



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO SIMPLIFICADO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA (SSC-DCP DE MDL)
Versão 02**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala
- B. Metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade de projeto / período de crédito
- D. Metodologia e plano de monitoramento
- E. Cálculo das reduções nas emissões de GEE por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Informações sobre os participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações relativas a financiamento público

**Histórico de revisão deste documento**

Número da Versão	Data	Descrição e razão da revisão
01	21 de Janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 de julho de 2005	<ul style="list-style-type: none">• O conselho concordou em revisar o MDL PPE DCP para que ele refletisse a orientação e os esclarecimentos fornecidos pelo Conselho desde a versão 01 deste documento.• Como consequência, as diretrizes para o preenchimento do MDL PPE DCP foram revisadas de acordo com a versão 2. A versão mais recente pode ser encontrada no site <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>.

**A. Descrição geral da atividade de projeto****A.1 Título da atividade de projeto de pequena escala:**

Projeto de Hidrelétrica da Incomex,
versão 10, 21 de agosto de 2006.

A.2 Descrição da atividade de projeto de pequena escala:

O Projeto de Hidrelétrica da Incomex (doravante denominado o Projeto) desenvolvido pela Incomex – Indústria, Comércio e Exportação Ltda. juntamente com a Cassol, como proponentes e operadoras do projeto, consiste em um conjunto de três projetos de pequena hidrelétrica de fio d'água:

- Rio Branco, localizada em Alta Floresta D'Oeste, no estado de Rondônia, com capacidade instalada de 6,9 MW;
- Monte Belo, localizada em Alta Floresta d'Oeste, no rio Saldanha, no estado de Rondônia, com capacidade instalada de 4 MW e;
- CABIXI II, localizada em Comodoro, no rio Lambari, no estado do Mato Grosso, com capacidade instalada de 2,8 MW.

As unidades estão interligadas a dois sistemas elétricos isolados: Rondônia-Acre e Cone-Sul, ambos localizados no estado de Rondônia, na região Norte do Brasil. As unidades estão localizadas em áreas remotas e geram energia elétrica para desenvolver social e economicamente essas áreas, o que sempre se foi uma questão importante e complicada de ser solucionada pelas autoridades brasileiras. A solução para a deficiência de fornecimento de energia elétrica para essas áreas foi instalar o que é conhecido como um sistema elétrico isolado, que utiliza predominantemente combustíveis fósseis em usinas termelétricas. Este projeto aumentará o fornecimento de eletricidade para a rede, substituindo a geração térmica por uma fonte de energia renovável.

Essa fonte de eletricidade mais limpa terá um impacto importante na sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam normalmente na ausência do projeto. A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando o uso de unidades termelétricas com base em combustível fóssil.

Como envolve centrais hidrelétricas de fio d'água, o projeto apresenta significativamente menos impactos ambientais que as grandes instalações hidrelétricas (que é o cenário mais comum no Brasil), principalmente porque não possui área inundada ou que esta é muito reduzida.

Os participantes do projeto reconhecem que o Projeto de Hidrelétrica da Incomex está ajudando o Brasil a atingir suas metas de promoção do desenvolvimento sustentável. Especificamente, o projeto atende às exigências do MDL específicas do país anfitrião porque:

- Contribui para a sustentabilidade ambiental local, pois diminuirá o uso de energia fóssil, principalmente diesel, o tipo predominante de combustível usado em sistemas isolados, e a substituirá por energia hídrica renovável alternativa. Além disso, na ausência deste projeto, a geração de energia no estado de Rondônia ainda não atingiria toda a população e o diesel seria a



- primeira opção na região. Portanto, o projeto contribui para a melhor utilização dos recursos naturais locais, utilizando tecnologias limpas e eficientes.
- Contribui para melhores condições de trabalho e aumenta as oportunidades de emprego na área em que o projeto está localizado – a nova planta exigirá uma equipe inteira para serviços de operação, gerenciamento e manutenção;
 - Contribui para melhor distribuição de renda, pois o uso de combustível renovável diminui a dependência de combustíveis fósseis; reduz a poluição e, portanto, os custos sociais relacionados. O projeto também diversifica as fontes de geração de eletricidade e descentraliza a geração de energia;
 - Contribui para o desenvolvimento tecnológico e de capacitação – toda a tecnologia, mão-de-obra e manutenção técnica serão fornecidas dentro do Brasil. Todo o sistema, inclusive turbinas e geradores, utiliza tecnologia de alta eficiência. Este projeto pode estimular outras iniciativas inovadoras dentro do setor energético brasileiro sendo um projeto de demonstração de tecnologia limpa, incentivando o desenvolvimento de unidades de energias renováveis modernas e mais eficientes em todo o Brasil;
 - Contribui para a integração regional e a conexão com outros setores – o projeto facilita o aumento da energia hidrelétrica como fonte geradora na região e, portanto, pode incentivar outras empresas similares que desejam replicar a experiência da Incomex. Também cria mercado alternativo para esse tipo de geração de energia, unindo indiretamente os setores energético e ambiental brasileiros.

A.3 Participantes do projeto:

Tabela 1: Participantes do projeto da Incomex:

Nome da parte envolvida	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (País anfitrião)	Incomex – Indústria, Comércio e Importação Ltda. e Grupo Cassol Energia	Não
Reino Unido	EcoSecurities Ltd.	Não

A.4 Descrição técnica da atividade de projeto de pequena escala:

A.4.1 Localização da atividade de projeto de pequena escala:

A.4.1.1 Parte(s) anfitriã(s): Brasil

A.4.1.2 Região/estado/província etc.:

Rio Branco e Monte Belo – localizadas no estado de Rondônia; interligadas ao sistema isolado Rondônia-Acre.

Cabixi II – localizada no estado do Mato Grosso, um estado diferente mas pertence ao sistema isolado Cone-Sul, em Rondônia.



A.4.1.3 Cidade/município/comunidade etc.:

Rio Branco – município de Alta Floresta d'Oeste.

Monte Belo – município de Alta Floresta d'Oeste.

Cabixi II – município de Comodoro.

A.4.1.4 Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta(s) atividade(s) de projeto de pequena escala:

1. Pequena Hidrelétrica Rio Branco – localizada no rio Branco – 11° 54' 35" S e 62°10' 49" W, no estado de Rondônia (RO), região norte do Brasil.
2. Pequena Hidrelétrica Monte Belo - localizada no rio Saldanha - 11° 57' 08,2"S e 62° 10' 58,7" W, no estado de Rondônia (RO), região norte do Brasil.
3. Pequena Hidrelétrica Cabixi II – localizada no rio Lambari – 13° 01' 20,0"S e 60° 08' 01,7" W, no estado de Mato Grosso (MT), região centro-oeste do Brasil.

A.4.2 Tipo, categoria(s) e tecnologia da atividade de projeto de pequena escala

Geração de eletricidade renovável para uma rede (centrais hidrelétricas de fio d'água). A capacidade instalada total das 3 unidades de energia é de 13,7 MW. O Projeto está de acordo com o Tipo I.D. de pequenos projetos, pois a capacidade nominal instalada do Projeto está abaixo do limite de 15 MW e as plantas venderão a eletricidade gerada para a rede. A categoria I.D. está incluída no Escopo 1 (Setores de energia - fontes renováveis/não renováveis) da Lista de escopos setoriais adotada pelo PC-MDL.

Os projetos de pequenas centrais hidrelétricas de fio d'água consistem no uso de água, do armazenamento em pequenos reservatórios ou diretamente do rio, para gerar eletricidade. A energia gravitacional da água é usada para mover a turbina, assim, gera energia elétrica. É uma fonte de energia limpa e renovável que apresenta impacto mínimo ao ambiente.

Um projeto de fio d'água é definido como "o projeto no qual a vazão do rio na estação seca é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida pela turbina" (Eletrobrás). De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para ser considerada uma pequena hidrelétrica, a área do reservatório deve ser menor que 3 Km² e a capacidade de geração deve ser menor que 30 MW. No caso das plantas Monte Belo e Rio Branco, as duas unidades utilizam água diretamente do rio, sem qualquer reservatório ou área inundada mínima. No caso de Cabixi II, esta unidade apresenta 0,2 km² de área inundada. Nenhuma dessas unidades gera mais de 30 MW.

Todas as três unidades hidrelétricas usarão turbinas brasileiras do modelo Francis (turbina de reator hidráulico na qual o fluxo sai das pás da turbina na direção radial), produzidas pela Hidráulicas S/A – HISA; essa turbina é uma hidroturbina amplamente utilizada e seu desempenho pode ser calculado comparando-se a energia gerada com a energia fornecida (veja as tabelas abaixo).

**Tabela 2: Principais características da planta Monte Belo.**

Monte Belo	
Capacidade instalada	4 MW
Turbina	2 Francis
Eficiência	92%

Tabela 3: Principais características da planta CABIXI II.

Cabixi II	
Energia elétrica	2,8 MW
Turbina	1 Francis
Eficiência	92%

Tabela 4: Principais características da planta Rio Branco.

Rio Branco	
Energia elétrica	6,9 MW
Turbina	3 Francis
Eficiência	94%

A.4.3 Breve explicação de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEEs) antropogênicos por fontes devem ser reduzidas pela atividade de projeto de pequena escala proposta, inclusive porque as reduções de emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto de pequena escala proposta, levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais:

A atividade de projeto proposta deslocará energia do sistema isolado brasileiro, uma rede mais intensiva em carbono (predominantemente termelétricas usando um combustível fóssil, como o diesel) para uma fonte renovável de energia. Na ausência da atividade de projeto proposta, a geração de eletricidade teria sido produzida por termelétricas atualmente em operação na rede. É improvável que projetos de pequenas hidrelétricas sejam desenvolvidos no país anfitrião na ausência da atividade de projeto devido às condições de mercado desfavoráveis e à existência de barreiras de mercado significativas para esses projetos.

A estimativa do total das reduções de emissões a partir do componente de geração de eletricidade é de 195.706 tCO₂e durante 7 anos, considerando o deslocamento para as 3 hidrelétricas. Para obter mais detalhes sobre a geração de RCE de cada planta, veja a Seção E.

A.4.3.1 Quantidade estimada de reduções de emissões durante o período de crédito escolhido:

Foi utilizado período de crédito renovável, com 3 períodos de 7 anos para os sistemas isolados Cone Sul e Rondônia-Acre juntos. Para ver os dados separados para cada sistema, veja as Tabelas 7 e 8 na Seção E. O ciclo de vida total do projeto é de 21 anos.

**Tabela 5: Estimativa anual de reduções de emissões ao longo do período de crédito escolhido:**

Anos	Estimativa anual de reduções estimadas ao longo do período de obtenção de créditos escolhido
Ano 1	12.770
Ano 2	15.379
Ano 3	18.226
Ano 4	18.226
Ano 5	42.218
Ano 6	44.444
Ano 7	44.444
Estimativa total de reduções (toneladas de CO₂)	195.706
Número total de anos a serem creditados por período	7
Média anual de reduções estimadas ao longo do período de obtenção de créditos (toneladas de CO₂)	27.958

A.4.4 Financiamento público da atividade de projeto de pequena escala:

O projeto não receberá qualquer financiamento público das Partes incluídas no Anexo I.

A.4.5 Confirmação de que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente desmembrado de uma atividade de projeto maior:

Este projeto de energia renovável de pequena escala não faz parte de um projeto maior de redução de emissões considerando que este é um projeto de MDL único proposto pela Incomex.

**B. Aplicação de uma metodologia de linha de base****B.1 Título e referência da metodologia de linha de base aprovada aplicada à atividade de projeto:**

- Atividade de projeto 1.D. - Geração de eletricidade renovável para uma rede

B.2 Categoria de projeto aplicável à atividade de projeto de pequena escala:

De acordo com a lista de escopos setoriais apresentada pela UNFCCC (<http://cdm.unfccc.int/>), o projeto está relacionado ao escopo setorial 1: Setores de energia (fontes renováveis/não renováveis).

A atividade de projeto de Hidrelétrica da Incomex é aplicável ao tipo 1 de projeto de pequena escala (energia renovável), metodologia 1.D. - Geração de eletricidade renovável para uma rede - pois se encaixa nas exigências de aplicabilidade necessárias para esta categoria. Esta categoria compreende fontes renováveis, como hídricas que fornecem eletricidade para um sistema de distribuição de eletricidade que é alimentado por pelo menos uma unidade geradora a combustível fóssil. O projeto de Hidrelétrica da Incomex utilizará água para gerar eletricidade e fornecerá energia renovável aos sistemas isolados de Rondônia.

A tabela a seguir mostra os dados e as informações importantes usados para determinar o cenário de linha de base:

Tabela 6: Dados e informações importantes usados para determinar o cenário de linha de base.

Variável	Fonte de dados
Fator de emissões da margem de operação (EF _{OM_v} , em tCO ₂ /MWh)	ANEEL, Eletrobrás SA e CERON
Fator de emissões da margem de construção (EF _{BM_v} , em tCO ₂ /MWh)	ANEEL, Eletrobrás SA e CERON
Fator de emissões da linha de base (EF _y)	ANEEL, Eletrobrás SA e CERON
Eletricidade gerada pelo projeto (EG, em MWh)	ANEEL, Eletrobrás SA e CERON
Emissões da linha de base (BE, em tCO ₂)	ANEEL, Eletrobrás SA e CERON
Emissões do projeto (PE, em tCO ₂)	ANEEL, Eletrobrás SA e CERON

O uso de cada referência será mais bem explicado na "Seção E - Cálculo das reduções nas emissões de GEE por fontes".



B.3 Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por fontes são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL de pequena escala registrada:

De acordo com o Anexo A ao Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, as evidências quanto ao motivo pelo qual o projeto proposto é adicional podem ser demonstradas pela realização de uma análise de: (a) barreiras para investimentos, (b) barreiras tecnológicas, (c) prática vigente e (d) outras barreiras. O resultado é uma matriz que resume as análises, fornecendo uma indicação das barreiras enfrentadas em cada cenário. O cenário mais plausível será o que tem menos barreiras.

A primeira etapa no processo é listar os prováveis cenários futuros. Dois cenários foram considerados:

- Cenário 1 - A continuação das atividades atuais – Este cenário representa a continuação das práticas atuais, que são a geração de eletricidade com participação significativa das unidades a diesel nos sistemas isolados de Rondônia-Acre e Cone-Sul e a não-implementação das pequenas unidades hidrelétricas de Monte Belo, Rio Branco e Cabixi II.
- Cenário 2 - A construção da nova planta de energia renovável – Neste cenário, uma nova fonte de eletricidade com baixa emissão de carbono estará disponível e deslocará a eletricidade com maior intensidade de carbono no cenário de linha de base. Para o cenário deste projeto, a fonte alternativa é hídrica, considerada neutra em termos de emissões de gases de efeito estufa.

As barreiras são as seguintes:

- Financeira/econômica – Esta barreira avalia a viabilidade, a atratividade e os riscos financeiros e econômicos associados a cada cenário, considerando os aspectos econômicos gerais do projeto e/ou as condições econômicas no país.
- Técnica/tecnológica – Esta barreira avalia se a tecnologia está disponível no momento, se existe capacitação local para operá-la, se a aplicação da tecnologia segue normas regionais, nacionais ou globais, e, de modo geral, se existem riscos tecnológicos associados ao resultado do projeto específico que está sendo avaliado.
- Prática vigente de negócios – Avalia se a atividade de projeto representa a prática vigente de negócios no setor. Em outras palavras, ela avalia se, na ausência de normas, ela é uma prática padrão no setor, se há experiência para aplicar a tecnologia e se existe uma tendência para que essas atividades tenham prioridade do gerenciamento de alto nível.
- Outras barreiras - Esta barreira avalia se as emissões teriam sido maiores sem a atividade de projeto por qualquer outro motivo identificado, como barreiras institucionais ou informações limitadas, recursos gerenciais, capacidade organizacional, recursos financeiros ou capacidade de absorver novas tecnologias.



Contexto geral

De acordo com o relatório de auditoria elaborado pelo Tribunal de Contas da União (2004), o sistema elétrico brasileiro consiste principalmente em um sistema interligado que inclui as regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e parte da Norte. A região Norte é predominantemente abastecida por sistemas isolados, a diesel. Em 1993, buscando promover o desenvolvimento da região Norte, o governo brasileiro criou a lei 8.631/93 - obrigando todas as concessionárias de energia elétrica a participarem do rateio dos custos de consumo de combustíveis dos sistemas isolados. Assim, a eletricidade estaria disponível na região Norte a um preço razoável. Essa obrigação é denominada CCC (Conta Consumo de Combustíveis).

Foi criada também, em 1998, a sub-rogação da CCC (lei 9.648/98). Essa política foi implementada pois a CCC se aplica somente à geração de eletricidade a partir de unidades termelétricas a combustível fóssil. A sub-rogação da CCC estabelece que a energia renovável também pode solicitar o subsídio. Assim, a sub-rogação de recursos da CCC facilita a substituição do consumo de combustível fóssil por outras fontes alternativas e renováveis como, por exemplo, a energia hidrelétrica (Tolmasquim, 2004).

A sub-rogação da CCC representa uma alternativa atraente: de acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para implementar uma nova unidade geradora, de 50% a 75% de sua construção pode ser subsidiada e a taxa interna de retorno para esses investimentos pode aumentar consideravelmente. No entanto, existem ainda dois principais obstáculos envolvidos na sub-rogação da CCC que serão descritos nos itens de barreiras financeiras a seguir, considerados especificamente neste projeto.

De acordo com “CCC da ANEEL + guia para utilização da sub-rogação da CCC” deveriam ser criados outros dispositivos legais para facilitar a troca de fonte de energia fóssil para renovável, nos quais o Protocolo de Quioto é sugerido como uma alternativa, em um exemplo na Alemanha.

Embora as plantas consideradas no projeto da Incomex estejam inscritas na sub-rogação da CCC, esse fato não pode ser usado como incentivo no cenário de linha de base pois a sub-rogação da CCC é uma política setorial e/ou nacional que fornece vantagens comparativas positivas para as tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões, sendo assim classificada como do tipo E-, de acordo com o anexo 3 da reunião nº16 do Comitê Executivo. As políticas do tipo E- não devem ser consideradas no desenvolvimento de um cenário de linha de base.

O projeto apresenta barreiras devido à prática vigente e barreiras econômicas apresentadas em mais detalhes nos itens a seguir.

Em relação às barreiras **financeiras/econômicas**:

- A continuação das práticas atuais (Cenário 1) não apresenta nenhuma barreira financeira/econômica para o desenvolvedor do projeto e não exige financiamento adicional. A maior parte da energia fornecida aos dois sistemas isolados, que estão sendo considerados neste projeto, vem de unidades a diesel. De um total de 815 MW de capacidade instalada no sistema isolado Rondônia-Acre, 735 MW vêm de unidades termelétricas, enquanto de um total de 47 MW de capacidade instalada no sistema isolado Cone-Sul, 26 MW vêm de unidades termelétricas.



- A construção de uma planta de energia renovável (Cenário 2) enfrenta barreiras financeiras/econômicas específicas pois apesar de receber os subsídios da sub-rogação da CCC, o projeto enfrenta dois importantes obstáculos, transcritos do Tribunal de Contas da União (2004). Conforme explicado anteriormente, a iniciativa da CCC subsidia a utilização de unidades termelétricas a combustível fóssil no sistema isolado, enquanto a sub-rogação da CCC subsidia fontes renováveis de energia, e Cabixi II, Monte Belo e Rio Branco estão inscritas sob esta cláusula.

Um dos dois principais obstáculos é: **a falta de financiamentos de longo prazo disponíveis para os investidores médios**. (Transcrito do Tribunal de Contas da União, 2004, parágrafo 115). Além de todas as barreiras para investimentos normalmente envolvidas nas atividades financeiras brasileiras, existe a incerteza dos fornecedores de recursos devido à falta de garantias na venda de energia. Sabe-se que as concessionárias da região norte passam por uma situação econômica precária, o que causa insegurança nos investidores do setor energético.

A outra barreira é: **a falta de interesse das concessionárias de energia elétrica**. As concessionárias preferem não perder os subsídios garantidos da CCC a apoiar investimentos em geração com base em fontes renováveis de energia. Isso é reforçado pelo fato de que os produtores de energia precisam realizar um contrato de venda preestabelecido com o comprador ou um documento oficial que assegure que a energia produzida será vendida para terem acesso ao subsídio. O produtor pode solicitar o subsídio somente após a unidade estar em plena operação e estar produzindo a mesma quantidade de energia acordada no contrato.

Por fim, os custos de implementação para essas unidades na região norte são consideravelmente altos. Camargo, citado em Tolmasquim (2004), verificou que os custos de implementação para hidrelétricas de até 10 MW em sistemas isolados são consideravelmente mais altos que os em outras regiões (veja a Tabela 7 a seguir). Isso se deve a dificuldades relacionadas à logística e ao transporte que serão melhor detalhadas na barreira devida à prática vigente. Com base no mesmo autor, mesmo com os benefícios da sub-rogação da CCC, o custo médio da energia para essa região ainda é alto.

Tabela 7: Custos de construção de pequenas unidades hidrelétricas em diferentes regiões brasileiras – R\$/kw.

	Norte/isoladas	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Plantas pequenas (1 a 10 MW)	4.000	3.500	3.500	2.800	2.800
Outras plantas (10 a 30 MW)	4.000	3.500	3.500	3.000	2.800

Elaborada com base em Camargo, 2004.

O subsídio para construção não é pago integralmente quando da concessão da sub-rogação. Ele é amortizado mensalmente em no máximo 5 anos e o total pago está relacionado com a energia produzida. Em consequência, se o produtor de energia produzir menos energia do que assegurou no contrato, o subsídio pago será proporcional a esse valor e o restante será adiado para os meses seguintes.

Embora tanto as plantas renováveis como as não renováveis possam receber subsídio, a entrada em operação e o recebimento do subsídio são mais fáceis, rápidos e menos custosos para as



termelétricas, e também existem poucas outras complicações envolvidas na operação das termelétricas convencionais (mais detalhes em 'prática vigente').

Foi realizada uma análise financeira comparando os dois cenários possíveis: a construção de uma unidade termelétrica e a construção de uma unidade hidrelétrica. Essa análise foi elaborada com base nos dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), da Eletrobrás (responsável pelos dados registrados dos sistemas isolados), da IEA (Agência Internacional de Energia), da Guascor Ltda. (empresa privada) e dos proponentes do projeto. Todas as referências estão claramente demonstradas na planilha com as RCEs e o cálculo da análise financeira (Incomex calculation (MD) crediting 2005 - v. 18.05.06). Os resultados do cálculo mostraram o VPL e a TIR para os dois cenários: para uma termelétrica o VPL corresponde a R\$ 5,3 milhões em 21 anos, enquanto que para uma hidrelétrica o mesmo VPL é de R\$ 4,3 milhões. Além disso, a TIR para a termelétrica é de 34% em relação a uma TIR de 32% para a hidrelétrica. Isso demonstra que termelétrica ainda é mais atraente comparando as vantagens de uma termelétrica com as de uma hidrelétrica. No entanto, a termelétrica não apresenta riscos relativos a variações pluviiais e as práticas vigentes confirmaram esses resultados: na região norte, especificamente em Rondônia, a maioria das plantas usa fontes fósseis como combustíveis, enquanto as hidrelétricas sempre foram minoria (comparando os Planos de Operação de 2001 até 2005 – Veja **prática vigente de negócios a seguir**).

		TERMELETRICA	PEQUENA HIDRELETRICA
		21 anos	21 anos
Valor presente em	Taxa de desconto	R\$ 5.256.615,78	R\$ 4.289.098,62
	15%		
TIR		34%	32%

Com relação às barreiras **técnicas/tecnológicas**:

- No Cenário 1 (continuação das práticas atuais) não existem barreiras técnicas/tecnológicas, pois este representa uma continuação das práticas atuais para geração de eletricidade, demonstrando que funciona e não envolve a implementação de nenhuma nova tecnologia ou inovação.
- No Cenário 2 não existem barreiras técnicas/tecnológicas significativas. Todas as tecnologias envolvidas neste cenário estão disponíveis no mercado e são usadas eficazmente no país anfitrião.

Em relação à análise da **prática de negócios vigente**:

- A continuação das práticas atuais (Cenário 1) não apresenta nenhum obstáculo específico, por definição a prática vigente na região.

No Cenário 2, existem barreiras a serem superadas. De acordo com o relatório do Tribunal de Contas da União, 2004, citado acima, até o final de 2004, somente 12 plantas foram aprovadas para sub-rogação da CCC e somente 6 estão em operação. O desinteresse das concessionárias locais na inscrição nesse programa deve-se principalmente a razões financeiras. No entanto, podem ser apontadas muitas outras razões específicas relacionadas às práticas vigentes.



Com relação aos sistemas isolados de Rondônia, ambos são predominantemente termelétricos (de acordo com os Planos de Operação oficiais de 2001 a 2005). Os sistemas isolados considerados pelos documentos citados acima foram autorizados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

A seguir, uma breve explicação das atividades operacionais de geração de eletricidade em Rondônia:

Sistemas isolados em Rondônia:

A ELETRONORTE é a concessionária responsável pelas atividades de geração e transmissão dentro do sistema de Porto Velho, o principal sistema elétrico em Rondônia. Originalmente, o sistema de Porto Velho abrangia 1 unidade hidroelétrica (UHE Samuel) e 8 unidades termelétricas (que se referem de fato a 3 USINAS termoelétricas - Rio Madeira, Termonorte I e Termonorte II) - Plano de Operação de 2001. De acordo com o plano, as unidades termelétricas faziam parte do "Programa Prioritário de Termelétricas", cujo foco era aumentar o fornecimento de eletricidade para o estado. A razão principal dessa iniciativa foi a instabilidade no nível de água dos reservatórios hídricos de Samuel. A CERON, em conjunto com a Eletronorte, é a concessionária responsável pelas atividades de distribuição e transmissão para o interior de Rondônia. De acordo com o mesmo plano, em 2001 existiam 41 sistemas isolados em Rondônia, dos quais 39 usavam óleo diesel.

De 2001 a 2005, a geração termelétrica dentro do sistema isolado só aumentou. De acordo com o Plano de Operação (2003), a geração hidrelétrica prevista correspondeu a 2.048 GWh, enquanto a geração termelétrica correspondeu a 6.991 GWh. De acordo com esse mesmo plano, havia uma previsão de aumento de 9% na geração termelétrica e de uma diminuição de 5% na geração hidrelétrica. Nos Planos de Operação para 2004 e 2005, a comparação entre a geração termelétrica e a hidrelétrica sempre indica uma clara predominância da geração termelétrica. Isso pode ser visualizado nos quadros a seguir, obtidos diretamente do Plano de Operação para 2005 (o plano mais atual). De acordo com o Quadro 3.2-2, o total de unidades geradoras termelétricas em Rondônia corresponde a 160 (148 + 20), enquanto no Quadro 3.2-3, o total de unidades geradoras hidrelétricas em Rondônia corresponde a 28 (5 + 23).

Quadro 3.2-2
Número de Unidades Geradoras e Potência Instalada em 2005 – Parque Gerador Térmico

Estado	Concessionária	Nº de Unidades		Potência Nominal (kW)	
		2004	2005	2004	2005
ACRE	ELETRONORTE	24	24	94.400	94.407
	ELETROACRE	66	66	35.484	32.572
AMAPÁ	ELETRONORTE	7	30	122.800	145.800
	CEA	17	15	23.320	18.045
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	66	116	822.700	900.200
	CEAM	368	426	211.021	325.363
PARÁ	CELPA	180	155	97.092	95.614
	JARI CELULOSE	11	11	70.570	69.865
RONDÔNIA	ELETRONORTE	12	12	549.900	549.900
	CERON	154	148	90.333	101.060
RORAIMA	BOA VISTA ENERGIA	3	3	62.000	62.000
	CER	97	114	25.430	23.670
BAHIA	COELBA	5	5	1.578	1.578
MARANHÃO	CEMAR	3	3	872	872
MATO GROSSO	CEMAT	208	206	109.092	105.039
MATO G. DO SUL	ENERSUL	3	3	4.500	4.500
PERNAMBUCO	CELPE	10	3	4.934	2.730
TOTAL PARQUE TÉRMICO		1234	1340	2.326.926	2.533.215

Quadro 3.2-3
Número de Unidades Geradoras e Potência Instalada em 2005 – Parque Gerador Hidráulico

Estado	Concessionária	Nº de Unidades		Potência Nominal (kW)	
		UHE	PCH	UHE	PCH
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	5	-	250.000	-
RONDÔNIA	ELETRONORTE	5	-	216.000	-
	CERON	-	23	-	57.404
RORAIMA	CER	-	2	-	5.000
AMAPÁ	ELETRONORTE	3	-	75.000 ⁽¹⁾	-
MATO GROSSO	CEMAT	-	25	-	32.975
TOTAL PARQUE HIDRÁULICO		13	50	541.000	95.379

Nota: ⁽¹⁾ Prevista repotenciação da 2ª unidade geradora da UHE Coaracy Nunes para maio de 2006.

De acordo com esses dados, demonstra-se que as práticas vigentes em termos de geração de energia em Rondônia são predominantemente térmicas e, em consequência, a tendência nessa região é a construção de unidades que usam combustíveis fósseis, em vez de unidades hidrelétricas.

Em relação à análise de **outras barreiras**:

- Os dois cenários não apresentam outras barreiras.

A Tabela 6 a seguir resume os resultados da análise relativa às barreiras enfrentadas por cada um dos cenários plausíveis. Como indica a tabela, o Cenário 1 não enfrenta barreiras, enquanto o Cenário 2 enfrenta barreiras financeiras/econômicas e é contra a prática vigente.



Tabela 6: Resumo da análise de barreiras.

Barreira avaliada		Cenário 1	Cenário 2
		Continuação das atividades atuais	Construção de uma nova planta
1.	Financeira / econômica	Não	Sim
2.	Técnica / tecnológica	Não	Não
3.	Prática vigente de negócios	Não	Sim
4.	Outras barreiras	Não	Não

A análise de barreiras acima indica que o cenário mais plausível é a continuação das práticas atuais (continuação do uso de eletricidade de sistemas isolados). O cenário do projeto não é igual ao cenário de linha de base e esses dois cenários são definidos como a seguir:

- O **Cenário de linha de base** é representado pelo uso continuado da eletricidade dos sistemas isolados Rondônia-Acre e Cone-Sul, com base principalmente no consumo de diesel.
- O **Cenário do projeto** é representado pela construção de 3 hidrelétricas novas totalizando 13,7 MW. As novas plantas irão deslocar eletricidade da rede de uma fonte mais intensiva em carbono, resultando assim em reduções significativas nas emissões de GEE.

O cenário do projeto é ambientalmente adicional em comparação com o cenário de linha de base e, portanto, é elegível para receber RCEs (Reduções Certificadas de Emissão) no MDL.

B.4 Descrição de como a definição do limite do projeto relacionada à metodologia de linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto:

O limite do sistema para a linha de base é definido como a rede elétrica que fornecia eletricidade anteriormente aos municípios de Alta Floresta D'Oeste e Comodoro, que está isolada da rede nacional, e irá incluir todas as emissões diretas relacionadas com a eletricidade produzida por esses geradores que serão deslocados pelo projeto. Especificamente para as pequenas hidrelétricas de Rio Branco e Monte Belo, as duas estão interligadas ao sistema isolado do estado de Rondônia que está sob a responsabilidade da CERON (Centrais Elétricas de Rondônia), a geradora e distribuidora local de energia elétrica. A unidade de Rio Branco é mais isolada e, portanto, está interligada ao sistema isolado Cone-Sul.

De acordo com as diretrizes e regras para atividades de projeto de pequena escala, as emissões relacionadas à produção, transporte e distribuição do combustível usado nas centrais na linha de base não estão incluídas no limite do projeto, pois não ocorrem no local físico e geográfico do projeto. Pela mesma razão as emissões relacionadas ao transporte e distribuição da eletricidade também estão excluídas do limite do projeto.

B.5 Detalhes da linha de base e seu desenvolvimento:

O projeto usa a linha de base Tipo 1.D, com a opção (b) do parágrafo 29 do Apêndice B, relacionada à geração de energia renovável, na qual o projeto não está interligado a rede elétrica principal do país e, portanto, irá deslocar uma única fonte geradora a combustível fóssil, ou seja, geradores a diesel que predominam nas situações fora da rede.



A data de conclusão do desenvolvimento da linha de base é 30/11/2005.

A entidade que determina a linha de base e participa do projeto como seu consultor de carbono é a EcoSecurities Ltd. A Incomex e o Grupo Cassol são participantes do projeto, como operadores e originadores dos créditos de carbono e seus detalhes de contato estão listados no Anexo 1 deste documento.



C. Duração da atividade de projeto / período de crédito

C.1 Duração da atividade de projeto:

C.1.1 Data de início da atividade de projeto:

01 de janeiro de 2001.

C.1.2 Vida útil de operação esperada da atividade de projeto:

21a-00m

C.2 Escolha do período de crédito e informações relacionadas:

C.2.1 Período de crédito renovável

C.2.1.1 Data de início do primeiro período de crédito:

01 de fevereiro de 2001.

C.2.1.2 Duração do primeiro período de crédito:

7a-0m

C.2.2 Período de crédito fixo:

C.2.2.1 Data de início:

Não se aplica

C.2.2.2 Duração:

Não se aplica

**D. Aplicação de uma metodologia e plano de monitoramento****D.1 Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala:**

O projeto deve aplicar a metodologia de monitoramento como descrito na metodologia 1.D das Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto de MDL de Pequena Escala.

D.2 Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto de pequena escala:

Como é um projeto de energia renovável e fornece energia elétrica para um sistema de distribuição de eletricidade, alimentado por pelo menos uma unidade geradora a combustível fóssil, é elegível para a utilização da metodologia de pequena escala 1.D (Geração de eletricidade renovável para uma rede). Nesta metodologia o monitoramento deve ser constituído pela medição da eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

A metodologia consiste no uso de equipamentos de medição para registrar e verificar a energia gerada pelas unidades, o que é essencial para verificar e monitorar as reduções nas emissões de GEEs. Esse plano de monitoramento permite o cálculo das emissões de GEEs geradas pela atividade de projeto, de maneira direta, aplicando o fator de emissão da linha de base.

Com relação às fugas, nenhuma fonte de emissão foi identificada. Os equipamentos geradores de eletricidade não foram transferidos de nenhuma outra atividade.

D.3 Dados a serem monitorados:**Tabela 6: Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade de projeto e como esses dados serão arquivados.**

Número de identificação	Tipo dos dados	Variável dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico/ impresso)	Por quanto tempo serão mantidos os dados arquivados ?	Comentário
D.3.1	Energia	Eletricidade bruta gerada pelo projeto	MWh	m	Contínua	100%	Formato eletrônico e impresso	Durante todo o período de crédito + 2 anos	
D.3.2		Eletricidade consumida pelo projeto (planta nova)							

D.4 Explicação qualitativa de como os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) são realizados:

Os procedimentos de controle e garantia de qualidade asseguraram a qualidade dos dados coletados. Os instrumentos elétricos passarão por manutenção sujeita às normas apropriadas do setor. A integridade dos dados coletados será garantida pelos procedimentos de operação e treinamento da planta estabelecidos, de acordo com os procedimentos internos ambientais preliminares, para todas as plantas. Todos os instrumentos elétricos de medição são calibrados pela concessionária de distribuição CERON, que assina um CCVE de longo prazo com as plantas. No caso de dúvidas com relação às medições, entre em contato com o INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial) – o instituto responsável pelas normas – para calibrar os instrumentos.

Todos os procedimentos de garantia são executados de acordo com as regras da brigada de incêndio, condição para obter a Certificação de Aprovação para Instalação de Unidades Hidrelétricas e também de acordo com a certificação de acordo com as regras do Ministério do Trabalho. Além disso, todos os procedimentos estão sendo supervisionados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica); pela brigada de incêndio e pelo Ministério do Trabalho.

D.5. Descreva de forma sucinta a estrutura de operação e gerenciamento que o participante do projeto irá implementar para monitorar as reduções de emissão e quaisquer efeitos de fugas gerados pela atividade de projeto:

A equipe responsável pela operação e manutenção da planta é constituída por: Sr. Reditário Cassol, Sr. Iran Alves de Brito e Sr. José Aldino Lopes. A empresa CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S/A - CERON / ELETROBRÁS é a responsável pela medição, calibração e registro dos dados.

As fugas não estão sendo consideradas nesta atividade de projeto.

D.6. Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

A EcoSecurities Ltd é a entidade que determina o plano de monitoramento e que participa do projeto como o Consultor de carbono.

E. Cálculo das reduções nas emissões de GEE por fontes

E.1 Fórmulas usadas:

E.1.1 Fórmulas selecionadas como fornecido no Apêndice B:

Isso não se aplica. Veja a seção E.1.2 a seguir.

E.1.2 Descrição de fórmulas quando não fornecidas no Apêndice B:

E.1.2.1 Descrever as fórmulas usadas para estimar as emissões antropogênicas via fontes de GEEs em razão da atividade de projeto dentro do limite do mesmo:

Nenhuma fórmula é necessária. As emissões por fontes são nulas, pois a energia renovável é uma fonte de energia com emissão zero de CO₂ ou neutra em relação ao CO₂.

E.1.2.2 Descrever as fórmulas usadas para estimar as fugas em razão da atividade de projeto, onde necessário, para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:

Isso não se aplica pois a tecnologia de energia renovável usada não será transferida de outra atividade. Assim, de acordo com os Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto de Pequena Escala, nenhum cálculo de fugas é exigido.

E.1.2.3 A soma de E.1.2.1 e E.1.2.2 representa as emissões da atividade de projeto de pequena escala:

Emissões zero (0 t de CO₂e) para o componente de geração de eletricidade.

E.1.2.4 Descrever as fórmulas usadas para estimar as emissões antropogênicas via fontes de GEEs na linha de base, usando a metodologia da linha de base para a categoria de projeto aplicável no Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:

A metodologia utilizada no cálculo das emissões de linha de base a partir da utilização da eletricidade da rede segue o parágrafo 29.a das modalidades simplificadas para projetos de pequena escala, que usa a abordagem da Margem Combinada (CM).

As emissões de linha de base (BE_y) resultantes da eletricidade fornecida e/ou não consumida da rede são calculadas como a seguir, onde EG_y é a eletricidade líquida anual gerada do projeto.

$$BE_y = EG_y * EF_y$$

O fator de emissões da linha de base (EF_y) é a média ponderada de EF_{OM_y} e EF_{BM_y} :

$$EF_y = (\omega_{OM} * EF_{OM_y}) + (\omega_{BM} * EF_{BM_y})$$

onde:

EF_{OM_y} é o fator de emissões de carbono da margem de operação
 EF_{BM_y} é o fator de emissões de carbono da margem de construção
e os pesos ω_{OM} e ω_{BM} são por padrão 0,5.

O fator de emissão da margem de operação (EF_{OM_y}) é calculado usando a seguinte equação:

$$EF_{OM_y} (tCO_2 / MWh) = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} * COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$$

Onde:

$F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em GJ) consumido pela fonte de energia j no ano y ;
 j é o conjunto de plantas que fornecem eletricidade para a rede, não incluindo as plantas de baixo custo ou inflexíveis e as plantas financiadas por carbono;
 $COEF_{i,j,y}$ é o coeficiente de carbono do combustível i (tCO_2/GJ);
 $GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) fornecida para a rede por fonte j .

O fator de emissão da margem de construção (EF_{BM_y}) é o fator de emissão da média ponderada de uma amostra de centrais m . Essa amostra inclui as cinco últimas plantas construídas ou as plantas mais recentes que combinadas respondem por 20% da geração total, a que for maior (em MWh). A equação para o fator de emissão da margem de construção é:

$$EF_{BM_y} (tCO_2 / MWh) = \frac{[\sum_{i,m} F_{i,m,y} * COEF_{i,m}]}{[\sum_m GEN_{m,y}]}$$

onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e GEN_m são análogas ao cálculo da OM acima .

Para este projeto, a EcoSecurities calculou duas margens combinadas distintas, de acordo com os dados das redes isoladas Rondônia-Acre e Cone-Sul. Especificamente, para o sistema isolado Rondônia-Acre, a margem combinada é de 0,862 tCO_2/Mwh e para o sistema isolado Cone-Sul é de 0,415 tCO_2/Mwh . Os dados e hipóteses dos cálculos da margem combinada para os sistemas isolados tiveram como base 5 fontes de dados:

1. Dados obtidos do desenvolvedor do projeto (Incomex);

2. Dados do GTON¹ Plano de Operação Anual de 2004 (acessado em http://www.eletronbras.gov.br/EM_Atuaao_SistIsolados/default.asp) - ELETROBRÁS;
3. Dados do GTON relatórios de Operação Mensal de 2004 (acessado em http://www.eletronbras.gov.br/EM_Atuaao_SistIsolados/default.asp) - ELETROBRÁS;
4. Comunicação pessoal com a CERON (concessionária de eletricidade responsável pela distribuição dentro do estado de Rondônia) para os dados de 2004;
5. Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL.

Todas as fontes estão indicadas nas planilhas dos cálculos de reduções de emissão e do cálculo financeiro para este projeto (Incomex_calculation_(MD)_VF28_11_05a.xls).

E.1.2.5 A diferença entre E.1.2.4 e E.1.2.3 representa as reduções nas emissões em razão da atividade de projeto durante um período determinado:

A redução de emissão para o componente de eletricidade do projeto proposto foi calculada usando a fórmula 1 acima. A redução anual esperada nas emissões a partir do componente de deslocamento total rede-eletricidade está detalhada nas Tabelas 7 e 8 a seguir.

¹ Grupo Técnico Operacional da Região Norte.

E.2 Tabela com os valores obtidos com a aplicação das fórmulas acima:

Tabelas 7 e 8: Redução nas emissões da geração de eletricidade para unidades hidrelétricas.

Monte Belo e Rio Branco:

Tabela resumo componente 1D Rondônia Acre

Reduções de emissão da geração de eletricidade	Por ano
Fator de emissões da margem de operação (EF_OM _y , em tCO ₂ /MWh)	0,881
Fator de emissões da margem de construção (EF_BM _y , em tCO ₂ /MWh)	0,843
Fator de emissões da linha de base (EF _y)	0,862
Eletricidade gerada pelo projeto (EG, em MWh)	56.905
Estimativa de reduções da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	39.949
Emissões do projeto (PE, em tCO ₂)	0
Reduções de emissão da geração de eletricidade (tCO₂)	40.174

Cabixi II:

Tabela resumo componente 1D Cone Sul

Reduções de emissão da geração de eletricidade	Por ano
Fator de emissões da margem de operação (EF_OM _y , em tCO ₂ /MWh)	0,829
Fator de emissões da margem de construção (EF_BM _y , em tCO ₂ /MWh)	0,000
Fator de emissões da linha de base (EF _y)	0,415
Eletricidade gerada pelo projeto (EG, em MWh)	10.302
Estimativa de reduções da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	4.270
Emissões do projeto (PE, em tCO ₂)	0
Reduções de emissão da geração de eletricidade (tCO₂)	4.270



Ano	Fator de emissão de Rondônia - Acre = 0,862						Fator de emissão do Cone Sul = 0,414			Total tCO ₂	Accumulado tCO ₂
	Rio Branco			Monte Belo			Cabixi II			tCO ₂	tCO ₂
	KW	MWH	tCO ₂	KW	KWh	tCO ₂	KW	KWh	tCO ₂	tCO ₂	tCO ₂
Ano 1	-	-	-	4	16.188	12.770	-	-	-	12.770	12.770
Ano 2	-	-	-	4	16.188	13.955	2,80	10.302	1.423	15.379	28.149
Ano 3	-	-	-	4	16.188	13.955	2,80	10.302	4.270	18.226	46.374
Ano 4	-	-	-	4	16.188	13.955	2,80	10.302	4.270	18.226	64.600
Ano 5	6,90	30.415	23.992	4	16.188	13.955	2,80	10.302	4.270	42.218	106.817
Ano 6	6,90	30.415	26.219	4	16.188	13.955	2,80	10.302	4.270	44.444	151.262
Ano 7	6,90	30.415	26.219	4	16.188	13.955	2,80	10.302	4.270	44.444	195.706

F. Impactos ambientais

F.1 Se exigido pela parte anfitriã, documentação da análise dos impactos ambientais da atividade de projeto: *(se aplicável, forneça um breve resumo e anexe a documentação)*

Documentação:

Todas as 3 hidrelétricas receberam permissões formais das autoridades oficiais locais para iniciar suas atividades. Todas receberam licenças de operação da autoridade oficial nos estados de Rondônia (MB e RB) e Mato Grosso, respectivamente. Para cada unidade hidrelétrica, os proponentes do projeto desenvolveram um Plano de Controle Ambiental, que avalia os aspectos ambientais dos projetos. O plano foi desenvolvido pela AgroFlorestal Donanoni e avaliou os impactos potenciais relativos à degradação da terra; influência na qualidade hidrológica; instabilidade dos taludes e riscos de erosão.

Mitigação dos impactos

De acordo com o Plano de Controle Ambiental, todos os impactos citados acima foram mitigados. A empresa realizou análises específicas para testar a qualidade da água após a utilização das turbinas; também iniciou a recuperação das áreas de terras degradadas. No caso de Monte Belo e Cabixi, o engenheiro Antonio Carlos Vieira foi o responsável pelo desenvolvimento do "Plano de recuperação de terras degradadas". Com relação aos riscos de erosão, todas as áreas que apresentam esses riscos serão frequentemente verificadas e monitoradas.

G. Comentários das partes interessadas

G.1 Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados:

De acordo com a Resolução nº 1 datada de 2 de dezembro de 2003 da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) brasileira, quaisquer projetos de MDL devem enviar uma carta com a descrição do projeto e uma solicitação de comentários das partes interessadas locais. Neste caso, as cartas foram enviadas às seguintes partes interessadas locais:

- Prefeitura de Alta Floresta D'Oeste e Comodoro;
- Câmara dos Deputados de todos os municípios acima;
- Agências ambientais do estado e da autoridade local;
- Fórum Brasileiro de ONGs;
- Ministério Público (ou seja, a instituição permanente, essencial para as funções legais, responsável pela defesa da ordem legal, da democracia e dos interesses sociais/individuais) e as;
- Associações comunitárias locais.

As partes interessadas locais foram convidadas a apresentar suas preocupações e fornecer comentários sobre a atividade de projeto durante um período de 30 dias após o recebimento da carta-convite. Todos os proponentes do projeto abordaram as questões levantadas pelas partes interessadas durante esse período.

Devido à requisição oficial através de ofício emitido pela Autoridade Nacional Designada do Brasil, todas as cartas-convite foram enviadas novamente para o público citado acima no dia 11 de maio de 2006. Durante o período de 30 dias, o DCP ficará disponível para comentários no endereço eletrônico www.ecosecurities.com, e portanto o período de comentários será encerrado no dia 11 de Junho de 2006.

G.2 Resumo dos comentários recebidos:

O projeto recebeu um comentário do Ministério Público de Rondônia no dia 05 de junho de 2006 sobre a usina hidrelétrica de Rio Branco. O Ministério Público submeteu comentários a respeito de:

I – O processo de avaliação ambiental realizado pelo projeto. Os impactos ambientais decorrentes da instalação de usinas hidrelétricas localizadas no Rio Branco não foram avaliadas de forma suficiente e, portanto, o estudo pode não ter identificado possíveis impactos em comunidades próximas, relativos ao fluxo de água;

II – O funcionamento dos reservatórios provocam impactos no fornecimento de água para comunidades indígenas;

III – Não foram realizados estudos ambientais suficientes, considerando a fauna e flora locais e impactos relativos aos mesmos.

IV – Emissão de gases de efeito estufa em reservatórios.

G.3 Relatório sobre como quaisquer comentários recebidos foram devidamente considerados:

Os proponentes de projeto apresentaram aos atores os seguintes esclarecimentos a respeito dos comentários acima:

Itens I e III:

A usina hidrelétrica Rio Branco recebeu a Licença Operacional de número 0001548/NUCOF/SEDAM, da Secretaria de Desenvolvimento Ambiental, baseado no Plano de Controle Ambiental realizado para Rio Branco. Os proponentes de projeto deverão desenvolver relatórios trimestrais para monitorar as condições ambientais da usina. A usina também apresenta a autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – através da Resolução nº 139, de 12 de abril de 2001, que permite a instalação da usina Rio Branco no rio em questão.

Item II:

Com relação ao suprimento de água, o problema não é provocado diretamente pela instalação da usina Rio Branco, mas sim devido ao assoreamento em vários riachos afluentes do Rio Branco. Este assoreamento ocorre devido ao desmatamento irregular da mata ciliar, no trecho a montante da usina Rio Branco. O desmatamento provoca a diminuição dos volumes geométricos naturais e conseqüente diminuição da quantidade de água que passa pelas calhas, iniciando o processo de desertificação, principalmente no período de seca na Amazônia (que ocorre durante 6 meses do ano), durante o qual vários afluentes do Rio Branco praticamente secam. Estas afirmações são corroboradas pela Nota Técnica nº 092/2004-SFG/ANEEL, datada do dia 20 de setembro de 2004.

Item IV:

No caso da usina Rio Branco, por ser uma usina fio d'água, não apresenta reservatórios e conseqüentemente, as emissões liberadas através das atividades hídricas. São insignificantes.

Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO

Gerador dos créditos e operador do projeto – Incomex:

Organização:	Incomex – Indústria, Comércio e Exportação Ltda.
Rua / Caixa Postal:	Rodovia BR 364, km 511
Prédio:	-
Cidade:	Pimenta Bueno
Estado/Região:	Rondônia
CEP:	
País:	Brasil
Telefone:	
FAX:	
Email:	
URL:	
Representado por:	
Cargo:	Superintendente
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Gomes
Segundo nome:	-
Nome:	Antônio
Departamento:	Supervisão de Geração
Celular:	69 8403 6277
FAX direto:	
Telefone direto:	69 3481 3241
Email pessoal:	ajgomes@terra.com.br

Grupo Cassol:

Organização:	Grupo Cassol:
Rua / Caixa Postal:	Avenida 25 de Agosto, 3786 – B. Centenário
Prédio:	-
Cidade:	Rolim de Moura
Estado/Região:	Rondonia
CEP:	78987-000
País:	Brasil
Telefone:	
FAX:	
Email:	
URL:	
Representado por:	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Cassol
Segundo nome:	-
Nome:	Reditário
Departamento:	-
Telefone/fax:	+55 (69) 442 1517
FAX direto:	
Telefone direto:	-
Email pessoal:	-

Compradora dos créditos e consultora do projeto:

Organização:	EcoSecurities Ltd, RU.
Rua / Caixa Postal:	21, Beaumont Street
Prédio:	-
Cidade:	Oxford
Estado/Região:	-
CEP:	-
País:	Reino Unido
Telefone:	44 1865 202 635
FAX:	44 1865 251 438
Email:	uk@ecosecurities.com
URL:	www.ecosecurities.com.br
Representado por:	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Dr.
Sobrenome:	Moura Costa
Segundo nome:	
Nome:	Pedro
Celular:	
FAX direto:	44 1865 792 682
Telefone direto:	44 1865 202 635
Email pessoal:	pedro@ecosecurities.com
Cargo:	Consultores
Nome:	Flavia Resende e Marcelo Duque
Email pessoal:	flavia@ecosecurities.com ou marcelo@ecosecurities.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

O projeto não receberá nenhum financiamento público das Partes incluídas no Anexo I.

Anexo 1

REFERÊNCIAS

ANEEL, 1999. Guia para utilização de recursos da Conta Consumo de Combustíveis – CCC por empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis nos sistemas isolados.

AgroFlorestal Donadoni, 2005. Monitoramento Ambiental.

Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia, 2002. Plano de Recuperação de Áreas Degradadas – PRAD. Pequena Central Hidrelétrica Cabixi.

Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia, 2002. Plano de Recuperação de Áreas Degradadas – PRAD. Pequena Central Hidrelétrica Monte Belo.

Tribunal de Contas da União - TCU; Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, 2004. Auditoria Operacional . Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos sistemas isolados – CCC-isol.

Tolmasquim, M. T., 2004. Alternativas energéticas sustentáveis no Brasil. Rio de Janeiro: Relume Dumará: COPPE: CENERGIA.

Fontes na Internet:

GTON Plano de Operação Anual de 2004 (acessado em http://www.eletrabras.gov.br/EM_Atuacao_SistIsolados/default.asp) - ELETROBRÁS

GTON Dados dos relatórios de Operação Mensal de 2004 (acessado em http://www.eletrabras.gov.br/EM_Atuacao_SistIsolados/default.asp) - ELETROBRÁS

ANEEL Banco de Informações de Geração (BIG) (acessado em <http://www.aneel.gov.br/15.htm>)