

---

# RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

---

**Pouso Alto Energia S/A.**

**Amper Energia S/A.**

**Rio do Sangue Energia S/A.**

**Paranatinga Energia S/A.**

**Rio Água Clara Energia Ltda.**

**Atiaia – Pequena Central Hidrelétrica  
Buriti**

---

**SGS Climate Change Programme**  
SGS United Kingdom Ltd  
SGS House  
217-221 London Road  
Camberley Surrey  
GU15 3EY  
United Kingdom

Date of issue:	No Projeto.:
26-06-2007	CDM.Val0353
Título do projeto	Unidade organizacional:
Atiaia – Pequena Central Hidrelétrica Buriti	SGS Climate Change Programme
Número da revisão	Cliente:
03	POUSO ALTO ENERGIA S/A. AMPER ENERGIA S/A. RIO DO SANGUE ENERGIA S/A. PARANATINGA ENERGIA S/A. RIO ÁGUA CLARA ENERGIA LTDA.

**Resumo**

A SGS realizou a validação do projeto: Atiaia – Pequena Central Hidrelétrica Buriti. A Validação foi realizada com base nos critérios da UNFCCC e do País Anfitrião, assim como os critérios fornecidos para a consistência da operação, monitoramento e relatos do projeto. A validação foi realizada utilizando uma abordagem com base no risco, uma revisão da documentação de concepção do projeto, além das entrevistas realizadas, forneceram para a SGS evidências suficientes para determinar o cumprimento dos critérios estabelecidos.

A atividade de projeto consiste na instalação de uma pequena central hidrelétrica de 30MW. Isto resultará em uma redução de emissão de gases de efeito estufa, evitando o despacho para a rede da mesma quantidade de energia produzida por combustíveis fósseis em termoelétricas.

A quantidade total de redução de emissões estimada para o primeiro período de créditos é de 447,987 tCO<sub>2</sub>e

A SGS solicitará o registro do Projeto de Pequena Central Hidrelétrica de Atiaia - Buriti como atividade de projeto de MDL após receber a aprovação por escrito da AND das partes participantes e a confirmação da AND do Brasil de que o projeto auxilia a alcançar o desenvolvimento sustentável.

Assunto.:		
Validação MDL		<b>Indexing terms</b>
Work carried out by		
Áurea Nardelli, Fabian Gonçalves, Irma Lubrecht.		
Revisores técnicos		
Irma Lubrecht		<input checked="" type="checkbox"/> No distribution without permission from the Client or responsible organisational unit
Assinatura autorizada		
		<input type="checkbox"/> Distribuição limitada
Data da decisão final:	Nº de páginas:	
	15	<input type="checkbox"/> Unrestricted distribution

**Abeviações**

MA	Metodologia Aprovada
SAC	Solicitação de Ação Corretiva
RCE	Redução Certificada de Emissão
AND	Autoridade Nacional Designada
PM	Plano de Monitoramento
SNI	Solicitação de Novas Informações
DCP	Documento de Concepção do Projeto
SGS	Société Générale de Surveillance
EF	Emission Factor

**Tabela de conteúdo**

Tabela de conteúdo..... 4

1. Introdução..... 5

    1.1 Objetivo ..... 5

    1.2 Escopo ..... 5

    1.3 Descrição do Projeto de GEE ..... 5

    1.4 Os nomes e funções dos membros do time de validação ..... 7

2. Metodologia ..... 7

    2.1 Revisão do MDL-DCP e documentações adicionais..... 7

    2.2 Uso do protocolo de validação ..... 7

    2.3 Resultados ..... 8

    2.4 Controle de qualidade interno ..... 8

3. Determinação dos Resultados ..... 9

    3.1 Exigências de participação..... 9

    3.2 Seleção da linha de base e adicionalidade ..... 9

    3.3 Aplicação da metodologia de linha de base e cálculo de fatores de emissão ..... 10

    3.4 Aplicação da metodologia de monitoramento e plano de monitoramento ..... 10

    3.5 Desenho do projeto ..... 12

    3.6 Impactos ambientais ..... 13

    3.7 Comentários das partes interessadas locais ..... 13

4. Comentários das Partes, atores envolvidos e ONGs ..... 14

    4.1 Descrição de como e quando o DCP foi disponível publicamente ..... 14

    4.2 Compilação de todos os comentários recebidos ..... 14

    4.3 Explicação de como os comentários foram levados em consideração ..... 14

5. Opinião de validação ..... 14

6. Lista de pessoas entrevistadas ..... 15

7. Referência de documentos..... 15

Anexo 1: Avaliação local

Anexo 2: Protocolo de Validação

Anexo 3: Visão geral dos resultados

## 1. Introdução

### 1.1 Objetivo

A POUSO ALTO ENERGIA S/A; AMPER ENERGIA S/A; RIO DO SANGUE ENERGIA S/A; PARANATINGA ENERGIA S/A; RIO ÁGUA CLARA ENERGIA LTDA. contratou a SGS para realizar a validação do projeto: Atiaia – Pequena Central Hidrelétrica Buriti considerando as exigências relevantes para atividades de projeto de MDL. A proposta de uma validação é obter uma avaliação de uma terceira parte independente da atividade de projeto. Em particular, a linha de base do projeto, o plano de monitoramento (PM) e a conformidade do projeto em conformidade com os critérios relevantes da UNFCCC e do país anfitrião são validados para confirmar que o projeto como documento é acertado e razoável e vai de encontro com as exigências estabelecidas e critérios identificados. A validação é necessária para assegurar ao envolvidos no projeto a qualidade do projeto e sua intenção de geração de Redução de Certificadas de Emissão (RCE). Os critérios da UNFCCC se referem aos critérios do Protocolo de Quioto e as regras e modalidades de MDL e decisões relacionadas pela COP/MOP e o Conselho Executivo do MDL.

### 1.2 Escopo

O escopo da validação é a análise independente e objetiva do documento de concepção do projeto, o estudo da linha de base e do plano de monitoramento, bem como outros documentos relevantes. As informações desses documentos são analisadas em relação às exigências do Protocolo de Quioto, regras do Conselho Executivo do MDL e interpretações associadas. A SGS empregou o risco na validação, focando na identificação dos riscos da implementação do projeto e da 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.

### 1.3 Descrição do Projeto de GEE

Este relatório resume os resultados da validação do projeto da pequena central hidrelétrica de Atiaia - Buriti, realizado com base nos critérios da UNFCCC. A validação foi realizada como uma análise no escritório dos documentos do projeto apresentados pela Atiaia Energia S/A, e com uma visita à Pequena Central Hidrelétrica, localizada em Lucas do Rio Verde e Sorriso, Mato Grosso, Brasil. Durante a visita ao local, os gerentes da Atiaia e o consultor da Ecoinvest foram entrevistados.

A PCH Buriti é de propriedade da Pouso Alto Energia S/A, controlada 100% pela Atiaia Energia S.A. Atiaia Energia S.A. é uma companhia “sub-holding” criada entre a associação da Koblitz e do Grupo Cornélio Brennand. No futuro, a Pouso Alto Energia S/A mudará o seu nome para Rio Sucuriú Energia Ltda., obedecendo a legislação vigente e todas as exigências necessária para esta alteração.

A atividade de projeto consiste em uma capacidade instalada de 30 MW. A planta fica na região centro-oeste do Brasil e está conectada à rede interligada sul/sudeste/centro-oeste.

As instalações de Buriti são uma pequena central hidrelétrica com reservatório, que armazena água para gerar energia por curtos períodos de tempo. A planta atende aos critérios legais brasileiros que definem pequenas centrais hidrelétricas.

PCH Buriti- localizada em Chapadão do Sul e Água Clara, estado de Mato Grosso do Sul (MS).

- Capacidade instalada: 30 MW
- Área dos reservatórios: 0,38 km<sup>2</sup>.

A quantidade total de redução de emissões estimada para o primeiro período de crédito é de 447,987 tCO<sub>2</sub>e

Cenário de linha de base:

Nenhum investimento em geração de energia elétrica limpa; geração de eletricidade a partir de termelétricas a combustível fóssil que, de outro modo, teria sido despachada para a rede.

Com o cenário do projeto:

A atividade de projeto consiste na instalação de uma pequena central hidrelétrica com reservatório, com capacidade de 30 MW. Ela resultará em reduções de emissões de GEEs, evitando o despacho da quantidade de energia correspondente gerada por termelétricas a combustível fóssil para a rede.

Fugas:

Não há previsão de fugas.

Impactos ambientais e sociais:

Os impactos ambientais da atividade de projeto são considerados pequenos pela definição de pequenas hidrelétricas do país anfitrião, devido ao pequeno tamanho dos reservatórios. Ao utilizar instalações de pequenas centrais hidrelétricas para gerar eletricidade para uso local e para fornecimento à rede, o projeto desloca parte da eletricidade originada de diesel, um combustível fóssil finito, e dá menos incentivo para a construção de grandes hidrelétricas que podem causar grandes impactos ambientais e sociais.

Em relação ao atendimento à legislação ambiental do país anfitrião, exige-se dos patrocinadores do projeto a obtenção das licenças ambientais definidas pela regulamentação ambiental.

A planta obteve as licenças preliminares e de construção. As licenças prévias foram emitidas pelas agências ambientais do Mato Grosso do Sul, IMAP - *Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Estado de Mato Grosso do Sul*. O projeto também foi revisado segundo as "Environmental & Social Guidelines and Safeguards Policies" [Políticas de salvaguardas e diretrizes sociais e ambientais] da IFC (1998) e as "World Commission on Dams Guidelines for Good Practice" [Diretrizes da Comissão Mundial de Reservatórios para boas práticas] (2000) Os resultados desta avaliação foram resumidos no DCP.

Para implementar medidas para mitigar os impactos adversos identificados no Estudo de Impacto Ambiental, foi preparado os Planos de Controle Ambiental e o Projeto Ambiental Básico, que foram aprovados pela IMAP. Este plano incluía ações para estudos da fauna e da flora, para educação ambiental, monitoramento de recursos hídricos, restauração de áreas degradadas, comunicação social e outros.

Em relação aos impactos sociais e econômicos, as pequenas centrais hidrelétricas podem fornecer geração distribuída local, diferentemente do modo mais comum de trabalho, como as grandes centrais hidrelétricas e as de geração a gás natural. Este projeto de pequena central hidrelétrica propicia benefícios em relação à distribuição, transmissão e confiabilidade específicos para o local.

Espera-se que a atividade de projeto contribua para melhorar o fornecimento de eletricidade,

contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica.

#### **1.4 Os nomes e funções dos membros do time de validação**

<b>Nome</b>	<b>Função</b>
<i>Aurea Nardelli</i>	<i>Validador líder</i>
<i>Fabian Gonçalves</i>	<i>Validador local</i>
<i>Irma Lubrecht</i>	<i>Revisor técnico</i>

## **2. Metodologia**

### **2.1 Revisão do MDL-DCP e documentações adicionais**

A validação foi realizada principalmente como uma análise de documento dos documentos do projeto disponíveis para o público. A avaliação foi realizada por avaliadores treinados usando um protocolo de validação elaborado.

Uma visita ao local foi necessária para verificar hipóteses da linha de base. Informações adicionais foram necessárias para completar a validação; elas foram obtidas por telefone, e-mail e entrevistas com a presença física dos desenvolvedores do projeto e de seus consultores (incluindo desenvolvedores do projeto e representantes do governo e de ONG's no País Anfitrião). Isto pode ser consultado pela afiliada da SGS local. Os resultados da visita local estão resumidos no Anexo 1 deste relatório.

### **2.2 Uso do protocolo de validação**

Para assegurar transparência, um protocolo de validação foi elaborado para o projeto. O protocolo mostra as exigências, o modo de verificação e os resultados da validação dos critérios identificados. O protocolo de validação tem os seguintes objetivos:

- ele organiza, detalha e esclarece as exigências que o projeto deve atender; e
- ele documenta como uma exigência específica foi validada e o resultado da validação.

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

<b>Questão da lista de verificação</b>	<b>Modo de Verificação (MoV)</b>	<b>Comentário</b>	<b>Conclusão Provisória e/ou Final</b>
<p>As várias exigências estão relacionadas às questões da lista de verificação que o projeto deve atender.</p>	<p>Explica como o atendimento à questão da lista de verificação é investigado. Exemplos de modos de verificação são a <i>Análise de Documento (AD)</i> ou a <i>Entrevista (E)</i>. N/A significa "Não se Aplica".</p>	<p>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.</p>	<p>Isso é aceitável com base em evidências fornecidas (<b>OK</b>), ou em uma <b>Solicitação de Ação Corretiva (SAC)</b> devido ao não atendimento à questão da lista de verificação (Veja abaixo). A <b>Solicitação de Novas Informações (SNI)</b> é usada quando a equipe de validação identificar uma necessidade de esclarecimento adicional.</p>

O protocolo de validação completo está incluído como Anexo 2 deste relatório.

### 2.3 Resultados

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

Quando informações insuficientes ou inexatas estiverem disponíveis e forem necessários esclarecimentos ou novas informações o avaliador deve levantar uma **Solicitação de Novas Informações (SNI)** especificando as informações adicionais necessárias.

Quando surgir uma não conformidade que exija que o desenvolvedor do projeto faça alguma coisa o avaliador deve levantar uma **Solicitação de Ação Corretiva (SAC)**. Uma SAC é utilizada quando:

- I. erros são feitos com influência direta nos resultados do projeto;
- II. as exigências do protocolo de validação não foram atendidas; ou
- III. há um risco de o projeto não ser aceito como um projeto de MDL ou que a redução de emissão não será verificada.

O processo de validação pode ser detido até que informações sejam disponíveis para a satisfação dos consultores. A falha da SNI pode resultar em uma SAC. Informações ou clarificações fornecidas como resultado de uma SNI pode ser também conduzido para uma SAC.

**Observações** também podem ser feitas em benefício de futuros projetos e de futura verificação ou de participantes da validação. Essas não têm impacto na conclusão da validação ou na atividade de verificação.

Solicitações de Ação Corretiva e Solicitações de Novas Informações são levantadas no protocolo de validação preliminar e detalhadas em um formulário separado (Anexo 5). Nesse formulário, o desenvolvedor do projeto tem a oportunidade de "encerrar" SACs pendentes e responder a SNIs e Observações.

### 2.4 Controle de qualidade interno

Depois da conclusão de avaliação do processo e uma recomendação pelo equipe de avaliação, toda

documentação será encaminhada para uma Revisor Técnico. A tarefa do Revisor Técnico é checar se todos os procedimentos foram seguidos e se todas as conclusões foram justificadas. O Revisor Técnico aceitará ou rejeitará a recomendação feita pela equipe de avaliação.

### 3. Determinação dos Resultados

#### 3.1 Exigências de participação

O Brasil deve estar 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](http://unfccc.int/files/essential_background/kyoto_protocol/application/pdf/kpstats.pdf)).

Quando da validação, nenhuma Carta de Aprovação do país anfitrião tinha sido fornecida. A Carta de Aprovação será assinada quando a AND do Brasil tiver recebido e analisado o relatório de validação.

#### 3.2 Seleção da linha de base e adicionalidade

A metodologia aplicada a esta atividade de projeto é a ACM0002 – "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis/ Metodologia de monitoramento consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 06, emitida em 19 de maio de 2006).

O projeto consiste de uma pequena central hidrelétrica com reservatório. Os limites do projeto são definidos pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pela atividade do projeto. Ele abrange o local geográfico e físico da geração de energia hidrelétrica e a rede interligada. O limite do cálculo da linha de base é coberto pela rede elétrica interligada sul/sudeste/centro-oeste e a planta está conectada a esta rede, e os cálculos da linha de base usam os dados da geração elétrica desta região. O limite do projeto é aceitável.

Durante o processo de validação, o DCP foi revisado conforme a última versão da ACM 0002 (versão 6). A metodologia se aplica a atividades de projeto de geração de energia renovável interligadas à rede que incluem, entre outras condições, "novos projetos de energia hidrelétrica com reservatórios tendo densidade de potência (capacidade instalada de geração de energia dividida pela área da superfície no nível completo do reservatório) maior que 4 W/m<sup>2</sup>".

O DCP original (versão 1 a 6) incluía duas plantas. Uma planta (Canoa Quebrada) foi excluída porque tem densidade de energia menor que 4 W/m<sup>2</sup>. Ela não é aceitável pela ACM0002. A SAC 11 foi levantada. Para encerrar a SAC 11, o DCP foi revisado para se adequar à ACM0002 versão 6. A planta Canoa Quebrada foi excluída do projeto.

As emissões do projeto deveriam ser determinadas de acordo com a metodologia descrita. A versão 6 da ACM0002 exige que o PE seja calculado a partir da "densidade de potência". Nenhuma informação sobre isso foi incluída no DCP. O PE é dependente da área do reservatório e da capacidade instalada da planta. Esses parâmetros são usados para o cálculo da "densidade de potência". Nenhuma informação sobre a área do reservatório está incluída na Seção D do DCP. A SAC 12 foi levantada.

Informações sobre o cálculo das EP e a demonstração do porquê das PE=zero foram incluídas no DCP revisado. "De acordo com a ACM0002 (versão 6), os novos projetos de energia hidrelétrica com reservatórios devem considerar as emissões do projeto. Para a PCH Buriti, considerando a capacidade do projeto: 30MW e a área do reservatório: 0,38 Km<sup>2</sup>, a densidade de potência = 30/0,38 = 78,95 W/m<sup>2</sup>. Se a densidade de potência do projeto for maior que 10 W/m<sup>2</sup>

PEy = 0". A SAC 12 foi encerrada.

*O projeto não gera nenhuma fuga, conforme definido na metodologia.*

Considerando que as emissões do projeto e as fugas são zero, as reduções de emissão via a atividade de projeto ( $ER_y$ ) durante um determinado ano  $y$  são o produto do fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ , em tCO<sub>2</sub>e/MWh) pela eletricidade fornecida pelo projeto à rede ( $EG_y$ , em MWh).

Conforme exigido na ACM0002, o projeto demonstrou a adicionalidade usando a "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade". As informações relevantes para esta análise foram apresentadas no DCP. Os passos 0 e 2 não eram aplicáveis ao projeto.

A discussão sobre adicionalidade não ficou clara (principalmente sobre a barreira para investimentos); evidências transparentes relacionadas à análise da TIR não foram fornecidas durante o estudo de escritório. A SNI 2 foi levantada.

Para esclarecer a SNI 2, foram enviadas planilhas ao validador, que apresenta dados e fórmulas para demonstrar como a TIR foi determinada. As suposições e informações apresentadas na análise foram aceitáveis.

Verificou-se que a barreira para investimentos não foi a barreira mais importante, pois o projeto recebeu fundos subsidiados do BNDES (com taxas de juros mais baixas que as taxas de mercado). As informações sobre o PROINFA mencionados no DCP estão disponíveis publicamente.

A Seção B.3 do DCP foi revista para esclarecer que algumas barreiras que são comuns ao contexto brasileiro não foram enfrentadas pela Atiaia. A SNI 2 foi encerrada.

A barreira institucional e a análise da prática comum também foram discutidas no DCP. As referências mencionadas e os sites listados como fontes de informação foram verificados. A análise de barreira demonstra que na ausência dos incentivos criados pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atrativo.

A alternativa a atividade de projeto é a continuação da situação atual (prévia) da eletricidade fornecida por grandes estações de hidrelétricas e termelétricas – ou pelo óleo diesel, no caso de sistemas isolados (foi verificado que a atividade de projeto não é prática comum no país).

Como uma alternativa do grupo é o investimento em outras oportunidades, como o mercado financeiro ou em outras áreas industriais tradicionais do grupo.

### **3.3 Aplicação da metodologia de linha de base e cálculo de fatores de emissão**

Conforme definido na ACM0002, o fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, que consiste na combinação dos fatores da margem de operação e da margem de construção. O cálculo do fator de emissão da rede brasileira sul/sudeste/centro-oeste foi feito com base nos dados do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão  $EF_{OM,y}$  foi calculado *ex-ante*. Informações detalhadas sobre a linha de base foram apresentadas durante a avaliação da validação e foi disponibilizada no Anexo 3 do DCP.

Durante a análise no escritório, foi identificado um erro nos valores apresentados para o cálculo do fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ ). O valor de  $EF_{BM,2004}$  foi informado como 0,1045 tCO<sub>2</sub>e/MWh, mas o  $EF_{BM,2004}$  usado na equação 11 foi 0,0962 (veja o DCP, versão 5, página 41). A SAC 5 foi levantada. Foi revisado no DCP (versão 6). O valor correto para ambos casos é 0,0962 O fator de emissão calculado foi 0,2647 tCO<sub>2</sub>/MWh. A SAC 5 foi encerrada.

### **3.4 Aplicação da metodologia de monitoramento e plano de monitoramento**

Durante a validação, foi verificado que o plano de monitoramento não cobria todas as exigências da

ACM0002 e das práticas de bom monitoramento. Questões foram levantadas, conforme descrito abaixo:

- SAC 1: A estrutura de operação e gerenciamento a ser implementada não foi descrita detalhadamente no DCP (veja a seção D.4 e o plano de monitoramento). Faltaram informações sobre autoridade e responsabilidade, procedimentos de monitoramento e elaboração de relatórios, análises internas e treinamento.

Para encerrar a SAC 1, foi informado que a PCH funcionará com um gerente local, com conhecimento operacional e gerencial, e três técnicos de manutenção (dois responsáveis por tarefas eletromecânicas e um por serviços gerais). Todas as operações serão centralizadas em Cuiabá – Mato Grosso, no *Centro de Operação do Sistema – “COS”*, que irá operar e planejar a manutenção da PCH. O COS funcionará com nove profissionais: 1 diretor, 1 engenheiro de coordenação de manutenção, 1 engenheiro de coordenação de operações, 1 coordenador administrativo e 5 operadores de sistema (trabalhando em turnos, 24 horas por dia). Todos os procedimentos serão realizados por telecomando do COS em Cuiabá, e na PCH o gerente local consegue operar toda a planta em caso de falha de comunicação com o COS, como descrito no Anexo 4.

A companhia de distribuição de energia ENERSUL será responsável pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes dos 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.

Aproximadamente 120 dias antes do início da operação comercial da PCH, o produtor e o distribuidor de energia assinarão um contrato para tratar das responsabilidades de cada lado. Os técnicos da PCH serão treinados no uso de equipamentos de monitoramento de acordo com as especificações deste contrato e com as recomendações dos fabricantes dos equipamentos.

O Anexo 4 do DCP foi revisto para descrever a estrutura operacional e gerencial do projeto. O SAC 1 foi encerrado, e uma observação foi levantada: Os procedimentos devem estar claramente descritos e o manual de operação e manutenção deve estar preparado e implementado até a partida da planta. O pessoal envolvido nas atividades de monitoramento deve ser treinado com relação aos procedimentos.

- SAC 4: Não foi identificado nenhum procedimento para calibração e manutenção dos equipamentos de monitoramento.

Para encerrar o SAC 4, foi informado que a companhia de distribuição de energia ENERSUL será responsável pela calibração e manutenção dos equipamentos de monitoramento. O Anexo 4 do DCP foi atualizado para incluir os detalhes mencionados acima. Também foi descrito no DCP (versão 6) que os medidores de energia são especificados pela companhia de distribuição de energia e aprovados pelo ONS (agência nacional). Para a PCH Buriti, o medidor de energia será um Q 1000, fabricado pela Schlumberger. As PCHs possuem um medidor individual por gerador, cuja medição é feita localmente ou remotamente no *Centro de Operação do Sistema – COS*, em Cuiabá. Também há um medidor na subestação. Esse medidor armazena dados de energia, que podem ser confirmados pela PCH e pelo distribuidor local. A medição é controlada em tempo real pela PCH. Os dados das medições são comparados entre o medidor na saída dos geradores e o medidor na subestação, de forma que seja possível detectar quaisquer problemas (como falta de água, materiais dentro das turbinas, inexatidão do medidor, etc).

- SAC 7: Foi verificado que o QA/QC fornecido no não estava de acordo com o exigido na ACM0002.

Para encerrar este resultado, o DCP foi revisado e a informação correta foi apresentada.

- SAC 8: Conforme definido pela metodologia e as Diretrizes para conclusão do DCP, os dados devem ser arquivados por 2 anos após o término do período de crédito. O DCP (Seção D) não informou o período correto. Foi informado que “*Os dados serão arquivados durante o período de crédito, de acordo com procedimentos internos*”.

Para encerrar a SAC 8, verificou-se que a versão revisada do DCP incluiu, na Seção D, o período correto para armazenamento dos dados.

Considerando que as SACs levantadas foram abordadas adequadamente, a equipe de validação aceitou a plano de monitoramento descrito no DCP.

Observação: A planta ainda não está em operação. Como descrito no DCP, a companhia de distribuição de energia será responsável por lidar com possíveis ajustes e incertezas de informações de monitoramento para rever os resultados/informações relatadas, para auditorias internas de projeto de GEE em conformidade com as exigências operacionais, e para ações corretivas. Também foi informado durante a visita no local do projeto que os gerentes do projeto irão preparar o Manual de Operação e Manutenção da PCH.

Os procedimentos deverão ser claramente descritos e o manual de operação e manutenção deverá ser preparado e implementado até o início da operação da planta. As pessoas envolvidas nas atividades de monitoramento deverão ser treinadas com relação aos procedimentos.

### **3.5 Desenho do projeto**

O DCP deve abordar todas as exigências específicas sob cada cabeçalho do modelo de DCP. Alguns problemas foram levantados durante a análise de documento relativa a exigências editoriais e completude do DCP.

- SAC 6: DCP, Seção D: informações incorretas sob o cabeçalho D.4. O parâmetro de monitoramento *Geração da Eletricidade do Projeto alimentada na rede (EGy)* (página 34) deve ser incluído sob D.2.1.3 “*Dados relevantes necessários para a determinação da linha de base de emissões antropogênicas por fontes de GEEs contidas dentro do limite do projeto e como esses dados serão coletados e arquivados*” (páginas 28 a 29, DCP versão 5). O documento foi revisado, e o último DCP apresenta a informação correta. A SAC 6 foi encerrada.

- SAC 9: Houve um erro/inconsistência nas referências mencionadas no DCP em relação à versão/ano da ACM0002. O ano de 2004 foi informado na página 29; na página 30, aparece o ano de 2002, e no Anexo 5, novamente 2004. O ano correto é 2006. O DCP foi revisado para encerramento da SAC 4. A metodologia usada no DCP (versão 6) era a versão mais recente da ACM0002 (versão 6, emitida em 19 de maio de 2006). A SAC 9 foi encerrada.

SAC 10: As datas devem ser expressas no seguinte formato: (DD/MM/AAAA). As datas de início da atividade de projeto e do início do período de crédito não estavam completas; foram informados apenas o mês e o ano. Houve informações inconsistentes ao longo do DCP. Para estimativa dos créditos, foi informado que a data de início será outubro de 2006 e, na Seção C, que será janeiro de 2007. Para encerrar a SAC 10, o DCP foi revisado. A data de início da atividade de projeto informada e confirmada foi 19 de julho de 2005, e a data de início do primeiro período de crédito, foi 15 de janeiro de 2007. A SAC 10 foi encerrada.

- SAC 13: a tabela fornecida na Seção E.6 do DCP (versão 7) não estava de acordo com o formato do DCP de MDL. Para encerrar a SAC 13, o DCP foi revisado (ver versão 8).

### **3.6 Impactos ambientais**

Durante a análise no escritório, foi verificado que o DCP não apresentou um plano para monitoramento dos indicadores do desenvolvimento sustentável / impactos ambientais e a SAC (3) foi levantada.

Foi informado que a Pouso Alto Energia, empresa que controla a PCH Buriti, contratou empresas especializadas para executar seus programas ambientais. A empresa contratada mantém um engenheiro ambiental em tempo integral na planta; os programas incluídos no Programa Básico Ambiental estão sendo executados pelo pessoal da PCH. Após o início das operações comerciais, a restauração das áreas degradadas e das áreas de preservação permanente será feita de acordo com as exigências legais. Os estudos feitos durante a fase de concepção do projeto identificaram os impactos ambientais e sociais e indicaram as medidas de mitigação a serem adotadas durante as fases de construção. Uma equipe de especialistas irá monitorar a conformidade com as normas das agências ambientais.

Foi verificado que a análise dos impactos ambientais da atividade de projeto foi descrita de modo suficiente nos documentos relacionados ao EIA da PCH (EIA PCH Buriti, May, 2002). Os efeitos ambientais foram identificados no EIA e as medidas de mitigação foram definidas para tratar dos efeitos adversos. Além disso, as evidências documentadas de que o projeto está em conformidade com os requisitos legais foram verificadas.

Informações detalhadas relativas aos programas ambientais e ao plano de monitoramento foram incluídas no DCP (Anexo 4). Indicadores ambientais razoáveis foram definidos para serem monitorados como parte do Programa Ambiental da planta. A SAC 3 foi encerrada.

### **3.7 Comentários das partes interessadas locais**

As partes interessadas locais foram convidadas por meio de cartas para comentar sobre o projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Atiaia - Buriti.

O convite foi enviado a partes interessadas específicas, consideradas representantes do público em geral, conforme definido pela Resolução n° 1 da AND. As seguintes partes interessadas foram contatadas:

- *Prefeitura de Água Clara*
- *Câmara Municipal de Água Clara*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Água Clara*
- *Associação de Pouso Alto*
- *Prefeitura de Chapadão do Sul*
- *Câmara Municipal de Chapadão do Sul*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Chapadão do Sul*
- *Associação da Pedra Branca*
- *IMAP – Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Mato Grosso do Sul*
- *Ministério Público do Mato Grosso do Sul*
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente*

As cópias das cartas enviadas às partes interessadas e os registros de recebimento foram verificados (registro formal das agências de correio).

Durante o período de consulta, um comentário do FBOMS foi recebido, sugerindo o uso de Padrão-Ouro ou de ferramentas similares para monitoramento dos indicadores ambientais/sociais. Os participantes do projeto consideraram que as exigências feitas pelo governo brasileiro são suficientes para serem usadas como indicadores de sustentabilidade, os quais são atendidos pela atividade de

projeto.

#### 4. Comentários das Partes, atores envolvidos e ONGs

De acordo com o sub-parágrafo 40 (b) e (c) das modalidades e procedimentos do MDL, o documento de concepção do projeto da atividade de projeto proposta deverá ser disponibilizado publicamente e a EOD deverá convidar comentários nas exigências de validação das Partes, atores envolvidos e organizações não governamentais acreditadas pela UNFCCC e torná-los publicamente disponíveis. Este capítulo descreve o processo para este projeto.

##### 4.1 Descrição de como e quando o DCP foi disponível publicamente

O DCP e o plano de monitoramento para o projeto foi disponibilizado no site da SGS <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/NKSQQI77SRXGU79UYBN6K7NH8ZJ9ST/view.html> e foi aberto para comentários de 12-01-2006 até 10-02-2006. Convites a comentários foram enviados através do site do Conselho Executivo do MDL.

##### 4.2 Compilação de todos os comentários recebidos

<b>Número do comentário</b>	<b>Data recebida</b>	<b>Submissor</b>	<b>Comentários</b>

Nenhum comentário foi recebido durante os 30 dias de período de comentário.

##### 4.3 Explicação de como os comentários foram levados em consideração

Nenhum comentário foi recebido.

#### 5. Opinião de validação

Foram executados passos para encerrar os 13 achados. A observação levantada não impede a validação do projeto, mas deve ser considerada como uma oportunidade de melhoria do processo de verificação.

A SGS realizou a validação do projeto de Pequena Central Hidrelétrica de Atiaia – Buriti. A validação foi realizada com base nos critérios da UNFCCC e nos critérios do país anfitrião, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto. Utilizando uma abordagem com base no risco, a análise do documento de concepção do projeto e as entrevistas de acompanhamento subseqüentes forneceram à SGS evidências suficientes para determinar o atendimento dos critérios estabelecidos.

Por trocar de eletricidade gerada com base em combustíveis fósseis para eletricidade gerada a partir de uma fonte renovável, o projeto resulta em reduções reais de emissão de CO<sub>2</sub> reais e mensuráveis, e traz vantagens de longo prazo no sentido de mitigar mudança do clima. Conforme análise das barreiras apresentada, especialmente a falta de infra-estrutura, o projeto não é prática comum no Brasil; fica demonstrado que a atividade de projeto proposta não é um cenário de linha de base provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são, assim, adicionais a qualquer outra que ocorreria na ausência da atividade do projeto. Se o projeto for implementado conforme concebido, ele

14/16

deverá atingir a quantidade estimada de reduções de emissão.

A validação é feita com base nas informações disponíveis para a SGS e nas condições de compromisso detalhadas no relatório. A validação foi realizada utilizando uma abordagem com base no risco, conforme descrito acima. O único propósito deste relatório é seu uso durante o processo de registro como parte do ciclo de um projeto de MDL. Assim, a SGS não pode ser responsabilizada por nenhuma das partes pelas decisões tomadas ou não tomadas com base na opinião da validação, o que vai além do propósito deste relatório.

## 6. Lista de pessoas entrevistadas

<i>Data</i>	<i>Nome</i>	<i>Posição</i>	<i>Pequena descrição de assuntos discutidos</i>
30/03/2006	Manuel Gonçalves Martins	Diretor	Gerenciamento do projeto
30/03/2006	Roberto Juliano B. Sena	COORDENADOR AMBIENTAL	Licenças ambientais e programas ambientais.
30/03/2006	Sergio Posternak	GERENTE ADMINISTRATIVO	Questões operacionais relacionados a PCH.
30/03/2006	Décio A. Peterondini	ENGENHEIRO	Questões técnicas, mapas.
30/03/2006	Melissa Hirschheimer	CONSULTOR DE MDL	Desenvolvimento de DCP, plano de monitoramento, estudo de linha de base.
30/03/2006	Manuel F. Advinicula	Supervisor Ambiental	Licenças ambientais.

## 7. Referência de documentos

Categoria 1 Documentos (documentos fornecidos pelo Cliente que se relacionam diretamente com os componentes de gases de efeito estufa do projeto, (p.e. o Documento de Concepção do Projeto de MDL, confirmação pelo País Anfitrião que na contribuição do desenvolvimento sustentável e aprovação escrita de participação voluntária da autoridade nacional designada):

- /1/ Documento de Concepção do Projeto Atiaia Energia S/A – Pequenas Centrais Hidrelétricas de Buriti e Canoa Quebrada, versão 1 (06/01/2006); versão 2 (16/03/2006); versão 3 (31/03/2006); versão 4, (07/04/2006), versão 5 (15/05/2006); versão 6 (23/05/2006), versão 7 (24/08/2006), versão 8 (30/08/2006), versão 9 (10/10/2006); versão 10 (25/06/2007).
- /2/ Metodologia de monitoramento de linha de base aprovada ACM0002 - Metodologia de monitoramento consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis, versão 06, 19 de maio de 2006.
- /3/ Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade, versão 2, 29 de novembro de 2005.

Categoria 2 Documentos (documentos de fundo utilizados para checar suposições do projeto e

confirmar a validade das informações fornecidas na Categoria 1 de documentos e entrevistas de validação):

- /3/ EIA PCH Buriti, PCH BURITI MEIO AMBIENTE ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA/RIMA 8681/00-6B-RL-0001-A 27 MAIO 2002; 8681/00-6B-RL-0002-A 27 MAIO 2002, Engemix. Estudo de impacto ambiental.
- /5/ Autorização ambiental n° 551/2005, 04/07/2005 emitida pela SEMA.
- /6/ Licença de instalação n° 006/2005, 15/12/2005 emitida pelo IMAP.
- /7/ Ofício 369/2006-SCG-ANEEL – Concessão de recursos hídricos, PCH Buriti. Autorização para utilizar os recursos da água.
- /8/ Resolução ANEEL n° 35, 31/01/2005 PCH Buriti. Autorização para produtor independente de energia emitido pela agência nacional de energia.
- /9/ Verificado o CCVE assinado entre Eletrobrás e BSB Energética, 13/04/2005. Contrato de compra e venda de energia.
- /10/ Planilha PCH Buriti 08/12/2005 (arquivo em Excel). Estudo financeiro considerando os RCEs e sem considerar os RCEs.

- o0o -