

**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONSEPÇÃO DE PROJETO (MDL-PPE-DCP)
Versão 03 – em vigor a partir de: 22 de Dezembro de 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala
- B. Aplicação da Metodologia de linha de base e de monitoramento
- C. Duração da atividade de projeto / período de crédito
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato sobre os participantes da atividade de projeto de pequena escala proposta
- Anexo 2: Informações com relação a financiamento público
- Anexo 3: Informação de Linha de Base
- Anexo 4: Informação de Monitoramento

Histórico das revisões deste documento

Número da versão	Data	Descrição e motivo da revisão
01	21 de janeiro de 2003	Adoção inicial
02	8 de julho de 2005	• O Conselho concordou em revisar o SSC-DCP de MDL para refletir a orientação e os esclarecimentos fornecidos pelo Conselho desde a versão 01 deste documento. • Como consequência, as diretrizes para conclusão do SSC-DCP de MDL foram revisadas de acordo com a versão 2. A versão mais recente pode ser encontrada em http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents.
03	22 de dezembro de 2006	• O Conselho concordou em revisar o documento de concepção do projeto de MDL para atividades de pequena escala (MDL-PPE-DCP), levando em conta o MDL-DCP e MDL-NM.

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala**A.1 Title of the small-scale project activity:**

Projeto de Hidrelétrica Martinuv Espigão
Versão 06
22/01/2007

A.2. Description of the small-scale project activity:

O Projeto de Hidrelétrica Martinuv Espigão (doravante, o Projeto), desenvolvido pela Companhia Mauricio Martinuv, juntamente com a Incomex - Indústria, Comércio e Exportação Ltda., como proponentes e operadoras do projeto, consiste de um conjunto de dois pequenos projetos de hidrelétrica de fio d'água:

- MARTINUV, localizado em Vilhena, no rio Pimenta Bueno, Estado de Rondônia, com capacidade instalada de 2,4 MW.
- ESPIGÃO, localizado em Espigão D'Oeste, no rio Preto, Estado de Rondônia, com capacidade instalada de 1,5 MW.

As unidades serão implementadas nas duas fases a seguir:

- MARTINUV, fase 1 com 0,92 MW e fase 2 com 1,48, resultando em um total de 2,4 MW.
- ESPIGÃO, fase 1 com 0,90 MW e fase 2 com 0,60, resultando em um total de 1,5 MW.

As plantas estão conectadas aos sistemas elétricos isolados Rondônia-Acre, ambas localizadas no Estado de Rondônia, região Norte do Brasil. As plantas estão localizadas em uma área bastante remota, e traz eletricidade para desenvolver social e economicamente essa área, o que tem sido sempre uma questão de difícil solução. Frequentemente a solução para o problema de fornecimento de eletricidade, nessa área remota, tem sido a implementação de um sistema elétrico isolado baseado em centrais termelétricas movidas a combustíveis fósseis. Este projeto aumentará o fornecimento de eletricidade para a rede, compensando a geração térmica com uma fonte de energia renovável, e reduzindo as emissões de CO₂.

Os participantes do projeto reconhecem que esta atividade de Projeto está ajudando o Brasil a atingir suas metas de promoção do desenvolvimento sustentável. Especificamente, o projeto está alinhado com as exigências do MDL específicas do país anfitrião porque:

- Contribui para a sustentabilidade ambiental local.
- Contribui para melhores condições de trabalho e aumenta as oportunidades de emprego na área em que o projeto está localizado.
- Contribui para uma melhor distribuição de renda, pois o uso de fonte de energia renovável diminui a dependência de combustíveis fósseis; diminui a poluição e, portanto, os custos sociais relacionados a ela.
- Contribui para o desenvolvimento de capacidade tecnológica, pois toda a tecnologia, mão-de-obra e manutenção técnica serão fornecidas no Brasil. Este tipo de projeto pode estimular outras iniciativas inovadoras dentro do setor energético brasileiro, e incentivar o desenvolvimento de unidades de energia renovável modernas e mais eficientes em todo o Brasil.

CDM – Executive Board

- Contribui para a integração regional e a conexão com outros setores – o projeto facilita o aumento das pequenas centrais hidrelétricas como fonte geradora na região, e, portanto, pode incentivar outras empresas semelhantes que desejam replicar essa experiência.

A.3. Participantes do projeto:**Tabela 1 - Participantes do Projeto de Hidrelétrica Martinuv Espigão**

Nome da Parte envolvida (anfitrião indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	- Incomex – Indústria, Comércio e Exportação Ltda., uma entidade privada. - Maurício Martinuv Company, uma entidade privada.	Não
Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte	EcoSecurities Group PLC	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.:

Martinuv, localizada na região Norte, no Estado de Rondônia.
Espigão, localizada na região Norte, no Estado de Rondônia.

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade etc:

Martinuv, localizada no município de Vilhena.
Espigão, localizada no município de Espigão D'Oeste.

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. Martinuv, localizada no rio Pimenta Bueno – 12 °49'18" S e 60 °17'45"W, no Estado de Rondônia (RO), região Norte do Brasil.

CDM – Executive Board

Martinuv, localizada no rio Preto – 11 °28'47" S e 60 °44'49"W, no Estado de Rondônia (RO), região Norte do Brasil.

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

De acordo com o Anexo A do Protocolo de Quioto, o projeto enquadra-se no escopo setorial (1), setores de Energia (fontes renováveis / não renováveis).

O projeto utiliza atividade de Projeto de Pequena Escala Tipo 1: Projetos de energia renovável, categoria I.D.: Geração de energia renovável para uma rede.

O projeto consiste na geração de eletricidade renovável (pequenas centrais hidrelétricas de fio d'água) para fornecer eletricidade ao Sistema isolado de Rondônia. As duas centrais hidrelétricas possuem uma capacidade instalada total de 3,9 MW (abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala).

Tabela 2 – Descrição técnica

	Martinuv 1ª fase	Martinuv 2ª fase	Espigão 1ª fase	Espigão 2ª fase
Capacidade instalada (MW)	0,92	1,48	0,9	0,6
Turbina	1 Francis	1 Francis	1 Francis	1 Francis
Eficiência	92%	92%	92%	92%

Por definição legal da ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*), a Resolução nº 652, emitida em 9 de dezembro de 2003, uma pequena central hidrelétrica no Brasil deve ter uma capacidade instalada superior a 1MW, porém não acima 30 MW, e com uma área de reservatório inferior a 3 km². Os projetos de fio d'água são também definidos como "os projetos nos quais a vazão da estação seca do rio é a mesma ou maior que a vazão mínima exigida pelas turbinas" (Eletrobrás, 1999). Os esquemas de fio d'água não incluem um armazenamento significativo de água e devem portanto, utilizar totalmente a vazão da água. Um esquema de fio d'água típico envolve um reservatório com baixo desvio e geralmente está localizado em correntezas de fluxo rápido. Um reservatório com baixo desvio aumenta o nível de água do rio até um ponto suficiente para permitir que uma estrutura de canal de adução seja colocada ao lado do rio. O canal de adução consiste de uma grade para retenção de lixo e uma abertura submersa com uma comporta de entrada. A água do canal de adução é normalmente retirada através de um tubo (chamado de tubo de coleta), encaminhada para baixo até uma usina construída a jusante do canal de adução e para o nível mais baixo possível, para obter a altura manométrica máxima na turbina.

As pequenas centrais elétricas Martinuv e Espigão utilizarão turbinas brasileiras do tipo Francis, com eixo horizontal (turbina de reator hidráulico, na qual a vazão sai das pás da turbina no sentido radial), e geradores brasileiros. As turbinas Francis são comuns na geração de energia e são utilizadas em aplicações onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica média. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta, e é direcionada para as pás através de comportas de retenção. Então, a água com baixo momento deixa a turbina através de um tubo de retirada.

CDM – Executive Board

Tanto a Martinuv como a Espigão são plantas de fio d'água, e possuem barragens de desvio mínimas, que armazenam água para gerar eletricidade durante curtos períodos de tempo, Martinuv não tem reservatório e a área do reservatório Espigão é de 0,37km². Ambas as pequenas centrais elétricas serão implementadas em duas fases, acrescentando dois grupos de turbogeradores de cada pequena central.

A.4.3 Quantidade estimada de reduções de emissões durante o período de crédito escolhido:

	Estimativa anual de reduções de emissão em toneladas de CO ₂ e
2007 (desde Junho)	6.874
2008	13.611
2009	17.394
2010	19.113
2011	19.113
2012	19.113
2013	19.113
2014	19.113
2015	19.113
2016	19.113
2017 (até Maio)	7.964
Total de reduções estimadas	179.634
(toneladas de CO ₂ e)	10
Número total de anos de crédito	17.963

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

O projeto não receberá nenhum 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:

A Incomex – Indústria, Comércio e Exportação Ltda está desenvolvendo mais um projeto de MDL, intitulado "Projeto de Hidrelétrica Incomex". De acordo com o Apêndice C das Modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projetos de pequena escala no âmbito do MDL, a atividade de projeto proposta não é uma fragmentação de um projeto maior, caso a análise apresentada na Tabela abaixo redunde em resultado negativo. A atividade de projeto proposta será considerada um componente desmembrado de uma maior, se os participantes do projeto, a categoria do projeto, a data de

CDM – Executive Board

registro e o limite do projeto forem os mesmos para todos os projetos. A análise de desmembramento a seguir, relativa à atividade de projeto proposta e ao projeto desenvolvido pela Incomex, concluiu que a atividade de projeto proposta não é um elemento desmembrado de um projeto maior. Veja a tabela seguinte.

Tabela 3 - Análise de Ocorrência de Desmembramento

Item \ Projeto	Projeto Martinuv Espigão	Incomex	Ocorrência de desmembramento
S.A. Participantes	Mauricio Martinuv e Incomex	Incomex e Grupo Cassol Energia	Não
Categoria do projeto	Geração de energia renovável para a rede	Geração de energia renovável para a rede	Sim
Registro	A ser registrado	A ser registrado	Possível
Limite	Vilhena e Espigão d'Oeste	Alta Floresta d'Oeste e Comodoro	Não
Resultado (o projeto será um desmembramento de um projeto maior, se os quatro itens acima ocorrerem): Não é desmembramento			

Além da análise de limite, todas as plantas do “Projeto de Hidroelétrica da Incomex” estão a mais de 1 km de distância das plantas do “Projeto de Hidroelétrica Martinuv Espigão”. A menor distância é de aproximadamente 28 km, entre a Planta Cabixi II e a planta Martinuv; além do mais, essas plantas possuem diferentes proprietários, que são o Grupo Cassol e a Companhia Mauricio Martinuv, respectivamente.

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

A atividade de projeto proposta enquadra-se no Tipo/Categoria I.D. - Geração de eletricidade renovável interligada à rede - I.D./Versão 10, escopo 1, 23 de dezembro de 2006.

Os cálculos do fator de emissão da rede elétrica foi feito de acordo com a metodologia consolidada ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade ligada à rede a partir de fontes renováveis” Versão 06 em vigor a partir de 19 de maio de 2006

B.2 Justificativa da escolha da categoria do projeto:

De acordo com a lista de escopo setorial apresentada pela CQNUMC (<http://cdm.unfccc.int/>), o projeto relaciona-se ao escopo setorial 1: Setores energéticos (fontes renováveis / não renováveis), e é aplicável a projeto de pequena escala tipo 1 (Energia Renovável), metodologia I.D. – geração de eletricidade renovável para a rede.

A capacidade instalada total da atividade do projeto é de 3,9 MW, que está abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala.

O cenário de linha de base é a continuidade da situação atual, sendo a eletricidade fornecida predominantemente por grandes centrais termelétricas.

O projeto Martinuv e Espigão compreende unidades de geração de energia renovável, por se tratar de um conjunto de duas pequenas centrais hidrelétricas de fio d'água, que fornecerão eletricidade para um sistema de distribuição elétrica, suprida por pelo menos uma unidade de geração de combustível fóssil. O projeto de hidrelétrica Martinuv/Espigão fornecerá eletricidade para o Sistema Isolado de Rondônia.

De acordo com a metodologia de linha de base aprovada I.D./Versão 09, escopo 1, 28 de julho de 2006, as duas opções a seguir são oferecidas para elaborar o cenário de linha de base: (a) A margem combinada (CM), consistindo na combinação da margem de operação (OM) e margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na metodologia aprovada ACM0002 ; e (b) As emissões com média ponderada (em kgCO₂/kWh) do atual *mix* de geração.

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

Tabela 4 - Informações básicas e dados usados para determinar o cenário de linha de base

Variável	Fonte de dados
Fator de emissões da margem de operação (EF_OM _y , em tCO ₂ /MWh)	ANEEL, Eletrobras SA e CERON
Fator de emissões da margem de construção (EF_BM _y , em tCO ₂ /MWh)	ANEEL, Eletrobras SA, ELETRONORTE e CERON
Fator de emissões da linha de base (EF _y)	ANEEL, Eletrobras SA, ELETRONORTE e CERON
Eletricidade gerada pelo projeto (EG, em MWh)	ANEEL, Eletrobras SA, ELETRONORTE e CERON
Emissões da linha de base (BE, em tCO ₂)	ANEEL, Eletrobras SA, ELETRONORTE e CERON
Emissões do projeto (PE, em tCO ₂)	ANEEL, Eletrobras SA, ELETRONORTE e CERON

B.3. Descrição do limite do projeto:

O limite para a linha de base é definido como sendo a eletricidade da rede elétrica que anteriormente fornecia eletricidade para os municípios de Vilhena e Espigão D'Oeste, que estão isolados da rede nacional, e incluirá todas as emissões diretas relativas à eletricidade produzida por esses geradores que serão deslocados pelo Projeto.

De acordo com as diretrizes e regras para atividades para projetos 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.4. Descrição da linha de base e seu desenvolvimento:

A linha de base do projeto foi estabelecida com referência a metodologia aplicável a atividade de projeto categoria I.D para geração de energia renovável conectada à rede elétrica. Todas as premissas e racionais do desenvolvimento da linha de base bem como os dados usados para determinar a linha de base são descritos nesta seção.

O projeto consiste em novas instalações para a geração de energia elétrica que irão suprir eletricidade para a rede elétrica. Como determinado pela metodologia, para atividades de projeto que não modificam ou reformam uma instalação de geração de eletricidade.

CDM – Executive Board

A eletricidade entregue pelo projeto à rede elétrica teria, por outro lado, sido gerada pelas plantas de energia conectadas a rede elétrica, pela adição de novas fontes de geração, como refletida nos cálculos da margem combinada (CM) na seção B.6.1.

Tabela 4 fornece as informações chave e dados usados para determinar o cenário de linha de base.

Tabela 4 - informações chave e dados usados para determinar o cenário de linha de base

Variável	Valor/Unidade	Fonte de dado
Fator de emissão da margem de operação [EF_OM _y]	0,8682 tCO ₂ /MWh	ANEEL, Eletrobras S.A, ELETRONORTE e CERON
Fator de emissão da margem de construção [EF_BM _y]	1,0160 tCO ₂ /MWh	ANEEL, Eletrobras S.A, ELETRONORTE e CERON
Fator de emissão da linha de base [EF _y]	0,9421 tCO ₂ /MWh	Calculada
Geração do projeto no ano Y [EG _y]	20288 MWh	Calculada de acordo com dados do desenvolvedor de projeto

A tecnologia empregada à linha de base é a tecnologia já usada na rede elétrica. Geração de eletricidade na rede elétrica é predominantemente térmica baseada em termelétricas abastecidas a diesel, com tecnologia de combustão interna ou termelétrica abastecida a óleo combustível com um ciclo combinado. Além, uma pequena parte da eletricidade é gerada por pequenas centrais hidrelétricas.

A Linha de base é definida como o sistema isolado Rondônia-Acre, este consiste em 9 plantas térmicas, somando 681,55 MW de capacidade instalada e 13 plantas hidrelétricas, somando 259,50 MW de capacidade instalada. A geração de eletricidade na rede elétrica é aproximadamente 55% termelétrica, em média. Os componentes da rede, e portanto a linha de base, são fornecidos na tabela abaixo. Para mais detalhes favor ver o Anexo 3.

Tabela 5 – Componentes da linha de base

Unidades	Tipo	Capacidade instalada (MW)
Rio Branco	Hídrica	6,90
Cabixi II	Hídrica	2,80
Termonorte II	Térmica	349,95
Monte Belo	Hídrica	4,80
PCH Altoé	Hídrica	1,10
Alta F. D'Oeste	Hídrica	5,00
PCH ST. Luzia	Hídrica	3,00
Termonorte I	Térmica	68,00
PCH Cachoeira	Hídrica	11,12
PCHs Castaman 2	Hídrica	0,50
PCH Cabixi 1	Hídrica	2,70
Rio Acre	Térmica	45,80

PCHs Castaman 3	Hídrica	1,48
Rio Branco II	Térmica	32,40
PCHs Castaman 1	Hídrica	1,50
Samuel	Hídrica	216,00
PCH Rio Vermelho	Hídrica	2,60
UTE Colorado	Térmica	10,95
UTE Vilhena	Térmica	23,75
Rio Madeira	Térmica	83,00
Rio Branco I	Térmica	18,10
Barro Vermelho	Térmica	49,60

B.5. 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 projetos de pequena escala no âmbito do MDL, as evidências quanto ao motivo pelo qual o projeto proposto é adicional podem ser oferecidas segundo as seguintes categorias de barreiras: (a) investimento, (b) tecnologia, (c) prática predominante 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 aquele com o menor número de barreiras.

Os cenários a seguir foram considerados para esta análise:

- 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 de combustível fóssil nos sistemas isolados Rondônia-Acre.
- Cenário 2 - A construção da nova planta de energia renovável – Este cenário representa o uso de uma nova fonte renovável, pequena central de geração hidrelétrica, considerada neutra em termos de emissões GEE.

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.

CDM – Executive Board

- 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, para promover o desenvolvimento da região norte, o governo brasileiro criou uma lei - a 8631/93 - que obrigava 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).

Além da CCC, o governo também criou a sub-rogação da CCC (lei no. 9648/98). Essa política foi implementada porque a CCC aplica-se somente à geração de eletricidade a partir de unidades termelétricas movidas a combustível fóssil. A sub-rogação da CCC atualmente estabelece que a energia renovável também pode solicitar esse 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 podem ser subsidiados 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 mais bem descritos nos itens de barreiras financeiras a seguir, considerados especificamente neste projeto.

De acordo com o guia para utilização da sub-rogação da CCC + ANEEL CCC, devem ser criados outros dispositivos legais para ajudar a alterar a fonte de energia de fóssil para renovável, nos quais o Protocolo de Quioto é sugerido como uma alternativa.

Mesmo assim, o projeto enfrentaria barreiras devidas à prática vigente e econômica apresentadas em mais detalhes nos itens a seguir.

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

CDM – Executive Board

- 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 ao sistema isolado sendo considerado por este projeto advém de unidades a combustível diesel. De um total de 862 MW de capacidade instalada no sistema isolado Rondônia-Acre, 761 MW vêm de unidades termelétricas.
- A construção de uma planta de energia renovável (Cenário 2) enfrenta barreiras financeiras/econômicas específicas porque mesmo recebendo os subsídios da sub-rogação da CCC, o projeto enfrenta dois importantes obstáculos, transcritos do Tribunal de Contas da União (2004). Conforme explicado acima, 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 Espigão e Martinuv estão inscritas sob esta cláusula. Embora Espigão e Martinuv irão receber subsídios da sub-rogação da CCC para amparar a compra de equipamento, isto somente ocorrerá na segunda fase, porque ambas as plantas estão abaixo de 1 MW na primeira fase.

Um dos dois principais obstáculos é: **a falta de financiamentos de longo prazo disponíveis para os investidores de médio porte.** (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 combustíveis. Isso é reforçado pelo fato de que os produtores de energia precisam ter 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. Portanto, as unidades termelétricas são preferíveis às unidades hidrelétricas.

Por fim, os custos de implementação para essas unidades na região Norte são consideravelmente mais altos do que em outras regiões. 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 abaixo). Isso se deve a dificuldades mais bem detalhadas na barreira devida à prática vigente, relacionadas à logística, transporte etc. 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 5 - Custos de construção de pequenas unidades hidrelétricas em diferentes regiões do Brasil – 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.

CDM – Executive Board

Além disso, o subsídio para a construção não é pago integralmente quando da concessão da sub-rogação. Ele é amortizado mensalmente em um máximo de 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.

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

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

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

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

- A continuação das práticas atuais (Cenário 1) não apresenta nenhum obstáculo específico. Isso é por definição a prática vigente na região.
- No caso do Cenário 2, existem barreiras que teriam que ser superadas. De acordo com o Tribunal de Contas da União, 2004, até o final de 2004, somente 12 plantas foram aprovadas para sub-rogação da CCC e somente 6 estão em operação. A falta de interesse 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 ao sistema isolado de Rondônia, este é predominantemente termelétrico (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, que é o principal sistema elétrico em Rondônia. O sistema Porto Velho originalmente compreendia 1 unidade hidrelétrica (UHE Samuel) e 8 unidades termelétricas (Rio Branco I, TEU Colorado, TEU Vilhena, Rio Branco II, Rio Acre, Rio Madeira, Termonorte I e Termonorte II) (Plano Operacional a partir de 2001). De acordo com esse plano, todas as unidades

termelétricas faziam parte do "Programa Prioritário de Termelétricas", cujo foco era aumentar o fornecimento de eletricidade para esse estado. A razão principal dessa iniciativa foi a instabilidade no nível de água do reservatório hídricos de Samuel. Junto com a Eletronorte, a CERON 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. Além disso, de acordo com esse mesmo plano, havia uma projeção de aumento de 9% na geração termelétrica, e de uma diminuição de 5% na geração hidrelétrica. Ainda assim, 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 melhor visualizado nos quadros a seguir, obtidos diretamente do Plano de Operação para 2005 (o plano mais representativo). De acordo com a Tabela 3.2-2, o total de unidades geradoras termelétricas em Rondônia corresponde a 160 (148 + 20), enquanto na Tabela 3.2-3, o total de unidades geradoras hidrelétricas em Rondônia corresponde a 28 (5 + 23).

Tabela 6 – Número de unidades e potência instalada em 2005 - Unidades termelétricas

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	97.992	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 TERMICO		1234	1340	2.326.926	2.533.215

Tabela 7 – Número de unidades e potência instalada em 2005 - Unidades hidrelétricas

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 2005.

Portanto, com base nesses dados, fica claramente demonstrado que a prática vigente em termos de geração de energia em Rondônia é predominantemente termelétrica, 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 abaixo resume os resultados da análise relativa às barreiras enfrentadas por todos os cenários plausíveis. O Cenário 1 não enfrenta barreiras, enquanto o Cenário 2 enfrenta barreiras financeiras/econômicas e é contra a prática vigente.

Tabela 8 - 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

Para concluir, a análise de barreiras acima mostrou claramente que o cenário mais plausível é a continuação das práticas atuais (continuação do uso de eletricidade de sistemas isolados). Assim, 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 do sistema isolado de Rondônia-Acre, com base principalmente no consumo de diesel.
- **O Cenário do projeto** é representado pela construção de 2 hidrelétricas novas totalizando 3,9 MW. As novas plantas irão deslocar eletricidade da rede elétrica de uma fonte mais intensiva em carbono,

resultando assim em reduções significativas nas emissões de GEE. O cenário do projeto é de adicionalidade em comparação ao cenário de linha de base e, portanto, é elegível para receber Reduções Certificadas de Emissão (RCEs) no MDL.

B.6 Redução de Emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

A metodologia usada no cálculo das emissões de linha de base devido ao uso de eletricidade da rede segue a opção (a) da metodologia de linha de base aprovada I.D./Versão 09, escopo 1, 28 de julho de 2006, que utiliza a média da margem de operação aproximada e a margem de construção.

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.

$$BE_y = EG_y * EF_y \quad (1)$$

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

$$EF_y = (\omega_{OM} * EF_{OM_y}) + (\omega_{BM} * EF_{BM_y}) \quad (2)$$

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:

$$EF_{OM_y} (tCO_2 / MWh) = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} * COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad (3)$$

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 .

Utilizou-se o método de OM simples, pois o sistema é predominantemente termelétrico.

CDM – Executive Board

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:

$$EF_{BM_y} (tCO_2 / MWh) = \frac{[\sum_{i,m} F_{i,m,y} * COEF_{i,m}]}{[\sum_m GEN_{m,y}]} (4)$$

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

Para este projeto, a Ecosecurities calculou, uma margem combinada única, de acordo com os dados do sistema isolado de Rondônia. Veja o Anexo 3 para mais detalhes.

B.6.2. Dados e parâmetros que estão disponíveis para a validação:

Dado / Parâmetro:	EF_{OM}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Margem de operação da rede elétrica
Fonte para o dado usado:	ELETRONORTE, CERON e PIMC, 2006
Valor aplicado:	0,8682
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos realmente aplicados:	A OM é calculada de acordo com a opção (a) Método OM Simples da metodologia ACM0002. Para informações adicionais, favor referenciar ao Anexo 3.
Algum comentário:	

Dado / Parâmetro:	w_{OM}
Unidade do dado:	Fração
Descrição:	Ponderador
Fonte para o dado usado:	ACM0002
Valor aplicado:	0,5
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos realmente aplicados:	Valor de ponderação padrão para a Margem de Operação tirado da ACM0002
Algum comentário:	

Dado / Parâmetro:	EF_{BM}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh

CDM – Executive Board

Descrição:	Margem de construção da rede elétrica
Fonte para o dado usado:	ELETOBRAS S.A., ANEEL, ELETRONORTE, CERON e IPCC
Valor aplicado:	1,0160
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos realmente aplicados:	A BM é calculada de acordo com a metodologia ACM0002. Para informações adicionais favor referenciar ao Anexo 3.
Algum comentário:	

Dado / Parâmetro:	w_{BM}
Unidade do dado:	Fração
Descrição:	Ponderador
Fonte para o dado usado:	ACM0002
Valor aplicado:	0,5
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos realmente aplicados:	Valor de ponderação padrão para a Margem de Construção tirado da ACM0002
Algum comentário:	

Dado / Parâmetro:	EF_v
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da rede elétrica. É a intensidade de emissões de CO ₂ da eletricidade deslocada na rede elétrica
Fonte para o dado usado:	ELETOBRAS S.A., ANEEL, ELETRONORTE, CERON e IPCC, 2006
Valor aplicado:	0,9421
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos de medição e procedimentos realmente aplicados:	O cálculo do fator de emissão da linha de base consiste na combinação da margem de operação (OM) e margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na metodologia aprovada ACM0002. Informações detalhadas são fornecidas no Anexo 3.
Algum comentário:	

B.6.3 Cálculos *a priori* das reduções de emissão:

The ex-ante emission reductions values and calculations are as follows:

CDM – Executive Board

Parâmetro	Fórmula	Valor	Unidade
EF _{BM}	Fornecida na seção B.6.1	1,0160	tCO ₂ /MWh
w _{BM}	-	0,5	-
EF _{OM}	Fornecida na seção B.6.1	0,8682	tCO ₂ /MWh
w _{OM}	-	0,5	-
EF	Fornecida na seção B.6.1	0,9421	tCO ₂ /MWh
Capacidade instalada Total	-	3,90	MW
Consumo auxiliar Total	-	0,04	MW
Fator carga	-	60%	%
EG _y	= (Capacidade instalada - Consumo auxiliar) * Fator carga * 8760	20288	MWh
BE	= EG * EF	19113	tCO ₂
PE	-	0	tCO ₂
ER	= BE - PE	19113	tCO ₂

$PE_y = 0$, emissões por fontes são zero uma vez que energia hidrelétrica é uma fonte de energia com zero emissões de CO₂.

De acordo com a AMS I.D Versão 10, cálculo de fugas só é necessário se os equipamentos da tecnologia de energia renovável é transferido de outra atividade ou para outra atividade. Este não é o caso da atividade de projeto. Portanto, emissões de fuga não são contabilizadas.

B.6.4 Resumo da estimativa *a priori* das reduções de emissão:

Anos	Estimativa das emissões das emissões de projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões de linha de base (tonnes of toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissão (toneladas de CO ₂ e)
2007 (desde Junho)	0	6874	0	6874,00
2008	0	13611	0	13611,00
2009	0	17394	0	17394,00
2010	0	19113	0	19113,00
2011	0	19113	0	19113,00
2012	0	19113	0	19113,00
2013	0	19113	0	19113,00
2014	0	19113	0	19113,00

CDM – Executive Board

2015	0	19113	0	19113,00
2016	0	19113	0	19113,00
2017 (até Maio)	0	7964	0	7964,00
Total (toneladas de CO₂e)	0	179634	0	179634,00

B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:**B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

Dado / Parâmetro:	EG _y
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade entregue à rede elétrica
Fonte para o dado usado:	Desenvolvedor do projeto e CERON
Valor aplicado ao dado para o propósito de calcular as reduções de emissão esperadas na seção B.5	20288
Description of measurement methods and procedures to be applied:	A ser obtida de um medidor que sera lido pelo operador do projeto bem como pelo operador da rede elétrica.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os equipamentos estarão sujeitos a manutenção, calibração e regime de testes constante para garantir precisão. Os dados coletados pelo desenvolvedor de projeto serão cruzados com os recibos de venda de energia obtidos com o operador da rede elétrica.
Algum comentário:	

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O monitorando do este tipo de projeto consiste em medir a eletricidade gerada pela tecnologia renovável. Abaixo encontre a descrição do monitoramento procedimentos para medição de dados, garantia de qualidade e controle de qualidade.

Medição da eletricidade suprida à rede elétrica

O principal medidor de eletricidade que estabelecendo a eletricidade entregue para a rede elétrica será instalado no fim da linha de transmissão. Este medidor de eletricidade será o medidor de renda que mede a quantidade de eletricidade pela qual o projeto será pago. Como este medidor fornece a principal medida do MDL, ele será a parte de chave do processo de verificação.

CDM – Executive Board

Os dados serão medidos continuamente e no fim de cada mês os dados monitorados serão arquivados eletronicamente e um *backup* será feito regularmente. O desenvolvedor de projeto deverá guardar a quantidade de eletricidade vendida e as faturas de compra. Os dados serão arquivados eletronicamente e em papel e será guardado por pelo menos dois anos depois do fim do o período de creditação.

O medidor de eletricidade deve obedecer a padrões locais pertinentes no momento da instalação. O medidor será instalado por ou o desenvolvedor de projeto ou o companhia da rede elétrica de acordo com padrões Brasileiros. Registros do medidor (tipo, modelo e documentação de calibração) serão arquivados no sistema de controle de qualidade.

Controle de qualidade e Garantia de qualidade

Procedimentos de controle de qualidade e garantia de qualidade irão garantir a qualidade do dados coletados. O medidor(es) de eletricidade sofrerá(ão) manutenção sujeito(s) a padrões da indústria. Ademais, medidore(s) será(ao) calibrados pela concessionária para a distribuição CERON - o qual assina um CCVE de longo prazo com as plantas - de acordo com padrões nacionais estabelecidos pelo INMETRO ("Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial"- entidade responsável por padrões de calibração) e recalibrado em conformidade com especificações de fabricante, mas pelo menos uma vez a cada 3 anos.

Para garantir a consistência e precisão dos dados coletados do medidor(s), dados serão cruzados com recibos de venda os quais mostrarão a quantidade de energia suprida à rede elétrica.

Antes do período creditação começar, o organização da equipe monitoramento estará estabelecida e claras atribuições e responsabilidades serão definidas para todo pessoal envolvido no projeto de MDL.

Os dados serão lidos do medidor e recibos de vendas de energia serão coletados pelo pessoal de operação da pequena planta hidrelétrica. Esta informação será transferido para EcoSecurities sobre uma base mensal a fim de monitorar as reduções de emissão.

Os equipamentos de geração de energia não serão transferidos de outra atividade; portanto, efeitos de fuga não precisam ser levados em conta.

B.8 Data da conclusão da aplicação da linha de base e da metodologia de monitoramento e nome(s) da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável (eis)
--

O estudo de linha de base foi concluído em 22/01/2007. A entidade que determina a linha de base como a Consultora de carbono é a EcoSecurities Group PLC. Para obter mais detalhes, entre em contato com:

CDM – Executive Board

Leandro Noel e Rodrigo Braga
Rua Lauro Müller, 116, sala 4303
Rio de Janeiro (RJ)
Brasil 22290-160

Telefone: +55 (21) 2275 9570

Email rodrigo.braga@ecosecurities.com ou leandro.noel@ecosecurities.com

Website www.ecosecurities.com

SECTION C. Duration of the project activity / crediting period

C.1 Duration of the project activity:

C.1.1. Starting date of the project activity:

01/06/2006.

C.1.2. Expected operational lifetime of the project activity:

30a-00m

C.2 Choice of the crediting period and related information:

C.2.1. Renewable crediting period

C.2.1.1. Starting date of the first crediting period:

Não aplicável

C.2.1.2. Length of the first crediting period:

Não aplicável

C.2.2. Fixed crediting period:

C.2.2.1. Starting date:

O período de obtenção de créditos iniciará em 01/06/2007, ou na data de registro da Atividade de Projeto de MDL, a qual for mais posterior.

C.2.2.2. Length:

CDM – Executive Board

10a – 00m

SECTION D. Impactos ambientais:**D.1. Se exigido pela parte anfitriã, documentação da análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:**

Os projetos de pequena hidrelétrica Martinuv e Espigão não geram emissões de gases de efeito estufa nem emissões de resíduos tóxicos, e têm um efeito limitado, controlado e reversível no meio ambiente, porque os projetos são de fio d'água e usam água diretamente do rio, com uma pequena área de armazenamento projetada apenas para permitir que o canal de adução entre em operação. Os projetos têm uma fácil integração com a paisagem e compatibilidade com a proteção da água, fauna e flora.

Quanto às permissões regulatórias, tanto a Martinuv como a Espigão possuem autorização emitida pela ANEEL (Resolução ANEEL nº 251, emitida em 27/jun/2005), para operar como produtora de energia independente, que confere à planta o direito de operar. Ainda mais, ambas unidades tem autorização de despacho, incluindo permissões para produção e comercialização, emitida pela ANEEL (Despacho nº395, para Martinuv e Despacho nº157, para Espigão).

Quanto a permissões ambientais, o projeto possui as licenças ambientais necessárias. As licenças foram emitidas pela agência estadual do meio ambiente, NUCOF/SEDAM, LI número 0002255 para a Martinuv emitida em 20/07/2006, válida até 20/01/2007, (A renovação da licença já foi requisitada). Para Espigão, Protocolo de Licença Prévia datado de 13 de Outubro de 2004. Todos os documentos relacionados ao licenciamento ambiental e de operação são públicos e podem ser obtidos na agência ambiental do estado.

Tabela 9 - Impactos ambientais

IMPACTO	PREVENÇÃO
Instabilidade e erosão de encostas	Conservação das encostas através do plantio de vegetais, revestindo-as de gramíneas e espécies da floresta nativa, durante a construção.
Poluição da água e do solo, sedimentação de cursos d'água	Totalmente evitável, após boa prática. Pequenas escavações não deverão transportar para o rio nenhum material em suspensão. Dentre as medidas a serem tomadas para o transporte de material de escavação está a irrigação, para evitar a formação de poeira, e a cobertura do caminhão para evitar a perda do material transportado. A remoção de cobertura vegetal e camada superficial do solo, com alto teor de matéria orgânica, será executada para evitar a eutrofização do lago de contenção. A área da barragem de desvio de nível baixo será restringida à construção de um muro com 3 m de altura, devendo a construção levar no máximo 20 dias.
Oportunidades de emprego	Impacto positivo. Não há necessidade de prevenção.
Floresta alagada	Não há nenhuma área inundada. Não há necessidade de prevenção.
Aumentar a necessidade de bens e serviços, e da renda local e arrecadação pública.	Impacto positivo. Aumentar temporariamente a economia local (abertura de bares e pequenos restaurantes), aumentando as oportunidades de emprego formal e informal, principalmente próximo do local. Não há necessidade de prevenção.
Perda de habitat de peixes e de áreas de desova	Ausência de espécie migratória, de acordo com estudo ambiental. Esta área serve apenas de passagem para peixes, e não é uma cabeceira. Não há necessidade de prevenção.

CDM – Executive Board

Perda de terra agrícola, inundação de fazendas e moradias.	Devido à alta declividade, não há nenhuma utilização de terra para uso agrícola. Portanto, não será perdida nenhuma terra agrícola. Não há necessidade de prevenção.
Alteração de habitats terrestres e habitats de fauna	Elaboração de programas de recuperação de área degradada, com a produção de espécies nativas e reflorestamento.
Perda de habitat em canais drenados.	Hábitat de rio em torno de cachoeiras e corredeiras, freqüentemente improdutivo, sem necessidade de nenhuma mitigação (ou de liberação de água de compensação), já que o projeto é uma instalação de fio d'água.

D.2. Se os impactos ambientais são considerados significantes pelos participantes de projeto ou pela parte anfitriã, favor fornecer conclusões e todas as referências para dar suporte à documentação de qualquer avaliação impacto ambiental tomada de acordo com os procedimentos como requerido pela parte Anfitriã:

A atividade de projeto proposta não incorre em impactos ambientais significantes.

SECTION E. Comentários das partes interessadas:

>>

E.1. Brief description how comments by local stakeholders have been invited and compiled:

De acordo com a Resolução nº 1, datada de 2 de dezembro de 2003, da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) brasileira, qualquer projeto de MDL deve 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 Vilhena;
- Ministério público;
- Câmara dos vereadores de Vilhena;
- Prefeitura de Espigão D'Oeste;
- SEDAM Porto Velho;
- Fórum Brasileiro de ONGs
- Agência Ambiental de Espigão D'Oeste;
- Agência Ambiental de Vilhena;
- Câmara dos vereadores de Espigão D'Oeste.

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.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Até o momento nenhum comentário foi recebido.

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

Até o momento nenhum comentário foi recebido.

CDM – Executive Board

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/Código postal:	
País:	Brasil
Telefone:	
FAX:	
E-mail:	
URL:	
Representada por:	
Cargo:	Superintendente
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Gomes
Segundo Nome:	-
Nome:	Antônio
Departamento:	Supervisão de Geração
Celular:	+55 69 8403 6277
Fax direto:	
Telefone direto:	+55 69 3481 3241
E-mail pessoal:	ajgomes@terra.com.br

Mauricio Martinuv:

Organização:	Mauricio Martinuv
Rua / Caixa Postal:	lote 85 setor 12 linha 145 bairro Gleba Corumbiara
Prédio:	-
Cidade:	Vilhena
Estado/Região:	Rondônia
CEP/Código postal:	
País:	Brasil
Telefone:	+55 69 3322-6549
FAX:	
E-mail:	pchmartinuv@terra.com.br
URL:	
Representada por:	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Martinuv
Segundo Nome:	-
Nome:	Mauricio
Departamento:	-
Telefone/fax:	

CDM – Executive Board

Fax direto:	
Telefone direto:	-
E-mail pessoal:	-

Compradora dos créditos e consultora do projeto:**Compradora dos créditos e consultora do projeto:**

Organização:	EcoSecurities Group Plc.
Rua / Caixa Postal:	40 Dawson Street
Prédio:	
Cidade:	Dublin
Estado/Região:	
CEP:	02
País:	Ireland
Telefone:	+353 1613 9814
FAX:	+353 1672 4716
E-mail:	info@ecosecurities.com
URL:	www.ecosecurities.com
Representada por:	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Dr.
Sobrenome:	Moura Costa
Segundo Nome:	
Nome:	Pedro
Celular:	
Fax direto:	
Telefone direto:	+44 1865 202 635
E-mail pessoal:	pedro@ecosecurities.com

Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Anexo 3**INFORMAÇÃO DE LINHA DE BASE****Seleção da rede elétrica**

De acordo com Bosi (2000), o Sistema Elétrico Brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- (i) O sistema interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (ii) O sistema interconectado Norte/Nordeste; e
- (iii) O sistema Isolado (que representa 300 localidades que são eletricamente isoladas dos sistemas interconectados)

A atividade de projeto proposta estará conectada ao sistema isolado Rondônia-Acre isolated (Figura 2), e de acordo com a metodologia aprovada ACM002, é necessário levar em conta todas as fontes geradoras que servem ao sistema. Como resultado, os proponentes do projeto devem procurar todas as plantas de energia que servem o sistema.

CDM – Executive Board

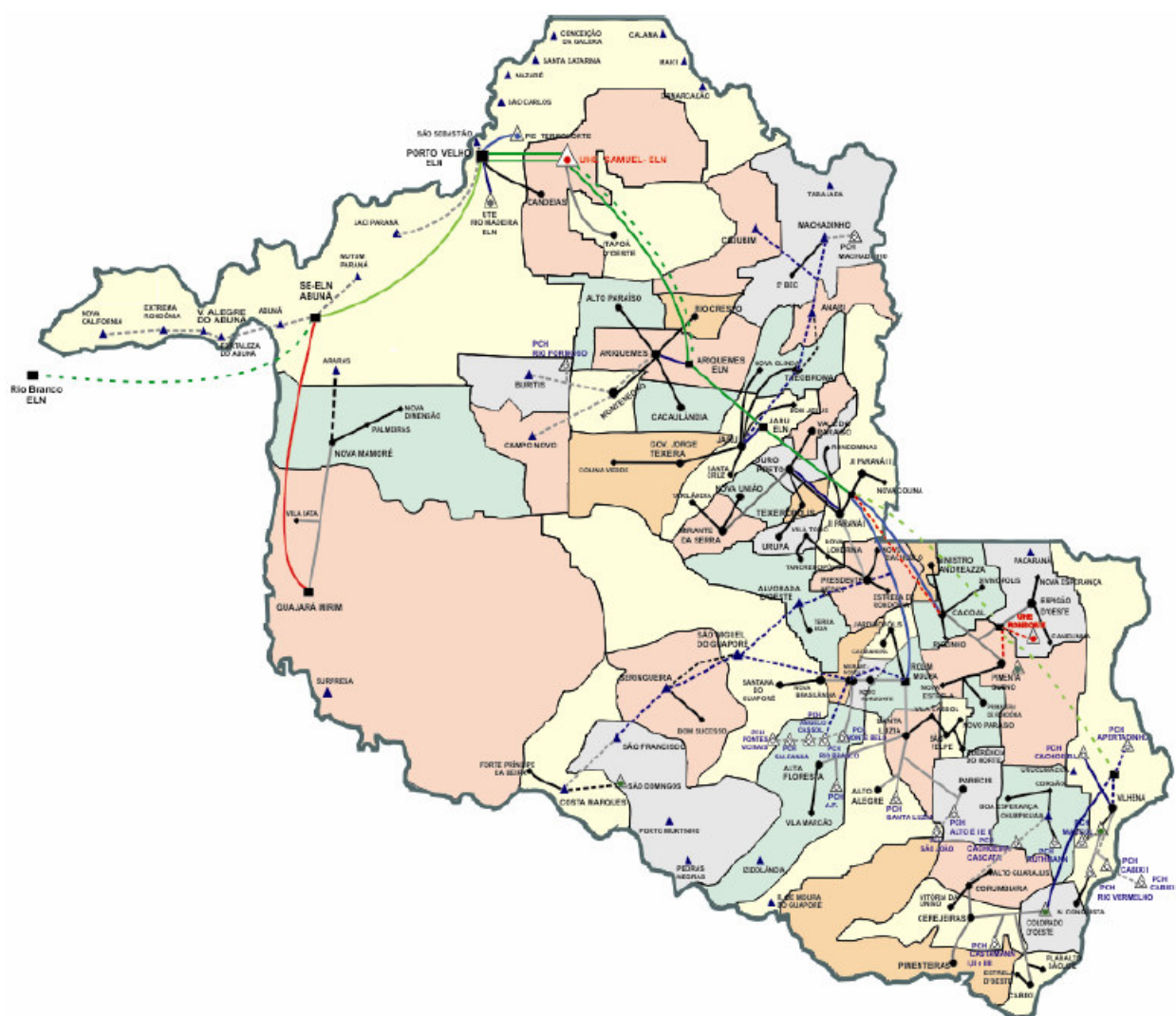


Figure 1 – Sistemas isolados de Rondônia (Fonte: Eletrobras, Plano Anual de Operação, 2003 2003)

Cálculos do Fator de Emissão da Rede Elétrica

Os cálculos do fator de emissão da rede elétrica foram feitos de acordo com a última versão da ACM0002. O sistema Rondônia-Acre é isolado dos sistemas interconectados brasileiros S-SE-CO e N-NE. A rede elétrica é predominantemente térmica, logo o método de OM simples foi selecionado. Todos os dados usados para calcular o Fator de Emissão são das seguintes fontes:

1. Dados obtidos com a CERON dos relatórios "RELATÓRIO MENSAL - ENERGIA SUPRIDA", anos 2001 a 2005
2. Dados da TERMONORTE relatados à CERON
3. Dados obtidos com a CERON dos relatórios "RESUMO DE GERAÇÃO TÉRMICA", anos 2001 a 2005
4. Dados dos Programas Mensais de operação para o ano de 2004, http://www.eletrobras.com.br/EM_Atualizacao_SistIsolados/default.asp
5. comunicação pessoal com CERON para dados de 2004
6. Aneel BIG
7. s Programas Mensais de operação para o ano de 2005, http://www.eletrobras.com.br/EM_Atualizacao_SistIsolados/default.asp
8. Dados do Plano Anual de Operação 2005, pág. 9, item 3.3
9. Dados obtidos com a ELETRONORTE dos relatórios "Mapa Oleo Diesel", anos 2003 a 2005
10. Dados obtidos com a ELETRONORTE dos relatórios "Relatório Integrado do Desempenho Empresarial" (RIDE), anos 1994 a 2005

11. Dados do GTON¹ Plano Annual de Operação Brasileiro- 2002-2005 - ELETROBRAS;
12. Dados do GTON Plano Mensal de Operação Brasileiro -2002-2005 - ELETROBRAS;

Um resumo dos cálculos está fornecido abaixo.

¹ Grupo Técnico Operacional da Região Norte

CDM – Executive Board

Sistema Rondonia-Acre				
	$EF_{OM}(tCO_2/MWh)$	Load (MWh)	Lambda	
2003	0,8338	2.302.605	Not necessary	
2004	0,8325	2.458.762	Not necessary	
2005	0,9316	2.628.846	Not necessary	
TOTAL		7.390.213		
$EF_{OM,SIMPLES}$		0,8682	W_{OM}	0.5
$EF_{BM, 2005}$		0,9889	W_{BM}	0.5
$EF_v(tCO_2/MWh)$		0,9285		

	2001	2002	2003	2004	2005	Average
Geração Térmica	578,565	875,330	1,267,971	1,516,522	1,729,201	1,193,518
Geração Hídrica	1,022,173	855,439	1,034,635	942,240	899,645	950,826
Predominância	Hídrica	Termica	Termica	Termica	Termica	Termica

Anexo 4**INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO****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.

BOSI, M., Na Initial View on Methodologies for emissiond Baselines: Electricity Generation Case Study. Paris: International Energy Agency, 2000.

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 da Internet:

GTON Brazilian Annual Operational Plan-2004 - ELETROBRAS

Data from GTON Brazilian Monthly Operational reports-2004 - ELETROBRAS

Aneel BIG-Information Generation Base

- - - - -