂ dos reservatórios, estimadas como a seguir: a) se a densidade de potência (PD) da central elétrica for maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m²: $PE_y = \frac{EF_{Res} \times TEG_y}{1000}$ Equação 8 Onde: PE_y = Emissão do reservatório expressa como tCO₂e/ano. EF_{Res} = é o fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios e o valor padrão conforme o CE23 é 90 kg CO₂e/MWh. TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y (MWh). b) Se a densidade de potência (PD) do projeto for maior que 10 W/m², $PE_y = 0$. A densidade de potência da atividade do projeto é calculada como a seguir: $PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$ Equação 9	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			Onde: PD = Densidade de potência da atividade do projeto, em W/m^2. Cap_{PJ} = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W). Cap_{BL} = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas, esse valor é zero. A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero. Esta é uma atividade do projeto nova e, portanto, o valor dos parâmetros Cap_{BL} e A_{BL} é igual a zero (0). A área do reservatório (A_{PJ}) da atividade do projeto é $16,06 \text{ km}^2$ e a capacidade instalada da central hidrelétrica (Cap_{PJ}) é igual a 140 MW. A EOD verificou o cálculo das Emissões do Projeto e como a Densidade de Potência ($Watts/m^2$) da atividade do projeto tem um valor de $8,72 \text{ W/m}^2$, a opção (a) acima foi corretamente aplicada pelo PP.	
A.10.3. A metodologia aprovada foi aplicada corretamente para determinar as fugas?	MVV Paráq. 91d DCP Seção B (B.6.1-B.71) /2/	AD	De acordo com a metodologia aplicada, ACM0002 versão 10: “<i>não são consideradas emissões por fugas. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas</i>”. O PP declarou a sentença acima na seção correta do DCP versão 04 e a EOD confirmou que ela é aplicável ao projeto.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
A.10.4. Quando aplicável, a metodologia aprovada foi aplicada corretamente para o cálculo direto das reduções de emissões?	MVV Parág. 88/91d DCP Seção B (B.6.1-B.71)	AD	De acordo com a metodologia aplicada, ACM0002 versão 10: Reduções de emissões $ER_y = BE_y - PE_y$ Equação 8 Onde: ER_y = Reduções de emissões no ano y (t CO ₂ e/ano); BE_y = Emissões da linha de base no ano y (t CO ₂ e/ano); PE_y = Emissões do projeto no ano y (t CO ₂ e/ano); As fórmulas de Reduções de Emissões apresentadas acima e as fórmulas/dados das quais elas dependem, foram corretamente aplicadas pelo PP, como foi verificado. Além disso, o Fator de Emissão (FE) será calculado <i>ex-post</i> como a metodologia exige.	Sim
A.10.5. Quando existe uma opção entre diferentes equações ou parâmetros, as escolhas metodológicas para o projeto foram explicadas, foram adequadamente justificadas e estão corretas?	MVV Parág. 89/90/91 DCP Seção B (B.6.1-B.71) /2/ /4/	AD	As escolhas que o PP fez ao longo do desenvolvimento e cálculo das emissões da linha de base, emissões do projeto, fugas e reduções de emissões estavam de acordo com a metodologia e com a atividade do projeto e elas foram correta e adequadamente justificadas.	Sim
A.10.6. As incertezas nas estimativas das emissões de GEE foram adequadamente abordadas na documentação?	DCP Seções B.5 /2/ /4/	AD	Todas as incertezas na atividade do projeto foram examinadas e não representam impacto no cálculo, devido à calibração dos equipamentos e o uso de dados oficiais no cálculo <i>ex-post</i> .	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
A.11. Dados e parâmetros usados ex-ante				
A.11.1. Os dados fornecidos estão de acordo com a metodologia?	MVV Parág. 91/67c DCP Seção B.6.3-B.6.4	AD	Sim, todos os dados fornecidos sofreram verificação cruzada com a metodologia, ferramentas e suas fontes para garantir conformidade com a ACM0002.	Sim
A.11.2. Todos os dados são provenientes de fontes de dados oficiais ou registros replicáveis e foram corretamente citados?	MVV Parág. 91a-b DCP Seção B.6.3/B.6.4 /2/ /4/	AD	Os dados mais importantes para a atividade do projeto são: - o fator de emissão da rede brasileira ($EF_{grid,CM,y}$) é um dado oficial da AND; - as emissões dos reservatórios d'água das centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$) é um valor padrão da metodologia; Outros valores aplicados, como o Fator de Carga da central hidrelétrica, estão baseados em evidências confiáveis. Todos os parâmetros acima sofreram verificação cruzada pela EOD para comprovar a sua veracidade e confiabilidade para calcular as REs da atividade do projeto.	Sim
A.11.3. O período dos dados da linha de base está correto?	DCP Seção B.6.3/B.6.4	AD	Sim. Consulte a seção B.5.1 para obter mais detalhes.	Sim
A.11.4. Todos os dados foram aplicados de forma adequada e correta à atividade do projeto de MDL?	MVV Parág. 91c DCP Seção B.6.3/B.6.4	AD	Todos os valores usados no DCP foram considerados razoáveis no contexto da atividade do projeto de MDL proposta. Veja a seção B.5.1, B.6.1 e B.6.2 para obter mais detalhes.	Sim
A.11.5. Os dados e parâmetros que não estão sendo monitorados e permaneceram fixos ao	MVV Parág. 90 DCP Seção B.6.3/B.6.4	AD VL	Sim. Os únicos 2 parâmetros envolvidos na atividade do projeto que não serão monitorados estão indicados na seção B.5.2 como: GWP_{CH4} = Potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso relevante (tCO_2e/tCH_4), este valor é 21 (fonte IPCC)	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
longo do período de obtenção de créditos foram adequadamente avaliados, estão corretos e irão resultar em estimativas conservadoras?	/2/		Cap_{BL} = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas, esse valor é zero. A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²). Para novos reservatórios, esse valor é zero. Considerando o fato de que esta é uma atividade do projeto nova, os valores de ambos parâmetros foram corretamente declarados como sendo zero.	
A.11.6. A abordagem de amostragem é usada para algum dos parâmetros?	CE 50, Anexo 30, Para. 30	AD	Considerando o fato de que esta é uma atividade do projeto nova, os valores de ambos parâmetros ex-ante foram corretamente declarados como sendo zero.	S
A.11.7. Quando for o caso, o fator de carga da planta será definido ex-ante no MDL - DCP, de acordo com uma das seguintes três opções: (a) (a) O fator de carga da planta fornecido para os bancos e/ou financiadores de capital próprio ao solicitar financiamento para a atividade do projeto, ou para o governo ao solicitar aprovação da implementação da atividade do projeto; (b) O fator de carga da planta determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (por exemplo, uma empresa de engenharia)	EB 48 Anexo 11	AD	A energia assegurada da planta é igual a 80.2 MW_{média}/ano, conforme estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia e descrito no contrato de concessão pública (ref. 7). O fator de carga ex-ante da planta é definido como sendo a relação entre a energia assegurada e a capacidade total da planta, e é de 0,57. O fator de carga da planta é específico para a hidrelétrica de Baguari, aprovado pelo Ministério das Minas e Energia e claramente atende às exigências especificadas no EB48 Anexo 11 (Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga das plantas)	S

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
7. Cálculo de reduções de emissões				
B.7.1 A metodologia aprovada foi aplicada corretamente para determinar as reduções de emissões ?	MVV Parág. 91d DCP Seção A.4.4 / B.6 /2/ /4/ /11/	AD	Durante a análise feita no escritório, a planilha contendo o cálculo das REs não estava disponível para que a EOD pudesse fazer a avaliação necessária e a SE 18 foi levantada para que o PP fornecesse a planilha. Para encerrar a SE 18, o PP forneceu a planilha “UHEBaguari_CERs calculation_v.3-English” /11/ e a EOD avaliou essa planilha para verificar sua exatidão e conservadorismo. Foi possível concluir que: a metodologia ACM0002 /2/ foi corretamente aplicada para determinar as reduções de emissões, incluindo as escolhas que a metodologia e a ferramenta para calcular o FE /4/ permitem o PP fazer. A SE 18 foi encerrada. Devido à mudança da data de início do período de obtenção de créditos, a planilha mencionada acima foi atualizada para a sua versão 4 /11/ e novamente avaliada pela EOD para verificar a sua precisão e conservadorismo, foi verificado que a planilha foi corretamente atualizada pelo PP. Consulte as seções B.1.1 e B.5.1 a B.5.6 para obter mais detalhes.	SE 18 Sim
B.7.2 Os cálculos de redução de emissões estão documentados de maneira integral e transparente?	MVV Parág. 91e DCP B.6 /2/ /4/	AD	Sim. Os valores e fórmulas aplicados no cálculo das REs foram transparentemente apresentados pelo PP, incluindo a sua sequência, e as evidências fornecidas estavam de acordo com os dados do DCP versão 01.	Sim
B.7.3 A projeção é feita com base nos mesmos procedimentos usados para monitoramento posterior ou modelos alternativos aceitáveis?	DCP Seção B.6 /2/ /4/	AD	Sim. A projeção de REs baseia-se nos mesmos procedimentos usados no monitoramento posterior com a exceção de que serão usados os valores “ex-post” do FE (Fator de Emissão da rede) e da EG (Energia Gerada).	Sim
B.7.4 O cálculo da redução de emissões está correto?	MVV Parág. 91e DCP B.6	AD	O cálculo das REs foi replicado usando as fórmulas da metodologia ACM0002 versão 10 /2/ aplicada pelo PP e a planilha de REs /11/, e foi considerado correto.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
	/2/ /4/ /11/		Consulte as seções B.5.1 a B.5.6 para obter informações mais detalhadas sobre as equações e as abordagens aplicadas na atividade do projeto.	
8. Reduções de emissões				
B.8.1 O formulário ou a tabela exigida para a indicação das reduções de emissões projetadas foi aplicada corretamente?	DCP Seção A.4.4 / B.6	AD	Sim. Veja a seção A.4.6 para obter mais detalhes.	Sim
B.8.2 A projeção está alinhada com o cronograma previsto para a implementação do projeto e com o período de obtenção de créditos indicado?	DCP Seção A.4.4 / B.6	AD	Sim, o projeto está seguindo sua linha do tempo de implementação. A data de início do período de obtenção de créditos foi adiada devido ao processo de validação, mas está de acordo com as exigências do CE.	Sim
9. Metodologia de monitoramento				
B.9.1 A metodologia de monitoramento fornece uma abordagem consistente no contexto de todos os parâmetros a serem monitorados e de outras informações fornecidas no DCP? Todos os parâmetros e dados disponíveis na validação estão de acordo com a metodologia aprovada? Esses dados foram	MVV Parág. 67e DCP B.7-B.8 Anexo 4	AD	A seção B.7.1, Dados e parâmetros monitorados, afirma que "Os dados monitorados e necessários para verificação e emissão serão guardados por dois anos após o término do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer depois". A EOD cruzou essas informações com a ACM0002 versões 06 a 10 e elas estão de acordo com a metodologia aplicada. Os dados e parâmetros disponíveis na validação (A_{BL} , Cap_{BL} e GWP_{CH4}) e os parâmetros que o PP irá monitorar durante o período de obtenção de créditos são aplicados de acordo com a ACM0002 v.10 e são consistentes por todo o DCP, incluindo suas fontes e cálculos.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
interpretados e aplicados corretamente?				
B.9.2 A metodologia de monitoramento aplica de forma consistente a escolha da opção selecionada para monitorar as emissões do projeto e da linha de base?	DCP Seção B Anexo 4 /2/ /4/	AD	A metodologia de monitoramento aplicada na atividade do projeto, que se baseou na ACM0002 v.10 /2/, apresenta 3 opções para calcular as emissões da linha de base e a escolha correta (a) foi aplicada (veja a seção B.5.1). Além disso, a ferramenta /4/ aplicou a mesma escolha usada pela AND brasileira para calcular o Fator de Emissão da rede (FE). Para calcular as emissões do projeto, as emissões de reservatórios d'água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,i}$) foram calculadas devido ao fato de que a densidade de potência da UHE Baguari é de $8,72 \text{ W/m}^2$, cujo valor está compreendido entre 4 W/m^2 e 10 W/m^2 (veja a seção B.5.2).	Sim
10. Dados e parâmetros monitorados				
B.10.1 O plano de monitoramento no DCP está de acordo com a metodologia aprovada fornecida para a coleta e o arquivamento de todos os dados relevantes necessários para estimar ou medir as reduções de emissões dentro do limite do projeto durante o período de obtenção de créditos?	MVV Parág. 91a/91d/121/79 DCP B.7 /2/ /4/	AD	O plano de monitoramento da atividade do projeto, descrito na seção B.7.2 do DCP versão 06, está de acordo com a metodologia aplicada ACM0002 v.10 /2/ (veja a B.9.1 e B.9.2) e todos os parâmetros foram corretamente identificados na seção B.7.1 do DCP versão 06. A coleta e o arquivamento dos dados também foram descritos, para cada parâmetro monitorado, e atendem às exigências da metodologia. Os parâmetros que precisam ser monitorados são: • $EG_{PJ,y}$ = 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); A medição deste parâmetro será realizada pelos medidores de energia instalados na subestação. Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados no Anexo 4 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Medidos a cada 15 minutos e consolidados mensalmente. A geração de eletricidade pela planta conforme publicado pela <i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i> (CCEE) será usada para confirmar as informações do participante do projeto.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			• $EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂/MWh). A opção selecionada para calcular a margem de operação feita pela AND brasileira foi a análise de despacho que não permite o uso do cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão. Assim, este valor será calculado anualmente aplicando os números fornecidos pela AND brasileira e seguindo os passos fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. • TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y (MWh). Eletricidade total produzida pela atividade do projeto. Verificado duas vezes pelo controle interno. Medição horária e registro mensal. Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). • Cap_{PJ} = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W). Modificações da capacidade instalada da planta devem ser feitas pelo fabricante do equipamento e se isso for feito, a descrição na tag do equipamento será atualizada. No Brasil a capacidade instalada da central hidrelétrica é determinada e autorizada pela agência reguladora competente e é disponível	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			publicamente. • A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc. A área do reservatório pode ser determinada dependendo do nível do reservatório. As centrais hidrelétricas despachadas pelo ONS têm que monitorar seu nível de reservatório. No Brasil, cada modificação nas centrais hidrelétricas tem que ser autorizada e disponibilizada ao público pela agência reguladora. A EOD analisou todos os parâmetros monitorados, citados acima, levando em consideração o conteúdo de cada uma das linhas de cada tabela de dados/parâmetros aplicados pela ACM0002 v.10, na seção B.7.1 do DCP versão 6: - a unidade do dado, - a descrição, - a fonte do dado a ser usada, - o Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5, - a Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados, - Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados, - Comentário. A conclusão foi que eles satisfazem as exigências da metodologia e estão suficientemente descritos para garantir uma medição correta.	
B.10.2 As escolhas dos indicadores de GEE do projeto são razoáveis e estão em conformidade com as exigências	DCP Seção B.7-B.4/B.6.2 /2/	AD	Os indicadores de GEE, que são os parâmetros disponíveis e os parâmetros monitorados, foram aplicados de acordo com a metodologia ACM0002 versão 10 e o FE ferramenta /4/ (veja as seções B.5, B.9 e B.10.1).	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
definidas pela metodologia aprovada aplicada?	/4/			
B.10.3 Será possível determinar os indicadores de GEE do projeto especificados?	DCP Seção B.6.2-B.8 /2/ /4/	AD	Os principais indicadores dos GEEs do projeto foram identificados pela EOD como sendo os parâmetros $EG_{PJ,y}$, TEG_y (medidos por medidores de energia calibrados) e $EF_{grid,CM,y}$ (publicados pela AND brasileira).	Sim
B.10.4 As informações fornecidas para cada variável de monitoramento na tabela apresentada são suficientes para assegurar a verificação de uma implementação adequada do plano de monitoramento?	DCP Seção B.6.2-B.7.1 /2/ /4/	AD	Sim, consulte a Seção B.10.1.	Sim
B.10.5 As informações fornecidas para cada variável de monitoramento na tabela apresentada são suficientes para garantir o fornecimento de dados de alta qualidade, livres de possíveis desvios ou de alterações intencionais ou não intencionais nos registros dos dados?	DCP Seção B.6.2-B.7.1 /2/ /4/	AD	Sim, consulte a Seção B.10.1.	Sim
B.10.6 A abordagem de monitoramento está alinhada com as boas práticas atuais, ou seja, fornecerá dados com exatidão confiável e razoavelmente aceitável?	DCP Seção B.5-B.7.2 /2/	AD	Sim, consulte a Seção B.10.1.	Sim
B.10.7 Todas as fórmulas usadas para determinar a emissão do	DCP Seção B.6.2-B.7.1	AD	Sim, as fórmulas usadas estavam claramente indicadas (consulte a seções B.5.2 e B.10.1).	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
projeto estão claramente indicadas e em conformidade com a metodologia de monitoramento?	/2/			
11. Procedimentos de Controle de Qualidade (CQ) e Garantia de Qualidade (GQ)				
B.11.1 A seleção de dados submetidos a procedimentos de controle de qualidade e garantia de qualidade está completa?	MVV Parág. 121 DCP B.6.2-B.7.1 /2/	AD	A versão 06 do DCP contém CQ/GQ para os principais dados aplicados no cálculo das REs, mas a EOD entende que isso não é suficiente para garantir a confiabilidade dos dados, e como, durante o processo de validação, o PP não apresentou um procedimento de monitoramento para evidenciar a confiabilidade do monitoramento, a EOD entende que isso é extremamente necessário, então a SAF 20 foi levantada. O procedimento de monitoramento precisa conter informações sobre pelo menos os seguintes tópicos: - CQ/GQ - Responsabilidade e Registro do Treinamento - Calibração dos equipamentos de monitoramento - Manutenção de equipamentos de monitoramento e instalação - Manuseio diário dos registros - Lidar com possíveis ajustes dos dados de monitoramento e com dados faltantes no caso de problemas de monitoramento - Auditorias internas de conformidade do projeto de GEE com os requisitos operacionais - Revisões do desempenho do projeto antes da apresentação Consulte a seção B.10.1 para obter informações sobre GQ/CQ.	SAF 20 Sim
B.11.2 A respectiva determinação dos níveis de	DCP seção B.4/B.7.2	AD	Consulte a seção B.10.1 para obter os níveis de incerteza.	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
incerteza é feita corretamente para cada ID de maneira correta e confiável?	Anexo 4 /2/ /4/			Sim
B.11.3 Os procedimentos de controle e garantia da qualidade estão suficientemente descritos para assegurar o fornecimento de dados de alta qualidade?	MVV Pará. 121 /2/ /4/	AD	Consulte a seção B.11.1 ou o Anexo 3 (SAF 20).	Sim
B.11.4 Há garantia de que os dados vão seguir os padrões de referência nacionais ou internos?	MVV Pará.86d /2/ /4/	AD	A medição dos dados necessários seguirá as normas de calibração nacionais exigidas pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) e o fator de emissão será fornecido anualmente pela AND brasileira. Consulte a Seção B.10.1.	Sim
B.11.5 Há garantia de que os dados fornecidos estarão livres de possíveis conflitos de interesses que resultem em uma tendência de superestimar as reduções de emissões?	MVV Pará. 19 /2/ /4/	AD E	Não há nenhuma evidência da possibilidade de haver conflito de interesses na estimativa das reduções de emissões (veja a seção B.10.1 e B.11.3-4) devido à implementação de um Sistema de Controle para medir a eletricidade gerada pela planta e fazer a compilação dos dados coletados.	Sim
12. Estrutura de operação e gerenciamento				
B.12.1 A autoridade e a responsabilidade pelo gerenciamento do projeto estão claramente descritas?	DCP Seção B.8 Anexo 4	AD E	O PP afirmou na seção B.7.2 do DCP versão 06 que: “O Consórcio UHE Baguari também será responsável pela manutenção do monitoramento dos equipamentos, pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes de dados de monitoramento, pela análise dos resultados/dados relatados, por auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com exigências operacionais e pelas ações corretivas. Ela é também responsável ainda pelo gerenciamento do projeto, assim como pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			elaboração de relatórios.” Com base na afirmação acima, a EOD conclui que a autoridade e a responsabilidade pelo gerenciamento do projeto pertencem ao PP “Consórcio UHE Baguari”, assim como a autoridade e a responsabilidade pelo registro, monitoramento, medição e emissão de relatórios.	
B.12.2 A autoridade e a responsabilidade pelo registro, monitoramento, medição e elaboração de relatórios estão claramente descritas?	DCP Seção B.8 Anexo 4	AD	Sim, consulte a Seção B.12.1.	Sim
B.12.3 Os procedimentos para treinamento do pessoal de monitoramento estão identificados?	DCP B.8 Anexo 4	AD	Consulte a seção B.11.1 ou o Anexo 3 (SAF 20).	Sim
13. Plano de monitoramento (Anexo 4)				
B.13.1 O plano de monitoramento foi desenvolvido de maneira específica para o projeto, abordando claramente as características únicas da atividade de MDL?	MVV Pará. 122a /2/ /4/	AD	Sim, o plano de monitoramento aborda os parâmetros necessários para controlar a coleta de dados da atividade do projeto.	Sim
B.13.2 O plano de monitoramento descreve completamente todas as medidas a serem implementadas para monitorar todos os parâmetros necessários, inclusive as medidas a serem implementadas para assegurar a qualidade dos dados?	MVV Pará. 122b /2/ /4/	AD	Consulte a Seção B.10.1.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
B.13.3 Os procedimentos para calibração dos equipamentos de monitoramento estão identificados?	MVV Parág. 122b	AD	Consulte a Seção B.10.1.	Sim
B.13.4 Os procedimentos para calibração dos equipamentos de monitoramento estão identificados?	MVV Parág. 122a-c /2/	AD	Consulte a seção B.11.1 ou o Anexo 3 (SAF 20).	Sim
B.13.5 Os procedimentos identificados para manutenção e monitoramento do equipamento das instalações estão identificados?	MVV Parág. 122a-c	AD	Consulte a seção B.11.1 ou o Anexo 3 (SAF 20).	Sim
B.13.6 Os procedimentos para tratamento dos registros de rotina (inclusive quais registros manter, a área de armazenamento dos registros e como processar a documentação do desempenho) estão identificados?	MVV Parág. 122a-c	AD	Consulte a seção B.11.1 ou o Anexo 3 (SAF 20).	Sim
B.13.7 São identificados procedimentos para lidar com possíveis ajustes dos dados de monitoramento e com dados faltantes que permitam a reconstrução redundante dos dados no caso de ocorrerem problemas de monitoramento?	MVV Parág. 122a-c	AD	Consulte a seção B.11.1 ou Anexo 3 (SAF 20).	Sim
B.13.8 Os procedimentos para auditorias internas da conformidade do projeto de GEE	MVV Parág. 122a-c	AD	Consulte a seção B.11.1 ou o Anexo 3 (SAF 20).	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
com as exigências operacionais, quando for o caso, estão identificados?				
B.13.9 Os procedimentos para revisões de desempenho do projeto antes do envio dos dados para verificação interna ou externa estão identificados?	MVV Parág. 122a-c	AD	Consulte a seção B.11.1 ou o Anexo 3 (SAF 20).	Sim
B.13.10 Descreva a capacidade dos participantes do projeto para implementar o plano de monitoramento.	MVV Parág. 122c	AD	O plano de monitoramento será implementado pelo PP sem nenhuma dificuldade devido ao fato de que os principais parâmetros da atividade do projeto (EG e TEG) seriam monitorados com ou sem a atividade do projeto de MDL proposta. Outro parâmetro importante, o FE, é calculado e publicado pela AND brasileira e é confiável para os fins das atividades de MDL. Consulte a seção B.10.1 para obter informações sobre Dado / Parâmetros.	Sim
14. Detalhes da linha de base				
B.14.1 Existe alguma indicação de uma data em que a linha de base foi determinada?	DCP Seção B.8 Anexo 3	AD	O PP afirma na seção B.8 do DCP versões 01 a 08 que a linha de base foi completada em 30 de julho de 2007.	Sim
B.14.2 Isso é compatível com a linha do tempo do histórico do DCP?	Veja também o histórico de revisão do DCP	AD	Sim, a linha do tempo é consistente porque a versão 01 do DCP apresenta a data de 31 de outubro de 2007 e ela foi publicada pela primeira vez em 2 de novembro de 2007.	Sim
B.14.3 Todos os dados necessários são fornecidos de maneira completa pelo anexo 3 do DCP?	Anexo 3 do DCP /44/	AD	<i>O Anexo 03 do DCP versão 05 contém informações adicionais sobre o sistema elétrico interligado brasileiro, que compreende as cinco macro regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro- oeste).</i> <i>A AND brasileira determinou isso através da sua Resolução no. 8 datada de 26 de maio de 2008 /44/ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/3881.html>.</i>	Sim
B.14.4. Qual é o período de obtenção de créditos		AD	De acordo com o DCP versão 6, o período de obtenção de créditos é renovável	S

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
documentado do projeto? Isso é compatível com os dados disponíveis?			com o primeiro período de obtenção de créditos de 7 anos, previsto para começar em 01/01/2010 ou na data de registro, o que ocorrer mais tarde.	
B.14.5. Nos casos em que a metodologia especificar, a <i>'Ferramenta para determinar a vida útil restante dos equipamentos'</i> foi corretamente aplicada?	EB 50, Anexo 15	AD	Não se aplica.	S
Nos casos em que a <i>'Ferramenta para determinar a vida útil restante dos equipamentos'</i> foi usada, os participantes do projeto podem usar uma das seguintes opções para determinar a vida útil restante dos equipamentos: (a) Usar informações do fabricante sobre a vida útil técnica dos equipamentos e comparar com a data do primeiro comissionamento; (b) Obter uma avaliação especializada; (c) Usar valores padrão.	EB 50, Anexo 15	VL/A D	Não aplicável, pois a atividade do projeto proposta é uma nova central hidrelétrica.	S
C. Duração do projeto / período de obtenção de créditos				
C.1.1 A data de início e a vida útil	MVV Paráq.	AD	Sim, a data de início da atividade do projeto foi 15 de agosto de 2006, que é a	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
operacional do projeto estão claramente definidas e são razoáveis?	102a-c DCP Seção C.1.1/C.1.2 /7/ /45/	E	data do contrato de concessão para explorar por 35 anos o potencial hidráulico do Rio Doce, assinado entre o PP e o Governo Brasileiro /7/. A vida útil operacional da atividade do projeto foi aceita pela EOD como o período de concessão (35 anos) devido ao fato de que não há casos históricos no Brasil de projetos que pararam de operar antes do final da concessão, e algumas vezes a concessão é renovada aplicando-se apenas o retrofitting ou a substituição dos equipamentos principais.	Sim
C.1.2 O período de obtenção de créditos considerado está claramente definido e é razoável (período de obtenção de créditos renovável de no máximo 7 anos com potencial para 2 renovações ou período de obtenção de créditos fixo de no máximo 10 anos)?	MVV Para 102a DCP Seção C.2/C.2.1/C.2.2	AD	Sim, o período de obtenção de créditos da atividade do projeto é de 7 anos (renovável).	Sim
C.1.3 A vida útil operacional do projeto excede o período de obtenção de créditos?	MVV Parág. 102a DCP Seção C.1.2/C.2.1.1/C.2.1.2	AD	Sim. A vida útil operacional do projeto excede o período de obtenção de créditos. Veja a seção C.1.1.	Sim
C.1.4 A data de início indica se esta é uma atividade do projeto nova ou uma atividade do projeto pré-existente?	MVV Parág. 102a/ 98 DCP Seção C.1.1/C.2.1.1	AD	Com base na EB49 Anexo 22, a data de início do projeto indica que ele é uma atividade do projeto nova. Consulte a seção B.4.5 e B.4.6 para obter mais detalhes.	Sim
D. Impactos ambientais				
D.1.1 O projeto atende à legislação ambiental do país	MVV Parág.131 DCP seção D	AD	No Brasil, para que qualquer projeto inicie e eventualmente se torne operante, o projeto deve obter três licenças ambientais da agência ambiental do estado e	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
anfitrião?	/9/ /35/		cada uma não pode ser obtida antes da licença anterior: • Licença Ambiental Preliminar (LAP) • Licença Ambiental de Instalação (LAI) • Licença Ambiental de Operação (LAO) Os aspectos ambientais da atividade do projeto, incluindo a documentação pertinente /35/ tal como o PCA (Plano de Controle Ambiental) e o EIA (Estudo de Impacto Ambiental), foram analisados pelas Agências Ambientais quando as licenças foram emitidas. A EOD verificou a Licença Preliminar (LAP) nº 156 /9a/, datada de 29/10/2004, a Licença de Instalação (LAI) nº 173 /9b/, datada de 15/12/2006, emitidas pela FEAM (Agência Ambiental Estadual), o Protocolo para emissão da Licença Operacional /9c/ e a Licença Operacional (LAO) nº 230455/2009 /9d/, datada de 05/06/2009. Todas as licenças apresentadas pelo PP foram consideradas confiáveis e representam conformidade com a legislação.	
D.1.2 Uma análise dos impactos ambientais da atividade do projeto foi descrita de forma suficiente?	MVV Pará.131 DCP seção D /35/	AD	Sim, o PP forneceu o EIA /35/ e o PCA /35/ abrangendo todos os aspectos pertinentes que se relacionam direta ou indiretamente aos impactos da atividade do projeto, e a EOD fez uma verificação deles com as informações da seção D do DCP versão 6 e fontes externas, confirmando a sua confiabilidade.	Sim
D.1.3 Existem quaisquer exigências da Parte Anfitriã para um EIA (Estudo de Impacto Ambiental) e, caso afirmativo, existe um EIA aprovado?	MVV Pará.131 DCP seção D	AD	Consulte as Seções D.1.1 e D.1.2.	Sim
D.1.4 O projeto vai gerar algum efeito ambiental adverso?	MVV Pará.131 DCP seção D	AD	Os impactos ambientais identificados em tais estudos foram tratados nos planos ambientais, e as condições foram definidas pela Agência do Meio Ambiente, que é o órgão governamental responsável por verificar os impactos e a implementação dos planos durante a validade das licenças.	Sim
D.1.5 Os impactos ambientais transfronteiriços foram considerados na análise?	MVV Pará.131 DCP D	AD	Consulte as Seções D.1.1 e D.1.2.	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
D.1.6 Os impactos ambientais identificados foram abordados na concepção do projeto?	MVV Parág. 131 DCP D	AD	Os impactos ambientais identificados em tais estudos foram tratados nos planos ambientais, e as condições foram definidas pela Agência do Meio Ambiente, que é o órgão governamental responsável por verificar os impactos e a implementação dos planos durante a validade das licenças. Consulte as Seções D.1.1 e D.1.2.	Sim
E. Comentários dos atores				
E.1.1 Os atores pertinentes foram consultados?	MVV Parág.128a DCP E.1 /26/ /35/ /44b/	AD	De acordo com a Resolução nº 7 da AND, de 5 de março de 2008 /44b/ (art.3, 2º parág., item IV): Associações Comunitárias cujos propósitos estão direta ou indiretamente relacionados à atividade do projeto devem receber cartas convite para comentários. O PP enviou convites à Escola Municipal Ramiro de Souza Monteiro (escola municipal) na cidade de Alpercata, Escola Municipal Alda Fernandes Goveia (escola municipal) na cidade de Fernandes Tourinho, Escola Municipal Jair Fernandes de Melo (escola municipal) na cidade de Iapu, Escola Municipal Waldemiro Barrei (escola municipal) em Periquito e Escola Estadual José Severino (escola estadual) em Sobralia. Uma escola não pode ser considerada uma Associação Comunitária nem uma parte interessada na atividade do projeto. O PP deve enviar convite para comentários a associações comunitárias cuja finalidade esteja direta e indiretamente relacionada à atividade do projeto. A SAC 13 foi levantada. Para encerrar a SAC 13, o PP enviou cartas a outras associações comunitárias locais das cidades afetadas pela atividade do projeto em 20 de fevereiro de 2009 /38/. Nenhum comentário foi recebido deles. Cópias das cartas e o recibo de confirmação foram entregues à EOD e foram verificados quanto à autenticidade dos recibos (ARs) /26/, e as Cartas /38/. que foram enviadas às Associações Comunitárias na área da atividade do projeto estavam de acordo com a resolução nº 7 da AND brasileira /44b/ e a SAC 13 foi encerrada. As cartas-convite foram enviadas para: • Prefeituras de todos os municípios envolvidos na atividade do projeto;	Sim

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
			- Secretaria de Meio Ambiente de todos os municípios envolvidos na atividade do projeto; - Câmara Municipal de todos os municípios envolvidos na atividade do projeto; - Associações comunitárias de todos os municípios envolvidos na atividade do projeto; - Ministério Público Estadual e Federal; - Agência Ambiental Estadual (FEAM); - Fórum Brasileiro de ONGs. Ao fazer uma verificação cruzada do processo de consulta pública local realizado pelo PP, com relação à resolução /44b/ que estabelece como ele deve ser feito, a EOD concluiu que ele satisfaz as exigências.	
E.1.2 Foram utilizados meios de comunicação adequados para solicitar comentários dos atores locais?	MVV Parág.128a DCP E.1 /44b/	AD	Sim, o meio usado para solicitar comentários dos atores locais obedeceu à resolução nº 7 da AND brasileira /44b/, que afirma no Art.3, Parágrafo 5º, itens I a III, que a carta para os atores locais deve informar: - o nome e o tipo de atividade desenvolvida no âmbito do MDL; - o endereço do website com a última versão disponível do DCP no idioma local (português) e a descrição de como a atividade do projeto contribui para o desenvolvimento sustentável ; - o endereço formal dos atores sem nenhum acesso à internet para a obtenção de uma versão impressa. A EOD verificou e concluiu que o meio usado estava de acordo com as exigências da AND.	Sim
E.1.3 O processo de comentário público realizado é descrito de maneira completa e transparente?	MVV Parág.128b DCP E.1	AD	Consulte a Seção E.1.1.	Sim
E.1.4 Foi fornecida uma síntese dos comentários recebidos dos	MVV Parág.128b	AD	O PP recebeu 2 comentários de atores locais:	

Questão da lista de verificação	Ref. ID	MoV*	Comentários	Conclusão, SAC/SEs
atores?	DCP E.2 /26/		O primeiro veio do Fórum Brasileiro de ONGs, em 18/12/2007, afirmando que eles aprovam a transparência do processo de validação do MDL e sugerem que o projeto seja avaliado pelo sistema Padrão Ouro para garantir que o desenvolvimento sustentável social seja alcançado pela atividade do projeto /26/. O segundo veio do Ministério Público do Estado de Minas Gerais, em 12/05/2008, e solicitou uma descrição da atividade do projeto; o cronograma previsto para o seu desenvolvimento; e perguntou se a empresa possuía outros projetos similares sendo desenvolvidos na região.	Sim
E.1.5 Os comentários recebidos dos atores foram devidamente considerados?	MVV Pará.128b DCP E.3	AD	Na seção E.3 do DCP versão 06, o PP levou em conta os comentários e respondeu como segue: <i>“Comentário 1: Os participantes do projeto consideram que as solicitações feitas pelo Governo brasileiro são suficientes para serem usadas como indicadores sustentáveis, que são atendidos por esta atividade do projeto de MDL”;</i> <i>Comentário 2: Os Participantes do Projeto responderam que o projeto consiste na construção de uma central hidrelétrica com direito a solicitar créditos de carbono porque ela é uma fonte de energia renovável que desloca energia que seria gerada por fontes de combustível fóssil; os participantes do projeto esperam que a atividade do projeto de MDL esteja registrada no final de 2009; e que nenhum dos participantes do projeto tem outros projetos similares sendo desenvolvidos na região”.</i> Cópias das cartas /26/ enviadas aos atores locais mencionadas acima foram fornecidas à EOD e verificadas.	Sim

A.3 Anexo 3: Visão geral dos resultados

Resumo da visão geral dos resultados

	SACs	SEs	SAFs
Número total levantado	13	6	1

Prazo final para envio da resposta pelo cliente¹: 06/03/2009

Data:	24/01/2008		Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves	
Tipo:	SE	Número:	01	Referência	A.2.1 – Anexo A.2

Comentário do Avaliador Líder:

A página 3 do DCP menciona que o projeto Baguari é uma central hidrelétrica de fio d'água, no entanto, a página 6 diz que o tamanho do reservatório é de 16,06 Km². Esclareça se a atividade do projeto é de fio d'água ou não.

Resposta do participante do projeto:

Data: 20/07/2008

Considerando a definição fornecida pela Eletrobrás e pela Comissão Mundial de Reservatórios [WCD, do inglês "World Commission on Dams"] (veja a página 6), projetos de fio d'água são aqueles "em que a vazão do rio na estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida para as turbinas". Com base nisso, a UHE Baguari pode ser considerada um projeto de fio d'água, uma vez que a vazão média na estação seca (327,43 m³/s) é maior que a exigida pelas turbinas (224,40 m³/s).

Resposta em 06/03/2009

Baguari é de fio d'água, uma vez que seu reservatório tem capacidade limitada para armazenar água, que é de 1,23 dia. Os detalhes sobre essa categorização da planta estão incluídos no DCP, seção A.4. A capacidade de armazenamento do reservatório em termos de dias foi estimada na mesma planilha usada para calcular as reduções de emissões da atividade do projeto. Evidências sobre a vazão média do rio podem ser obtidas no Relatório de Progresso da Construção enviado à ANEEL.

Embora o tamanho do reservatório esteja descrito no Estudo de Impacto Ambiental e no Projeto Básico (Despacho da ANEEL no. 1.143 datado de 20 de março de 2008, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20081143.pdf>) como sendo equivalente a 14,16 km², sua área foi medida com maior precisão e esse valor foi revisado para 16,06 km², conforme descrito no DCP. Vale mencionar que tanto o EIA como o Projeto Básico são desenvolvidos nos estágios iniciais do projeto e este parâmetro, entre outros, é constantemente revisado. Portanto, deve ser usado o valor mais atualizado.

Documentação fornecida pelo participante do projeto:

Nenhuma evidência foi fornecida à SGS.

- Para obter o cálculo da capacidade de armazenamento do reservatório, consulte os cálculos feitos na planilha de cálculo de RCEs denominada "UHEBaguari_Cálculos_v.3-Ingês" na planilha "Dados de vazão";
- A vazão média do rio onde a planta está localizada está disponível no Relatório de Progresso da Construção da UHE Baguari. Consulte a página 15 do arquivo eletrônico "25_Relatório_de_Progresso_ANEEL_Janeiro_2009" datado de janeiro de 2009;
- O tamanho mais atualizado do reservatório está disponível no Relatório de Progresso da Construção da UHE Baguari. Consulte a página 16 do arquivo eletrônico "25_Relatório_de_Progresso_ANEEL_Janeiro_2009" datado de janeiro de 2009;

Informações verificadas pelo Avaliador Líder:

02/02/2009

De acordo com o EIA (UHE Baguari - Estudo de Impacto Ambiental), VBAG/MA.00/RT, o tamanho do reservatório é de 14,20 Km². Esse valor é diferente do DCP.

13/05/2009

¹ Resposta para todos os resultados com documentação pertinente associada a ser enviada à SGS em um envio.

Despacho da ANEEL nº 143, emitido em 20 de março de 2008. ANEEL nº01/09 – Relatório de progresso – Consórcio UHE Baguari Ref. 30 – página 16	
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:	
De acordo com o despacho da ANEEL nº 1.143 emitido em 20 de março de 2008, a área do reservatório foi definida como sendo 14,16 Km² (Ref. 29), no entanto, esse parâmetro está constantemente sendo atualizado, pois está em construção. O relatório mais recente enviado à ANEEL nº01/09 – Relatório de progresso – Consórcio UHE Baguari Ref. 30 – página 16 determina que a área do reservatório é de 16,06 Km². Os cálculos feitos na planilha de cálculo de RCEs denominada “UHEBaguari_Cálculos_v.3” na planilha “Dados da vazão do rio” para evidenciar que a atividade do projeto é de fio d’água foram feitos com base na vazão média mensal do rio de 1931 a 2004 (Ref. 30) e são compatíveis com as evidências fornecidas e com o DCP versão 05. A SE 01 foi encerrada.	
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 13/05/2009

Data:	24/01/2008	Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves		
Tipo:	SAC	Número:	02	Referência	B.1.2 – Anexo A.2
Comentário do Avaliador Líder:					
O DCP versão 1 está usando a versão 3 da Ferramenta. Usar a versão mais recente da “Ferramenta”.					
Resposta do participante do projeto:				Data: 20/03/2008	
O DCP foi revisado (versão 2) para usar a versão mais recente da Ferramenta de adicionalidade (versão 4). <i>Resposta em 06/03/2009</i> A versão 4 do DCP já usa a versão 5.2 da ferramenta.					
Documentação fornecida pelo participante do projeto:					
<i>Os PPs entendem que nenhuma evidência precisa ser enviada à EOD, exceto o DCP revisado, versão 4.</i>					
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:					
DCP versão 4 e Ferramenta de adicionalidade versão 5.2.					
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:					
29/05/2009 – Leandro Silva A versão mais recente da Ferramenta de adicionalidade foi aplicada e, portanto, a SAC 02 foi encerrada.					
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:				Data: 29/05/2009	

Data:	24/01/2008		Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves	
Tipo:	SAC	Número:	03	Referência	B.3.1 – Anexo A.2
Comentário do Avaliador Líder:					
O DCP versão 1, subpasso 1a não discutiu todas as alternativas para a atividade do projeto. De acordo com a “Ferramenta” – Subpasso 1a, as alternativas são: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL; Outro(s) cenário(s) alternativo(s) realista(s) e aceitável(eis) para o cenário da atividade de projeto de MDL proposta que forneça(m) produtos e/ou serviços (por exemplo, eletricidade, calor ou cimento) com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis, levando em consideração, onde forem pertinentes, exemplos de cenários identificados na metodologia subjacente; Se aplicável, continuação da situação atual (sem a realização de nenhuma atividade do projeto nem de outras alternativas). Inclua e discuta essas alternativas para a atividade do projeto.					
Resposta do participante do projeto:				Data: 16/07/2008	
Como a Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. não investe em centrais elétricas e o Consórcio UHE Baguari é uma Sociedade de Propósitos Específicos, existem somente dois cenários com base na natureza das empresas: desenvolver o projeto como um projeto de MDL ou não. <i>Resposta em 06/03/2009</i> O DCP foi revisado para incluir as informações acima, o que explica por que outros cenários diferentes da atividade do projeto proposta com e sem os incentivos do MDL não estão sendo considerados. Consulte a quarta versão do DCP, na qual a justificativa apresentada acima foi incluída na seção B.5.					

Documentação fornecida pelo participante do projeto:	
Os PPs entendem que nenhuma evidência precisa ser enviada à EOD, exceto o DCP revisado, versão 4.	
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:	
Foi verificado o DCP versão 04 e a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”.	
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:	
13/05/2009 – Leandro Silva A explicação dada pelo PP e citada acima foi incluída na Seção B.5 do DCP versão 04 e está de acordo com a Ferramenta de referência. Foi verificado que as duas únicas alternativas para a atividade do projeto atual foram corretamente identificadas pelo PP no DCP versão 04. Além disso, a discussão sobre a consistência com as leis e normas obrigatórias (Subpasso 1b) foi corretamente abordada e foram incluídas informações específicas sobre as normas no país anfitrião, portanto, a SAC 03 foi encerrada.	
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 13/05/2009

Data:	24/01/2008	Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves		
Tipo:	SE	Número:	04	Referência	B.4.2 – Anexo A.2
Comentário do Avaliador Líder:					
A discussão do passo 3 no DCP versão 1 é específica do projeto.					
A Ferramenta exige que a atividade do projeto determine as barreiras que impedem a implementação do projeto.					
Embora o setor energético tenha enfrentado instabilidade no período de 2000 a 2004, muitas centrais hidrelétricas foram construídas no Brasil sem considerar o MDL. Explique claramente como a UHE Baguari enfrentou essa barreira. Apresente a discussão específica com evidências.					
Resposta do participante do projeto:				Data: 20/03/2008	
Considerando que o principal argumento para demonstrar a adicionalidade tem como base uma Taxa Interna de Retorno baixa do projeto, o DCP foi revisado (versão 2) para usar a análise financeira (subpasso 2 da Ferramenta de adicionalidade).					
Documentação fornecida pelo participante do projeto:					
DCP revisado, versão 3.					
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:					
A análise de barreiras foi substituída pela análise financeira.					
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:					
09/02/2009 – Leandro Silva					
A análise de barreiras foi excluída do DCP, versão 3. A SE 04 foi encerrada.					
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:				Data: 09/02/2009	

Data:	31/01/2008		Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves		
Tipo:	SAC	Número:	05	Referência	B.4.2 – Anexo A.2	
Comentário do Avaliador Líder:						
Com relação à barreira para investimentos, não foi possível identificar a atividade do projeto neste cenário. A barreira deve impedir a atividade do projeto e a discussão apresentada deve ser específica para a atividade do projeto e não um contexto geral no país. O DCP discute a taxa SELIC no período de 1999 e 2001. A discussão deve estar de acordo com a linha do tempo do projeto.						
Resposta do participante do projeto:				Data: 20/03/2008		
Considerando que o principal argumento para demonstrar a adicionalidade tem como base uma Taxa Interna de Retorno baixa do projeto, o DCP foi revisado (versão 2) para usar a análise financeira (subpasso 2 da Ferramenta de adicionalidade).						
Documentação fornecida pelo participante do projeto:						
DCP revisado, versão 3.						
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:						
A análise de barreiras foi substituída pela análise financeira.						
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:						
A análise de barreiras foi excluída do DCP, versão 3. A SE 05 foi encerrada.						

Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 09/02/2009
---	-------------------------

Data:	24/01/2008		Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves		
Tipo:	SE	Número:	06	Referência	B.4.2 – Anexo A.2	
Comentário do Avaliador Líder:						
O DCP, versão 1 diz: “a região em que o projeto está localizado é isolada e subdesenvolvida. Falta infraestrutura, como estradas, fornecimento confiável de eletricidade, comunicações e transportes.....” Forneça fotos e evidências para comprovar a falta de infraestrutura na região. Quais “facilidades” foram desenvolvidas pela atividade do projeto?						
Resposta do participante do projeto:				Data: 01/09/2008		
Considerando que o principal argumento para demonstrar a adicionalidade tem como base uma Taxa Interna de Retorno baixa do projeto, o DCP foi revisado (versão 2) para usar a análise financeira (subpasso 2 da Ferramenta de adicionalidade).						
Documentação fornecida pelo participante do projeto:						
DCP revisado, versão 3.						
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:						
A análise de barreiras foi substituída pela análise financeira.						
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:						
A análise de barreiras foi excluída do DCP, versão 3. A SE 06 foi encerrada.						
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:				Data: 09/02/2009		

Data:	30/01/2008		Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves		
Tipo:	SAC	Número:	07	Referência	B.4.2 – Anexo A.2	
Comentário do Avaliador Líder:						
Com relação à barreira institucional: além da mudança no mercado de eletricidade no Brasil, muitos projetos foram implementados sem incentivos do MDL. Discuta como esta barreira impediria a implementação da atividade do projeto.						
Resposta do participante do projeto:				Data: 01/09/2008		
Considerando que o principal argumento para demonstrar a adicionalidade tem como base uma Taxa Interna de Retorno baixa do projeto, o DCP foi revisado (versão 2) para usar a análise financeira (subpasso 2 da Ferramenta de adicionalidade).						
Documentação fornecida pelo participante do projeto:						
DCP revisado, versão 3.						
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:						
A análise de barreiras foi substituída pela análise financeira.						
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:						
A análise de barreiras foi excluída do DCP, versão 3. A SAC 07 foi encerrada.						
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:				Data: 09/02/2009		

Data:	31/01/2008		Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves		
Tipo:	SE	Número:	08	Referência	B.4.4 – Anexo A.2	
Comentário do Avaliador Líder:						
Forneça evidências da consideração do MDL para a implementação da atividade do projeto.						
Resposta do participante do projeto:				Data: 01/09/2008		
A 5ª ata da reunião, assinada em 6 de junho de 2006, menciona que o projeto considerou os créditos de carbono como uma receita importante para o projeto.						
Devido às incertezas de todo o processo, não foi possível considerar o leilão (ocorrido em 16 de dezembro de 2005) uma ação efetiva do projeto. O fato de que a UHE Baguari poderia ter abandonado o processo de leilão a qualquer momento, simplesmente liquidando a garantia fornecida (que representa menos de 0,001% do investimento total do projeto), desqualifica o entendimento de que seja o fechamento financeiro do projeto.						
Mesmo que entendamos que essa resposta não é aceitável, outra motivação razoável para entrar em um						

leilão sem qualificá-lo como um fechamento financeiro é de que um leilão é um valor agregado para o projeto, portanto, ele pode ser vendido por um preço mais alto para os investidores. Se alguma dessas justificativas claras alterou o entendimento sugerido na SAC, então o conceito de que o processo não tem efeito até a decisão conclusiva deve ser aceito. Em outras palavras, para fins de fechamento financeiro, nada importa no processo de leilão exceto a assinatura do contrato (ocorrida em 26 de agosto de 2006). Até essa data, o leilão pode ser facilmente cancelado pela ANEEL sem ter que dar qualquer explicação aos participantes. De qualquer forma, o que precisa ser esclarecido para evitar mal-entendidos é que o processo de leilão, ou seu resultado, não pode ser considerado um fechamento financeiro. Por outro lado, quando o projeto recebe financiamento, temos uma evidência melhor, mas não conclusiva, de que foi tomada uma ação efetiva do início da atividade do projeto. O fato de que o proprietário do projeto recebeu dinheiro para investir nele demonstra que existe a intenção de desenvolver o projeto. Portanto, o momento razoável para considerar como sendo o fechamento financeiro está na resposta que aprova a concessão do financiamento para o projeto (ocorrida em 31 de maio de 2007). <i>Resposta em 06/03/2009</i> Conforme discutido acima, o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica foi assinado em 26 de agosto de 2006 e, uma vez que entre a ação e a assinatura do contrato o Consórcio tinha a possibilidade de abandonar a oferta, a data de início deve ser considerada como sendo a data da assinatura do contrato. Esse também é considerado o “ponto de não retorno”, já que as penalidades envolvidas na abertura do contrato foram altas demais. Uma descrição sobre como a data de início da atividade do projeto foi determinada foi incluída na seção C.1.1 da quarta versão do DCP. Além disso, foi incluída na seção B.5 da quarta versão do DCP uma discussão sobre as evidências da consideração do MDL. Os documentos citados acima e no DCP estão anexados.
Documentação fornecida pelo participante do projeto: i. <i>Proposta da Ecoinvest datada de 23 de agosto de 2006;</i> ii. <i>Atas da Reunião do Conselho do Grupo Neoenergia realizada em 14 de julho de 2006, além da apresentação relacionada;</i> iii. <i>Contato com o representante da Det Norske Veritas – DNV em junho de 2006;</i> iv. <i>Contrato de participação da Neoenergia no treinamento do mercado de MDL realizado pela Fundação Educacional Charles Darwin no escritório da Neoenergia em 6 e 7 de julho de 2006;</i> v. <i>Emails entre a Neoenergia e a Ecoinvest sobre as oportunidades do MDL.</i>
Informações verificadas pelo Avaliador Líder: Foi verificado nas Ref.13a a 13d (Reuniões e apresentações do Conselho da UHE Baguari) e na Ref.37 - Material de consideração do MDL (inclusive parte da documentação citada acima).
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento: 06/08/2008 De acordo com as Diretrizes, item B.5, “se a data de início da atividade do projeto for anterior à data de validação, forneça evidências de que o incentivo do MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto”. Durante a visita ao local, foi apresentada uma ata de uma reunião realizada pelo consórcio, o “Consórcio UHE Baguari”, em junho de 2006 como sendo a data de consideração do MDL. Também na visita ao local, a pessoa responsável pelo “Consórcio UHE Baguari”, Luiz Carlos Amarilho, foi entrevistada e afirmou que a empresa compareceu ao leilão realizado pela ANEEL com um valor mínimo aceitável (predeterminado por uma análise financeira) para a energia que iria fornecer. Ele acrescentou que, se o valor mínimo aceitável fosse quebrado por outra empresa, os representantes do consórcio não deveriam prosseguir com ofertas mais baixas. Como o “Consórcio UHE Baguari” ganhou o leilão de 16/12/2005 (veja o link http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=50#), é evidente que seu valor mínimo aceitável foi obtido nessa ocasião. Portanto, isso pode ser considerado um fechamento financeiro. De acordo com a definição fornecida no parágrafo 76 do EB33, a data de início da atividade do projeto é “a data mais antiga na qual é iniciada a implementação, a construção ou a ação efetiva da atividade do projeto”. Um fechamento financeiro é considerado uma ação efetiva no contexto de uma atividade do projeto e, como ele vem antes da permissão de construção (ou ‘Licença de Instalação’), que é considerada uma evidência do

início da implementação (datada de 15 de dezembro de 2006), a data mais antiga é a da ação efetiva, isto é, o fechamento financeiro. A SE 08 permanece aberta. 29/05/2009 – Leandro Silva A EOD entendeu que o “Contrato de Concessão da UHE Baguari” /7/ pode ser considerado a data de início do projeto declarada, pois representa “a data na qual o participante do projeto se comprometeu a arcar com despesas de implementação ou relacionadas à construção da atividade do projeto”, conforme definido pelo CE na reunião 41. Os PPs demonstraram que as receitas do MDL foram consideradas antes do início da implementação do projeto, através da ata de duas reuniões do Conselho de Diretores datadas de 06/06/2006 /13b/ e 14/07/2006 /13c/, e que foram tomadas ações efetivas pelo PP, conforme evidenciado pelos contratos celebrados com a DNV (EOD brasileira), com consultores de MDL como a Ecoinvest Carbon e a MaxAmbiental, e pela participação da Neoenergia em um treinamento de mercado de MDL em 6 e 7 de julho de 2006 (evidenciado pelo contrato entre o PP e uma fundação para treinamento especializado). As evidências citadas neste parágrafo estão agrupadas nas Referências 13 e 37. A EOD entende que a atividade do projeto está de acordo com o EB49 Anexo 22 e a SE 08 foi encerrada.	
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 28/09/2009

Data:	31/01/2008	Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves		
Tipo:	SAC	Número:	09	Referência	B.4.2 – Anexo A.2
Comentário do Avaliador Líder:					
O Subpasso 4a não foi discutido no DCP. Revisar o DCP.					
Resposta do participante do projeto:				Data: 21/01/2009	
As informações solicitadas foram acrescentadas na segunda versão do DCP.					
Resposta em 06/03/2009					
A terceira versão do DCP, datada de 22/01/2009 já continha as informações exigidas. A referência exata das informações usadas no Subpasso 4a foi incluída na versão 4 do DCP.					
Resposta 22.09.2009					
A análise da prática comum foi revisada. Consulte a versão 6 do DCP.					
Documentação fornecida pelo participante do projeto:					
Os PPs entendem que nenhuma evidência precisa ser enviada à EOD, exceto o DCP versão 4 revisado, porque todos os links para as informações usadas são citados no documento. Mesmo assim, para facilitar a análise pelo auditor, a planilha contendo as informações modificadas da ANEEL foi anexada (arquivo eletrônico denominado “Análise prática comum - BIG_v.2”, folhas “sub-step4a” e “sub-step4b”).					
Resposta 22.09.2009					
“UHEBaguari_PDD_2009.09.22.docx” foi anexado a esta resposta.					
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:					
A evidência “Análise prática comum - BIG_v.2” e os links e notas de rodapé do DCP versão 4 foram verificados para confirmar a sua veracidade.					
28/09/2009 – Leandro Salvatico Silva					
Foram verificadas as explicações e os links na seção B.5 do DCP versão 06.					
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:					
A maioria das UHEs construídas no Brasil usaram incentivos do MDL para se tornarem viáveis e as únicas 2 que não solicitaram RCEs são UHEs parcialmente pertencentes a empresas que usam a eletricidade gerada para consumo próprio (Ref.32 e 34).					
Na página 15 do DCP versão 5, o PP afirma que “não é razoável assumir que todos projetos de pequenas centrais hidrelétricas são comparáveis”, mas a atividade do projeto não é considerada uma pequena UHE, com base nas regulamentações brasileiras, porque a sua potência é superior a 30MW.					
Além disso, o PP considerou para a análise da prática comum o ano de 2008, no DCP versão 5, mas a decisão de construir esta UHE foi tomada em 2006. A SAC 09 permaneceu aberta.					
28/09/2009 – Leandro Silva					
As informações da prática comum exigidas para acréscimo no Subpasso 1a foram acrescentadas corretamente pelo PP no DCP versão 06, que dividiu as informações em diferentes critérios para escolher os projetos que podem ser considerados similares à UHE Baguari de acordo com a ferramenta /3/.					
A ferramenta de adicionalidade expressa que: “projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma tecnologia amplamente semelhante, são de uma escala similar, e					

ocorrem em um ambiente comparável com relação ao marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento etc."

Os critérios escolhidos pelo PP e citados acima foram:

- ix. País/região
- x. Balança
- xi. Mesmo ambiente com relação ao marco regulatório
- xii. Mesmo ambiente com relação ao clima de investimentos, acesso a tecnologia e financiamento

As razões para a escolha de cada critério foram explicadas com detalhes e a EOD avaliou a aplicação deles à atividade do projeto referida (mais informações na seção B.4.2, B.4.11 e B.4.12 – Anexo A.2), a SAC 09 foi encerrada.

Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 29/09/2009
---	-------------------------

Data:	31/01/2008	Levantada por:	Geisa Príncipe / Fabian Gonçalves		
Tipo:	SAC	Número:	10	Referência	B.4.2 – Anexo A.2

Comentário do Avaliador Líder:

Com relação ao Subpasso 4b: não foi apresentado o cenário de opções similares que estão ocorrendo no Brasil. não foi possível confirmar quais atividades similares comparáveis ao projeto Baguari estão ocorrendo.

Resposta do participante do projeto:	Data: 21/01/2009
---	-------------------------

As informações solicitadas foram acrescentadas na segunda versão do DCP.
Resposta em 06/03/2009

A terceira versão do DCP, datada de 22/01/2009 já continha as informações exigidas. A referência exata das informações usadas no Subpasso 4a foi incluída na versão 4 do DCP.
Resposta 22.09.2009

A análise da prática comum foi completamente revisada. A UHE Capim Branco I e II que foi considerada anteriormente foi desconsiderada porque o seu contrato de concessão foi assinado antes de 2004, quando o marco regulatório do mercado de energia foi completamente reformulado. Consulte a versão 6 do DCP para obter mais detalhes.

Contudo, é importante esclarecer alguns aspectos da discussão anterior.

Diferente do que afirmou a EOD, as empresas que participam das UHEs Capim Branco I e II não são simultaneamente APE (Auto Produtor de Energia) e PIE (Produtor Independente de Energia) em relação a essas duas plantas (as únicas que seriam comparáveis à atividade do projeto proposta). Essas plantas, similarmente à atividade do projeto proposta, foram construídas por um consórcio. Contudo, a autorização para explorar o potencial de energia hidrelétrica é emitido pela agência reguladora separadamente para cada empresa do consórcio. Portanto, elas são ou APE ou PIE.

O que significa que a maioria das ações desses consórcios (Capim Branco I e II) são de propriedade de empresas autorizadas a gerar energia como Auto Produtores de Energia. Nesta modalidade, quando a planta se tornou operacional, toda a energia produzida por elas (rateada proporcionalmente entre os participantes do consórcio) é geralmente consumida por indústrias de propriedade dessas mesmas empresas que pagarão um preço reduzido pela eletricidade. Portanto, no processo de tomada decisão para construir a planta, os incentivos relativos à redução dos seus custos de produção também são levados em conta.

Portanto, os principais acionistas dos consórcios têm outros incentivos para construir as plantas. Por essa razão eles foram excluídos da análise da prática comum. Portanto, independente dessa revisão, os Participantes do Projeto consideram que a discussão apresentada anteriormente ainda seria válida.

Documentação fornecida pelo participante do projeto:

Os PPs entendem que nenhuma evidência precisa ser enviada à EOD, exceto o DCP revisado, porque todos os links para as informações usadas são citados no documento. Mesmo assim, para facilitar a análise pelo auditor, os seguintes arquivos foram fornecidos:

- i. *Planilha contendo as informações modificadas da ANEEL foi anexada (arquivo eletrônico denominado "Análise prática comum - BIG_v.2", folhas "Em operação", "Em construção e "Outorgados");*
- ii. *Arquivo eletrônico denominado "Lei PIE e APE" que consiste da Lei brasileira que estabelece as diferenças entre Auto Produtor de Energia - APE e Produtor Independente de Energia – PIE*

iii. Arquivo eletrônico denominado “Rosa, L.P. - Energia na contramão” que é o artigo mencionado no sub-passo 4b;

iv. Arquivo eletrônico denominado “UHEBaguari_PDD_2009.09.22.docx”.

Informações verificadas pelo Avaliador Líder:

As informações fornecidas pelo PP citadas acima e o DCP versão 4.

28/03/2009 – Leandro Silva

Foram verificados os links na seção B.5 do DCP versão 04 e as evidências citadas acima.

28/09/2009 – Leandro Silva

Foram verificadas as explicações e os links na seção B.5 do DCP versão 06 citados acima.

Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:

10/03/2009 – Leandro Silva

Os links relativos às referências nas quais o DCP versão 4 se baseou estão funcionando adequadamente e conduzem às informações pertinentes relativas ao Sub-passo 4b.

Contudo, a discussão do sub-passo 4b precisa ser melhorada porque apenas 62% das UHEs Capim Branco I e II, citada no sub-passo 4a, são de propriedade de empresas autoprodutoras e os outros 38% são de propriedade empresas que vendem a sua eletricidade para a rede.

Ao verificar o status delas na Agência Nacional de Energia (ANEEL) brasileira, a EOD descobriu que elas são simultaneamente APE (Auto Produtor de Energia) e PIE (Produtor Independente de Energia).

<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>

Esse status de UHE não sustenta a argumentação do PP na discussão sobre quaisquer opções similares em andamento no Brasil na respectiva seção do DCP. A SAC 10 permanece aberta.

28/09/2009 – Leandro Silva

A resposta acima dada pelo PP em 22.09.2009 não foi considerada porque a prática comum apresentada na versão 04 do DCP não alcançou a adicionalidade, devido ao fato de que não foi possível avaliar se a comparação feita entre UHEs foi apropriada e o PP não forneceu as evidências para comprovar isso, como explicado acima.

Contudo, o DCP versão 06 abordou a análise da prática comum regionalmente e considerou os passos apropriados da versão mais recente da ferramenta de adicionalidade /3/, que é a versão 05.2 (veja a SAC 09 para obter mais detalhes) e com base nas informações e evidências fornecidas /32/, a EOD concluiu que não há nenhuma UHE similar comparável à UHE Baguari construída no estado de Minas Gerais, Brasil no período de decisão anterior.

Com base nas evidências fornecidas e na discussão feita na seção de prática comum do DCP versão 06, a EOD concluiu que a atividade do projeto não pode ser considerada o cenário do modo mais comum de trabalho no país e a SAC 10 foi encerrada.

Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:

Data: 29/05/2009

Data:	21-01-2009		Levantada por:	Geisa Príncipe		
Tipo:	SAC	Número:	11		Referência	B.1.1 – Anexo A.2

Comentário do Avaliador Líder:

A ACM0002, versão 6 expirou. O DCP deve ser atualizado de acordo com a versão mais recente da metodologia.

Resposta do participante do projeto:

Data: 06/03/2009

O DCP foi revisado para adaptar-se à versão da metodologia ACM0002 usada. A quarta versão do documento agora aplica a versão 8 da metodologia,

Documentação fornecida pelo participante do projeto:

Os PPs entendem que nenhuma evidência precisa ser enviada à EOD, exceto o DCP revisado, versão 4.

Informações verificadas pelo Avaliador Líder:

O DCP versão 5 foi verificado.

Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:

Data: 29/05/2009

O DCP foi atualizado para a versão 5 e realmente aplica a metodologia ACM0002 versão 10.

A SAC 11 foi encerrada.

Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:

Data: 29/05/2009

Data:	31-01-2009		Levantada por:	Geisa Principe	
Tipo:	SE	Número:	12	Referência	A.4.1 – Anexo A.2
Comentário do Avaliador Líder:					
A localização do projeto descrita no DCP, versão 3, não corresponde à localização exata da UHE Baguari. A licença de instalação e o EIA/RIMA declaram que a atividade do projeto está localizada nas cidades de Fernando Tourinho, Governador Valadares, Periquito, Sobrália, Iapu e Alpercata, enquanto o DCP menciona as cidades de Fernandes Tourinho, Sobrália, Governador Valadares e Periquito. Além disso, fornecer evidência das coordenadas geográficas para esclarecer essa questão.					
Resposta do participante do projeto:			Data: 06/03/2009		
As cidades de Iapu e Alpercata foram incluídas na descrição da localização do projeto. As coordenadas geográficas estão evidenciadas no Despacho da ANEEL nº 1143 datado de 20 de março de 2008, disponível em http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20081143.pdf					
Documentação fornecida pelo participante do projeto:					
A Resolução da ANEEL mencionada na resposta do Participante do Projeto datada de 06/03/2009, em formato PDF. O arquivo é denominado “Despacho nº 1143 da ANEEL”.					
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:					
O DCP versão 05, a Ref.29 - Despacho nº 1143 da ANEEL e a Ref.9 - Licença Ambiental Nº 173.					
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:					
30/05/2009 – Leandro Silva e Geisa Principe A inconsistência sobre as cidades que deveriam ser incluídas na localização do projeto foi resolvida pela presença do município de Iapu na Licença Ambiental emitida pela Agência Reguladora Estadual /9/ e no PCA e EIA RIMA /35/ fornecidos pelo PP e, portanto, as cidades citadas no DCP versão 04 foram consideradas corretas. A SE 12 foi encerrada.					
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:			Data: 30/05/2009		

Data:	31-01-2009		Levantada por:	Geisa Principe / Leandro Silva	
Tipo:	SAC	Número:	13	Referência	E.1 – Anexo A.2
Comentário do Avaliador Líder:					
De acordo com a Resolução nº 7 da AND, de 5 de março de 2008 /44b/ (art.3, 2º parág., item IV): Associações Comunitárias cujos propósitos estão direta ou indiretamente relacionados à atividade do projeto devem receber cartas convite para comentários. O PP enviou convites à Escola Municipal Ramiro de Souza Monteiro (escola municipal) na cidade de Alpercata, Escola Municipal Alda Fernandes Goveia (escola municipal) na cidade de Fernandes Tourinho, Escola Municipal Jair Fernandes de Melo (escola municipal) na cidade de Iapu, Escola Municipal Waldemiro Barrei (escola municipal) em Periquito e Escola Estadual José Severino (escola estadual) em Sobrália. Uma escola não pode ser considerada uma Associação Comunitária nem uma parte interessada na atividade do projeto. O PP deve enviar convite para comentários a associações comunitárias cuja finalidade esteja direta e indiretamente relacionada à atividade do projeto. A EOD não pode confirmar se a Associação Comunitária de Governador Valadares recebeu o convite para comentário. A cópia do convite deverá ser fornecida.					
Resposta do participante do projeto:			Data: 06/03/2009		
Em 20 de fevereiro de 2009, foram enviadas cartas para outras associações comunitárias locais das cidades afetadas pela atividade do projeto. Nenhum comentário foi recebido até o momento. Cópias das cartas e do recibo de confirmação foram fornecidas à EOD.					
Documentação fornecida pelo participante do projeto:					
Como mencionado nas respostas dos participantes do projeto, cópias das cartas e do recibo de confirmação foram fornecidas à EOD. Os nomes dos arquivos eletrônicos que precisam ser acessados são: i. Baguari_ARs_Associações Comunitárias_2009.02.09; ii. UHE_Baguari_CCC_Associações Comunitárias_2009.02.09-PDF					
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:					

Ref.26 - AR enviada aos Atores Locais de Associações Comunitárias na localização do projeto.	
Ref.38 - Cartas dos Atores Locais	
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:	
As ARs e as Cartas /26/ que foram enviadas às Associações Comunitárias na área da atividade do projeto estavam de acordo com a resolução nº 7 da AND brasileira /44b/. As outras entidades especificadas na resolução /44b/ também receberam carta convite para comentários /38/ e a SAC 13 foi encerrada.	
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 30/05/2009

Data:	05-02-2009		Levantada por:	Geisa Principe	
Tipo:	SAC	Número:	14	Referência	A.2.2 – Anexo A.2

Comentário do Avaliador Líder:
Com relação às Diretrizes para preenchimento do DCP versão 07 seção 4.3 (EB41 Anexo 12), a descrição da atividade do projeto, na seção A.4.3 do DCP, deve incluir o cenário existente antes do início da implementação da atividade do projeto, uma lista dos equipamentos e sistemas que serão instalados, etc. No DCP versão 03 estão faltando informações e detalhes da tecnologia a ser empregada.

Resposta do participante do projeto:	Data: 06/03/2009
“Antes da implementação da atividade do projeto, nenhuma eletricidade foi gerada no local onde a planta está localizada e toda a eletricidade foi fornecida por plantas interligadas à rede. Esta informação, assim como uma lista dos equipamentos que serão usados na central hidrelétrica, foi incluída na quarta versão do DCP”.	

Documentação fornecida pelo participante do projeto:
i. Para avaliar a potência das turbinas, consulte a Especificação Eletromecânica do Contrato de Engenharia Compra e Construção (EPC), arquivo eletrônico denominado “P01-Item%202-01-01-Turbina%20-p1”, datado de 09/03/2007, página 13;
ii. Para avaliar a potência dos geradores, consulte a Especificação Eletromecânica do Contrato de Engenharia Compra e Construção (EPC), arquivo eletrônico denominado “P02-Item%202-01-Gerador”, datado de 07/03/2007, páginas 7 e 8 (multiplique a Potência Nominal em kVA (39040 kVA) pelo Fator de Potência Nominal (0,90) para obter a Potência em kW como expressado no DCP);
iii. A energia garantida, o fator de capacidade da planta e o tamanho do reservatório estão disponíveis no Relatório de Progresso de Construção da UHE Baguari. Consulte a página 16 do arquivo eletrônico denominado “25_Relatório_de_Progresso_ANEEL_Janeiro_2009” datado de janeiro de 2009.

Informações verificadas pelo Avaliador Líder:
Foi verificado o DCP versão 04 e a documentação citada acima especificando os equipamentos empregados na atividade do projeto.

Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:	
29/05/2009 – Leandro Silva e Geisa Principe As informações exigidas foram incluídas na seção A.4.3 do DCP versão 04 e estão de acordo com a especificação dos equipamentos e com o Relatório de Progresso enviado à Agência Nacional (ANEEL). A SAC 14 foi encerrada.	
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 29/05/2009

Data:	05-02-2009		Levantada por:	Geisa Principe		
Tipo:	SAC	Número:	15	Referência	A.2.4 – Anexo A.2	

Comentário do Avaliador Líder:
O auditor não pode confirmar a bibliografia (DCP, versão 3 – Anexo 5) e as notas de rodapé porque a referência completa não estava disponível.

Resposta do participante do projeto:	Data: 06/03/2009
Todas as referências mencionadas no DCP foram revisadas pelo PP para fornecer ao auditor as informações corretas. Consulte a quarta versão do documento.	

Documentação fornecida pelo participante do projeto:
Os PPs entendem que nenhuma evidência precisa ser enviada à EOD, exceto o DCP revisado, versão 4, porque os links exatos foram acrescentados.

Informações verificadas pelo Avaliador Líder:	
DCP versões 04, 05 e 06, e os seus links de nota de rodapé.	
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:	
Os links da bibliografia e da notas de rodapé foram revisados pelo PP e a SAC 15 foi encerrada.	
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 29/05/2009

Data:	06-02-2009		Levantada por:	Geisa Príncipe	
Tipo:	SAC	Número:	16	Referência	B.4.2 – Anexo 2

Comentário do Avaliador Líder:
O DCP se refere a outro indicador financeiro (Proinfa) de 14,98%, que indica o imposto de mínima atratividade para implementar um projeto de energia. O PP deve incluir a referência no DCP e fornecer evidências à EOD.

Resposta do participante do projeto:	Data: 06/03/2009
<i>Esse indicador financeiro será excluído da análise porque o programa Proinfa se refere apenas à implementação de fontes alternativas de energia. No caso da geração de energia hidrelétrica, isso se aplicaria somente a Pequenas Centrais Hidrelétricas, o que não é o caso da atividade do projeto proposta.</i>	

Documentação fornecida pelo participante do projeto:
<i>Nenhuma documentação foi fornecida porque as informações mencionadas nas versões anteriores foram excluídas da versão revisada do DCP, versão 4.</i>

Informações verificadas pelo Avaliador Líder:
DCP versão 4.

Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:	
29/05/2009 – Leandro Silva Como o indicador financeiro de 14,98% relativo ao “Proinfa” não foi necessário, ele foi excluído do DCP versão 4 e não é necessário dar nenhuma explicação sobre ele. A SAC 16 foi encerrada.	
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 29/05/2009

Data:	06-02-2009		Levantada por:	Geisa Príncipe / Leandro Salvatico Silva		
Tipo:	SAC	Número:	17		Referência	B.4.2 – Anexo 2

Comentário do Avaliador Líder:
O custo médio ponderado do capital (CMPC) apresentado no DCP não corresponde ao CMPC usado na atividade do projeto da UHE Baguari. O CMPC informado foi considerada em outra atividade do projeto.
O PP demonstraria o CMPC usado quando for tomada a decisão de continuar com a atividade do projeto.

Resposta do participante do projeto:	Data: 06/03/2009
<i>O CMPC usado como benchmark foi usado pela Neoenergia, o principal acionista do consórcio. Todo o passo 2 usa dados da Neoenergia porque se essa empresa não tivesse decidido realizar o projeto, ele não teria sido construído. Essa informação foi explicitamente mencionada na quarta versão do DCP.</i>	

<i>Resposta 22.09.2009</i>
<i>De acordo com a ferramenta de adicionalidade, a análise de benchmark deve aplicar parâmetros que são padrão do mercado. A versão anterior do DCP usou um benchmark desenvolvido pelo principal acionista do consórcio que não estava de acordo com o uso dessa ferramenta. Portanto, essa seção foi revisada. Consulte a versão 6 do DCP. O benchmark apropriado que foi considerado é o CMPC do setor de geração elétrica no Brasil.</i>

Documentação fornecida pelo participante do projeto:
<i>Documentos eletrônicos contendo todas as informações necessárias para validar o benchmark usado constituem um arquivo WORD que explica todas as condições, denominado “Relatorio WACC versão 06_12” e uma planilha com o cálculo denominado “CMPC”.</i>
<i>Devido à revisão da análise financeira, os seguinte arquivos eletrônicos foram anexados:</i>
I. “UHE_Baguari_Cash Flow_v.6”;
II. “Baguari_calculo wacc_Sector”;
III. “UHEBaguari_PDD_2009.09.22.docx”.

Informações verificadas pelo Avaliador Líder:	
CMPC do setor de Baguari e DCP versão 6.	
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:	
O benchmark selecionado para a análise foi o CMPC - custo médio ponderado do capital, que está de acordo com a "Orientação da análise de investimentos", parágrafo 12. O cálculo detalhado do CMPC (calculado como 12,41%) foi verificado (ref. 40 do relatório de validação) durante o processo de validação. Hipóteses, valores e equações foram verificados e cópias documentadas foram fornecidas à EOD e mencionados na lista de referências do relatório de validação. A equipe de avaliação verificou as hipóteses e cálculos de cada componente da equação. Os valores usados no projeto basearam-se em parâmetros observados nos mercados financeiros globais. Esses parâmetros são baseados nos dados disponíveis que foram confirmados pela equipe de validação (cotações do BNDES, índice de títulos de mercados emergentes). O cálculo do CMPC foi fornecido. - Custo do capital próprio 35%: R_f – Livre de risco = 5,41% (Índice dos Títulos do Tesouro - 10 anos http://finance.yahoo.com/q?s=%5ETNX) Beta não alavancado = 0,410 (ref. 40) Beta alavancado = 0,913 (ref. 40) Prêmio do mercado = 6,53% (ref. 40, Valor dos Bônus do Tesouro) Risco-país = 5,39% (J.P.Morgan - http://www.acionista.com.br/graficos_comparativos/risco_brasil_mensal.htm) Risco monetário = 2,0% (considerando o setor elétrico no Brasil, Nota Técnica no. 164/2006-SRE/ANEEL) R_n – Retorno esperado (nominal) = 18,76% (calculado com base nos valores acima) P - Inflação americana = 2,17% (ref. 40, http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost) R_e - Retorno esperado (real) = 16,24% (Calculado $(1+R_n)/(1+P)-1$) - Custo da dívida 65% (http://inter.bndes.gov.br/english/conditions.asp): F_c - Custo Financeiro BNDES – TJLP = 9,75% (http://inter.bndes.gov.br/english/tjlp.asp) F_f - Taxa do BNDES = 2.5% (http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Relacao_Com_Investidores/Relatorio_Anual/RelAnual2007.html) F_r – Taxa de risco de crédito = 2,5% (http://inter.bndes.gov.br/english/finem.asp) Custo da dívida (nominal) = 15,31% (calculado com base nos valores acima) Inflação esperada = 4,5% (http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf) Custo da dívida (real) = 10,34% (calculado) CMPC (sem impostos) = 12,41% O uso do CMPC como benchmark é considerado adequado para projetos de MDL no Brasil. Diversas abordagens estão sendo usadas em projetos de MDL no Brasil, e o CMPC é o mais comumente usado em projetos recentes. Projetos de MDL semelhantes recentes no Brasil foram analisados através do website da AND brasileira (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/57967.html) e, entre oito projetos de centrais hidrelétricas com CA emitida pela AND brasileira entre 2008 e 2009, seis projetos usaram o CMPC como benchmark. A SAC 17 foi encerrada.	
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 27/11/2009

Data:	06-02-2009		Levantada por:	Geisa Principe		
Tipo:	SAC	Número:	18		Referência	B.7.1 – Anexo A.2
Comentário do Avaliador Líder:						
Fornecer evidências do cálculo da redução de emissões.						
Resposta do participante do projeto:				Data: 06/03/2009		
<i>A planilha contendo a estimativa das reduções de emissões alcançadas como consequência da implementação da atividade do projeto está anexa.</i>						
Documentação fornecida pelo participante do projeto:						
O cálculo das Reduções de Emissões devidas à atividade do projeto proposta pode ser acessado na planilha Excel denominada "UHEBaguari_CERs calculation_v.3-English" na folha "RCEs"						
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:						
A planilha "UHEBaguari CERs cálculo v.3-English" foi verificada						

Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:	
29/05/2009 – Leandro Silva O cálculo da redução de emissões está de acordo com os dados, fórmulas e equações da ACM0002 e com as ferramentas usadas no DCP para essa finalidade. A SAC 18 foi encerrada. Devido à mudança da data de início do período de obtenção de créditos, a planilha mencionada acima foi atualizada para a sua versão 4 e avaliada pela EOD para verificar a sua precisão, foi verificado que a planilha foi corretamente atualizada.	
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:	Data: 29/05/2009

Data:	06-02-2009	Levantada por:	Geisa Principe		
Tipo:	SE	Número:	19	Referência	B.4.2 – Anexo A.2
Comentário do Avaliador Líder:					
Fornecer a planilha de fluxo de caixa com as fórmulas e fonte do dado usada.					
Resposta do participante do projeto:				Data: 06.03.2009	
Segue anexa a planilha cash-flow com os detalhes que foram solicitados pela EOD. Além disso, também está anexa a planilha com o cálculo do CMPC e um arquivo com todas as hipóteses feitas no cálculo do benchmark.					
Documentação fornecida pelo participante do projeto:					
Todas as informações exigidas acima foram apresentadas nas planilhas chamadas ""UHE_Baguari_Cash Flow v.6 " e "Baguari_calculo wacc_Sector"					
Informações verificadas pelo Avaliador Líder:					
Planilha do fluxo de caixa, planilha CMPC e DCP versão 6.					
Razões para a não-aceitação ou aceitação e encerramento:					
A planilha de fluxo de caixa e o cálculo do CMPC foram fornecidos com fórmulas. Com as planilhas foi possível verificar como foram calculados a TIR e o CMPC. A SE 19 foi encerrada					
Aceitação e encerramento pelo Avaliador Líder:				Data: 27/11/2009	

Data:	30-05-2009	Levantada por:	Fabian Goncalves / Leandro Silva		
Tipo:	SAF	Número:	20	Referência	B.10.1 – Anexo A.2
Comentário do Avaliador Líder:					
O DCP versão 04 apresenta a descrição do plano de monitoramento e os parâmetros nele incluídos estão de acordo com a ACM0002 versão 10. Contudo, o PP não apresentou um procedimento de monitoramento nem no Anexo 4 nem em um documento separado.					
Um procedimento de monitoramento completo deve ser elaborado pelo PP e apresentado à EOD na época da primeira verificação para encerrar este resultado, incluindo pelo menos os tópicos citados abaixo:					
- CQ/GQ - Responsabilidade e Registro do Treinamento - Calibração dos equipamentos de monitoramento - Manutenção de equipamentos de monitoramento e instalação - Manuseio diário dos registros - Lidar com possíveis ajustes dos dados de monitoramento e com dados faltantes no caso de problemas de monitoramento - Auditorias internas de conformidade do projeto de GEE com os requisitos operacionais - Revisões do desempenho do projeto antes da apresentação					

A.4 Anexo 4: Declarações de competência dos membros da equipe

Declaração de competência

Nome: **Goncalves, Fabian.** Associada da SGS: **SGS Brasil**

Status

- Avaliador Líder	☒	- Especialista	☐
- Avaliador	☒	- Especialista financeiro	☐
- Avaliador Local	☒	- Revisor técnico	☐

Escopos de especialização

1. Setores de energia (renovável / não renovável)	☐
Sub-escopo(s):	
2. Distribuição de energia	☐
Sub-escopo(s):	
3. Demanda de energia	☐
Sub-escopo(s):	
4. Fabricação	☐
Sub-escopo(s):	
5. Setor químico	☐
Sub-escopo(s):	
6. Construção	☐
Sub-escopo(s):	
7. Transporte	☐
Sub-escopo(s):	
8. Mineração/produção mineral	☐
Sub-escopo(s):	
9. Produção de metais	☐
Sub-escopo(s):	
10. Emissões fugitivas de combustíveis (sólido, óleo e gás)	☐
Sub-escopo(s):	
11. Emissões fugitivas da produção e consumo de halocarbonetos e hexafluoreto de enxofre	☐
Sub-escopo(s):	
12. Uso de solventes	☐
Sub-escopo(s):	
13. Manuseio e disposição de resíduos	☐
Sub-escopo(s):	
14. Desmatamento e reflorestamento	☐
Sub-escopo(s):	
15. Agricultura	☐
Sub-escopo(s):	

Membro da Equipe aprovado por: **Sidharth Yadav** Data: **25/10/2009**

Declaração de competência

Nome: **Engelbrecht, Lucas** Associada da SGS: **SGS Brasil**

Status

- Avaliador Líder	☐	- Especialista	☐
- Avaliador	☐	- Especialista financeiro	☐
- Avaliador Local	☒	- Revisor técnico	☐

Escopos de especialização

1. Setores de energia (renovável / não renovável)	☐
Sub-escopo(s):	
2. Distribuição de energia	☐
Sub-escopo(s):	
3. Demanda de energia	☐
Sub-escopo(s):	
4. Fabricação	☐
Sub-escopo(s):	
5. Setor químico	☐
Sub-escopo(s):	
6. Construção	☐
Sub-escopo(s):	
7. Transporte	☐
Sub-escopo(s):	
8. Mineração/produção mineral	☐
Sub-escopo(s):	
9. Produção de metais	☐
Sub-escopo(s):	
10. Emissões fugitivas de combustíveis (sólido, óleo e gás)	☐
Sub-escopo(s):	
11. Emissões fugitivas da produção e consumo de halocarbonetos e hexafluoreto de enxofre	☐
Sub-escopo(s):	
12. Uso de solventes	☐
Sub-escopo(s):	
13. Manuseio e disposição de resíduos	☐
Sub-escopo(s):	
14. Desmatamento e reflorestamento	☐
Sub-escopo(s):	
15. Agricultura	☐
Sub-escopo(s):	

Membro da Equipe aprovado por: **Sidharth Yadav** Data: **05/10/2009**

Declaração de competência

Nome: **Sun, Joe** Associada da SGS: **SGS China**

Status

- Avaliador Líder	☒	- Especialista	☒
- Avaliador	☒	- Especialista financeiro	☐
- Avaliador Local	☒	- Revisor técnico	☒

Escopos de especialização

1. Setores de energia (renovável / não renovável)	☒
<i>Sub-escopo(s): Hidro, Eólica</i>	
2. Distribuição de energia	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
3. Demanda de energia	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
4. Fabricação	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
5. Setor químico	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
6. Construção	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
7. Transporte	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
8. Mineração/produção mineral	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
9. Produção de metais	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
10. Emissões fugitivas de combustíveis (sólido, óleo e gás)	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
11. Emissões fugitivas da produção e consumo de halocarbonetos e hexafluoreto de enxofre	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
12. Uso de solventes	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
13. Manuseio e disposição de resíduos	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
14. Desmatamento e reflorestamento	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	
15. Agricultura	☐
<i>Sub-escopo(s):</i>	

Membro da Equipe aprovado por: **Sidharth Yadav** Data: **04/11/2009**

Declaração de competência

Nome: Santos, Roberto

Status

- Avaliador Líder	☐	- Especialista	☐
- Avaliador	☐	- Especialista financeiro	☒
- Avaliador Local	☐	- Revisor técnico	☐

Escopos de especialização

1. Setores de energia (renovável / não renovável)	☐
Sub-escopo(s):	
2. Distribuição de energia	☐
Sub-escopo(s):	
3. Demanda de energia	☐
Sub-escopo(s):	
4. Fabricação	☐
Sub-escopo(s):	
5. Setor químico	☐
Sub-escopo(s):	
6. Construção	☐
Sub-escopo(s):	
7. Transporte	☐
Sub-escopo(s): Transporte	
8. Mineração/produção mineral	☐
Sub-escopo(s):	
9. Produção de metais	☐
Sub-escopo(s):	
10. Emissões fugitivas de combustíveis (sólido, óleo e gás)	☐
Sub-escopo(s):	
11. Emissões fugitivas da produção e consumo de halocarbonetos e hexafluoreto de enxofre	☐
Sub-escopo(s):	
12. Uso de solventes	☐
Sub-escopo(s):	
13. Manuseio e disposição de resíduos	☐
Sub-escopo(s):	
14. Desmatamento e reflorestamento	☐
Sub-escopo(s):	
15. Agricultura	☐
Sub-escopo(s):	

Membro da Equipe aprovado por:

Sidharth Yadav

Data:

20/01/2010