

**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-SSC-DCP-)
Versão 03 – em vigor a partir de 22 de dezembro de 2006**

ÍNDICE

- A. Descrição geral da atividade de projetos de pequena escala
- B. Aplicação de uma linha de base e metodologia de monitoramento
- C. Duração da atividade de projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos Atores (Stakeholders)

Anexos

Anexo 1: Informações de contatos sobre os participantes na atividade de projeto de pequena escala

Anexo 2: Informações a respeito do financiamento público

Anexo 3: Informações da linha de base

Anexo 4: Informações de Monitoramento

Anexo 5: Informações de Análise Financeira

Anexo 6: Referências

Histórico das revisões deste documento

Número da Versão	Date	Descrição e motivo da revisão
01	21 Janeiro 2003	Adoção inicial
02	8 Julho 2005	<ul style="list-style-type: none">• O Conselho concordou em revisar o o DCP de MDL de Pequena Escala para refletir a orientação e esclarecimentos fornecidos pelo Conselho desde a versão 01 deste documento.• Em consequência, as diretrizes para concluir o DCP de MDL de Pequena Escala foram revisadas de acordo com a versão 2. A última versão encontra-se em http://cdm.CQNUMC.int/Reference/Documents.
03	22 Dezembro 2006	<ul style="list-style-type: none">• A Diretoria concordou em revisar o documento de concepção do projeto do MDL para atividades de pequena escala (do DCP de MDL de Pequena Escala), levando em consideração o DCP de MDL e o NM de MDL.

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

Projeto Pequena Central Hidrelétrica Saldanha
Versão 05
21/02/2008

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

O Projeto Pequena Central Hidrelétrica Saldanha (doravante, o Projeto) desenvolvido pela Hidroluz Centrais Elétricas Ltda., como desenvolvedora e operadora do projeto, consiste em um projeto de pequena usina hidrelétrica a fio d'água, situada no Rio Saldanha no município de Alta Floresta d'Oeste, estado de Rondônia e possui capacidade instalada de 5,0 MW, composta de 2 turbinas com 2,5MW de capacidade cada uma. Apesar da capacidade instalada da planta ser 5,0 MW, a autorização fornecida pela Agência de Energia Elétrica (ANEEL) é a operação de 4,8 MW. Assim todos os cálculos neste DCP são feitos com 4,8MW.

A usina está conectada ao sistema de eletricidade isolado Rondônia-Acre, situada no estado de Rondônia, região norte do Brasil. A usina está situada em uma área muito remota, e irá fornecer eletricidade para ajudar a desenvolver essa área tanto social quanto economicamente. Fornecer eletricidade a essa área sempre foi um problema de difícil solução, além disso, nessa área remota, a solução para o problema do fornecimento de eletricidade tem sido frequentemente a implantação de sistemas de eletricidade isolados baseados em usinas termoeletricas, operadas a combustíveis fósseis. Este projeto aumentará o fornecimento de eletricidade à rede, deslocando a geração térmica com uma fonte de energia renovável, e conseqüentemente reduzido as emissões de CO₂.

Os participantes do projeto reconhecem que esta atividade de Projeto está ajudando o Brasil a cumprir suas metas de desenvolvimento sustentável. Adicionalmente, o projeto está em linha com os requisitos específicos do MDL do país anfitrião porque:

- Contribui para a sustentabilidade ambiental local.
- Contribui para melhores condições de trabalho e aumenta as oportunidades de emprego na área na qual o projeto está situado.
- Contribui para melhor distribuição da renda para ajudar a melhorar o desenvolvimento econômico local e regional.
- Contribui para o desenvolvimento da capacidade tecnológica porque toda a tecnologia, mão-de-obra e manutenção técnica serão fornecidos internamente no Brasil.
- Contribui para a integração regional e ligação com outros setores.
- Aumenta a contribuição de projetos hidrelétricos de pequena escala para geração de eletricidade na região, e portanto, poderá incentivar outras empresas similares que desejarem replicar este projeto.

A.3. Participantes do projeto:
Tabela 1– Participantes do Projeto de Hidrelétrica Pequena de Saldanha

Nome da Parte envolvida ((anfitriã) indica uma parte anfitriã)	Participantes do projeto entidade(s) privada(s) e/ou pública (s)	Favor indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitriã)	Hidroluz Centrais Elétricas Ltda.	Não
Holanda	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.:

Região norte do Brasil, Estado de Rondônia.

A.4.1.3. Cidade/Município/Comunidade etc:

Município de Alta Floresta d'Oeste.

A.4.1.4. Detalhes da localização física, incluindo informações que permitam a identificação única desta atividade de projeto de pequena escala:

A PCH Saldanha está localizada no Rio Saldanha. A localização exata do projeto é definida usando-se as coordenadas GPS: Latitude 11 ° 59'09" S e Longitude 62 °10'38"W.

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

A categoria para a atividade de projeto conforme o Apêndice B dos procedimentos simplificados publicados da CQNUMC para atividades de pequena escala é:

Tipo I: Projeto de Energia Renovável

Categoria I.D.: Geração de Energia Renovável Conectada à Rede

AMS I.D, versão 13, 14 de dezembro de 2007¹ é aplicável pois a capacidade instalada total do Projeto Hidrelétrico é inferior ao limite de 15 MW.

O projeto consiste na geração de eletricidade renovável partir de uma pequena central hidrelétrica a fio d'água, fornecendo eletricidade ao sistema isolado Rondônia-Acre. A pequena central hidrelétrica consiste em 2 turbinas de capacidade de 2,5MW cada uma, e possui uma capacidade instalada total de 5,0 MW, isto é, abaixo do limiar de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala.

Tabela 2 – Descrição Técnica²

GERADOR	
Fabricante	GE
Capacidade (KVA)	3300
Fator de Potência	0,8
Rendimento	0,962
TURBINA	
Fabricante	HISA
Tipo	Francis
Capacidade (MW)	2,506

Pela definição da Agência Reguladora Brasileira (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), resolução n° 652, emitida em 9 de dezembro de 2003, uma pequena central hidrelétrica no Brasil deve possuir capacidade instalada superior a 1 MW porém não mais de 30 MW e com área do reservatório inferior a 3km². Também, os projetos a fio d'água são definidos como “os projetos nos quais a vazão da estação seca do rio é a mesma ou superior ao mínimo exigido para as turbinas” (Eletrobrás, 1999).

Além disso, os esquemas a fio d'água não incluem armazenamento de água significativa e portanto fazem uso completo da vazão da água.

A PCH Saldanha utiliza turbinas brasileiras tipo Francis com um eixo horizontal (Turbina de reator hidráulico na qual o fluxo sai das hélices da turbina em sentido radial) e geradores brasileiros. A tecnologia utilizada na PCH Saldanha é ambientalmente segura e são, por ser uma hidrelétrica a fio d'água exigindo uma barragem de desvio mínima, a qual armazena água suficiente para gerar eletricidade por curtos períodos de tempo; para a PCH Saldanha a área do reservatório é de 0,0075 km².

¹ De acordo com a definição de atividade de projeto de energia renovável de pequena escala no Parágrafo 6 da Decisão 17/cp.7 no documento FCCC/CP/2001/13/ADD/2, e no apêndice B à decisão 21/cp.8 do documento FCCC/CP/2002/7/Add.3, dos procedimentos simplificados para atividades de pequena escala: Tipo I.D – Geração de Eletricidade Renovável para uma rede, como “Esta categoria compreende unidades de geração de energia renovável, como fotovoltaica, hidráulica, marés / ondas, vento, geotérmica, e biomassa, que fornecem eletricidade a uma sistema de distribuição de eletricidade que é ou teria sido abastecido por no mínimo uma unidade geradora movida a combustível fóssil ou biomassa não renovável

² Capacidades como determinadas nas placas dos equipamentos.

A.4.3 Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de créditos escolhido:

Tabela 3– Estimativa anual de redução de emissões

Anos	Estimativa anual das reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2008 (Agosto - Dezembro)	11.691
2009	28.059
2010	28.059
2011	28.059
2012	28.059
2013	28.059
2014	28.059
2015	28.059
2016	28.059
2017	28.059
2018 (Janeiro - Julho)	16.368
Reduções estimadas totais (toneladas de CO ₂ e)	280.590
Número total de anos de créditos	10
Média anual ao longo do período de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	28.059

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 que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente desmembrado de uma atividade de projeto de grande escala:

Com base nas informações fornecidas no Apêndice C das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, este projeto de energia renovável de pequena escala não faz parte de um projeto de redução de emissões maior, ou seja, não é um componente desmembrado de um projeto ou programa maior, dado que este é um projeto único do MDL proposto pelo desenvolvedor do projeto. Os participantes do projeto não registraram nem operaram (portanto, não estão envolvidos de modo algum) em quaisquer outras atividades de projeto do MDL de pequena escala em energia hidráulica ou utilizando quaisquer outras tecnologias dentro dos limites do projeto, e em volta dos limites do projeto.

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

A atividade de projeto proposta enquadra-se no Tipo/Categoria I.D – Geração de eletricidade renovável conectada à rede - I.D/Versão 13, 14 de dezembro de 2007.

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>

B.2 Justificativa da escolha da categoria do projeto:

De acordo com a lista do escopo setorial apresentada pela CQNUMC (<http://cdm.unfccc.int/>), o projeto relaciona-se ao escopo setorial 1 Indústrias de energia (fontes renováveis / não renováveis).

A PCH Saldanha aplica-se ao projeto de pequena escala tipo I (Energia Renovável), I.D. da metodologia – Geração de eletricidade renovável – pois se enquadra nos requisitos de aplicabilidade exigidos por esta categoria, a qual abrange as fontes de energia renovável, como a hidráulica, para fornecer eletricidade a um sistema de distribuição de energia que é abastecido por no mínimo uma unidade geradora de combustível fóssil. O projeto PCH Saldanha irá fornecer eletricidade renovável ao Sistema Isolado Rondônia-Acre.

A capacidade instalada total do projeto é de 5,0 MW a qual está abaixo do limite de elegibilidade de 15 MW para projetos de pequena escala.

B.3. Descrição do limite do projeto:

De acordo com a AMS I.D o limite do projeto para o projeto proposto é definido como o local físico e geográfico da fonte de geração renovável.

Isso inclui a rede elétrica que fornecia anteriormente eletricidade ao município de Alta Floresta D'Oeste, a qual não está conectada à rede nacional, e irá incluir todas as emissões diretas relativas ao mix de eletricidade produzida por esses geradores que serão deslocados pelo Projeto.

Em conformidade com as diretrizes e regras para atividade de projeto de pequena escala, as emissões relativas à produção, transporte e distribuição do combustível utilizado nas usinas elétricas na linha de base não estão incluídas no limite do projeto, pois essas não ocorrem no local físico e geográfico do projeto. Pelo mesmo motivo as emissões relativas 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 para a PCH Saldanha foi estabelecida com referência à metodologia aplicável a atividade de projeto categoria I.D. para geração de energia renovável conectada à rede. Todas as suposições e raciocínio do desenvolvimento da linha de base bem como todos os dados utilizados para determinar as emissões de linha de base estão descritos nesta seção.

O projeto consiste em uma nova instalação de geração de eletricidade que irá fornecer eletricidade à rede. Conforme declarado na metodologia, para as atividades de projeto que não modificam ou atualizam uma instalação de geração de eletricidade existente, o cenário da linha de base é conforme segue:

A eletricidade entregue à rede pelo projeto teria sido de outra forma gerada pela operação de usinas elétricas conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) em B.6.1.

A tabela a seguir fornece as informações chave e os dados utilizados para determinar o cenário da linha de base:

Tabela 4

Tabela 4–Informações chave e dados utilizados para determinar o cenário da linha de base

Variável	Unidade	Fonte dos Dados
Fator de Emissões da Margem de operação (EF_OM _y , em tCO ₂ /MWh)	tCO ₂ /MWh	ANEEL, Eletrobras S.A, ELETRONORTE e CERON
Fator de Emissões da Margem de Construção (EF_BM _y , em tCO ₂ /MWh)	tCO ₂ /MWh	ANEEL, Eletrobras S.A, ELETRONORTE e CERON
Fator de Emissões da Linha de Base (EF _y)	tCO ₂ /MWh	ANEEL, Eletrobras S.A, ELETRONORTE e CERON

A linha de base é definida como o sistema isolado Rondônia-Acre; o mesmo consiste em 9 usinas termelétricas, totalizado 681,55 MW de capacidade instalada, e 13 usinas hidrelétricas totalizado 259,50 MW de capacidade instalada. Os componentes da rede, e portanto da linha de base são fornecidos na tabela abaixo. Para obter mais detalhes favor consultar o Anexo 3.

Tabela 5– Rede da linha de base

Unidades	Tipo	Capacidade Instalada (MW)
Rio Branco	Hidráulica	6,90
Cabixi II	Hidráulica	2,80
Termonorte II	Térmica	349,95
Monte Belo	Hidráulica	4,80
PCH Altoe	Hidráulica	1,10
Alta F. D'Oeste	Hidráulica	5,00
PCH ST. Luzia	Hidráulica	3,00
Termonorte I	Térmica	68,00

PCH Cachoeira	Hidráulica	11,12
PCHs Castaman 2	Hidráulica	0,50
PCH Cabixi 1	Hidráulica	2,70
Rio Acre	Térmica	45,80
PCHs Castaman 3	Hidráulica	1,48
Rio Branco II	Térmica	32,40
PCHs Castaman 1	Hidráulica	1,50
Samuel	Hidráulica	216,00
PCH Rio Vermelho	Hidráulica	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 do GHG pelas fontes são reduzidas abaixo das que teriam ocorrido na ausência da atividade registrada de projeto do MDL de pequena escala teriam:

De acordo com o Anexo A ao Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, a prova de que o projeto proposto é adicional tem de ser oferecida sob as seguintes categorias de barreiras: (a) investimento, (b) tecnológica, (c) prática predominante e (d) outras barreiras.

Para analisar as barreiras à atividade de projeto, foram considerados os dois cenários a seguir:

- Cenário 1 – A continuação das atividades atuais – Este cenário representa a continuação das práticas atuais, as quais são geração de eletricidade atingida pela implementação de plantas termelétricas, com tecnologia de combustão interna, alimentadas a diesel. Neste cenário a rede elétrica permanece com participação significativa de unidades de combustível fóssil no sistema isolado Rondônia-Acre.
- Cenário 2 – A construção da nova usina de energia renovável – Este cenário representa o uso de uma nova fonte renovável – uma pequena usina de geração hidráulica, considerada neutra em termo de emissões de gases de efeito estufa, i.e. conduzir o projeto não como um projeto de MDL.

O resultado é uma matriz que resume as análises, proporcionando uma indicação das barreiras enfrentadas por cada cenário, o cenário mais plausível será aquele com o menor número de barreiras.

As barreiras são conforme segue:

- Barreira de investimento – Esta barreira avalia a viabilidade, atratividade e os riscos financeiros e econômicos associados a cada cenário, considerando a economia global do projeto e/ou as condições econômicas no país.
- Barreira tecnológica – Esta barreira avalia se a tecnologia está disponível atualmente, se existem habilidades locais para operá-la, se a aplicação da tecnologia é de padrão regional, nacional ou

global, e geralmente se existem riscos tecnológicos associados ao resultado do projeto em particular que está sendo avaliado.

- Barreira devida à prática predominante – Esta avalia se a atividade de projeto representa prática comercial predominante na indústria. Em outras palavras, ela avalia se na ausência de regulamentos é uma prática padrão na indústria, se existe experiência para aplicar a tecnologia e se tende a ser de prioridades de gestão de alto nível para tais atividades.
- Outras barreiras – Esta barreira avalia se sem a atividade de projeto as emissões teriam sido maiores por qualquer outro motivo identificado, tais como barreiras institucionais ou informações limitadas, recursos gerenciais, organizacional, recursos financeiros ou capacidade para 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 do Norte. A Região Norte é abastecida predominantemente por sistemas isolados, os quais são alimentados por diesel. Em 1993, para promover o desenvolvimento da Região Norte, o governo brasileiro promulgou uma lei - 8631/93 – que obrigou todas as concessionárias de energia a dividir proporcionalmente os custos de consumo de combustível dos sistemas isolados. Portanto, a eletricidade ficaria disponível na Região Norte com um preço razoável. Essa obrigação é denominada CCC (Conta Consumo de Combustíveis), e cria um subsídio efetivo para geração de eletricidade em redes isoladas.

Além da obrigação da CCC, o governo também criou a “Sub-rogação da CCC” em 1999 (lei nº. 9648/98). Essa política foi implementada porque a CCC apenas se aplicava à geração de eletricidade a partir de unidades térmicas alimentadas por combustíveis fósseis. A sub-rogação da CCC agora diz que a energia renovável também pode ser aplicada para o subsídio. Portanto, os recursos da sub-rogação da CCC facilitam a substituição do consumo de combustíveis fósseis por outras fontes alternativas e renováveis, como por exemplo, energia hidráulica (Tolmasquim, 2004).

A Sub-rogação da CCC poderia representar um incentivo atraente: de acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), para a implementação de novas unidades geradoras a construção pode ser subsidiada em entre 50% e 75%, e a taxa interna de retorno para esses investimentos poderá aumentar consideravelmente. Entretanto, ainda existem dois principais obstáculos envolvidos na Sub-rogação da CCC que serão mais bem descritos nos itens das barreiras financeiras abaixo, consideradas especificamente neste projeto.

De acordo com o “guia de utilização da ANEEL CCC + sub-rogação CCC”, outros dispositivos legais necessitam ser criados para auxiliar a mudar a geração de energia dos combustíveis fósseis para os renováveis, e sugere-se o Protocolo de Quioto como uma alternativa.

Além disso, o projeto também enfrentaria as barreiras econômicas e das práticas predominantes na análise das barreiras abaixo.

Como respeito às **barreiras de investimento**:

A continuação das práticas atuais (Cenário 1) não apresenta qualquer barreira de investimento ao desenvolvedor do projeto, e não exige financiamento adicional. A maior parte da energia fornecida ao

sistema isolado que está sendo considerado para este projeto provém de unidades térmicas alimentadas a diesel. De um total de 941,05 MW de capacidade instalada no sistema Rondônia-Acre, 681,55 MW são oriundos de unidades térmicas. Além disso, este cenário provavelmente não irá mudar pois todas as unidades de geração térmica de combustíveis fósseis no sistema isolado são subsidiadas pela CCC. Esse subsídio é fácil de arrecadar e não proporciona incentivo algum para melhorar a eficiência relativa ao consumo de combustíveis fósseis³. No caso da construção de uma nova planta termelétrica para suprir a demanda, isto não apresenta barreira de investimento significativo ao desenvolvedor de projeto. O investimento necessário para construir uma termelétrica é consideravelmente menor do que investimentos para construir uma planta renovável e os custos de combustível são totalmente subsidiados. Plantas termelétricas são atrativas o suficiente para fazer o investidor tomar o risco deste tipo de projeto. Uma comparação dos cenários 1 e 2 podem ser encontradas na Tabela 7.

- A construção de uma nova usina de energia renovável (Cenário 2) enfrenta barreiras específicas de investimento apesar do fato que o projeto está recebendo subsídios da Sub-rogação da CCC – um subsídio criado para promover a substituição da capacidade de geração de energia elétrica que utiliza combustíveis fósseis por capacidade de geração de energia elétrica renovável. O Tribunal de Contas da União avaliou em 2004 que os projetos sob a Sub-rogação da CCC enfrentam obstáculos substanciais, especificamente as três barreiras de investimento relacionadas abaixo:

Falta de financiamento de longo prazo disponível para investidores de porte médio. De acordo com o relatório fornecido pelo Tribunal de Contas da União (2004), existem duas principais barreiras ao financiamento de longo prazo pra investidores de porte médio: a prévia apresentação de um Contrato de Aquisição de Energia previamente e o comportamento das concessionárias de serviços públicos que não possuem obrigação nem interesse em substituir o uso de combustíveis fósseis por recursos renováveis, mesmo se os investidores apresentarem projetos exequíveis e atraentes economicamente. Portanto a opção das concessionárias por continuar utilizando combustível fóssil para gerar energia elétrica enfraquece o mecanismo de sub-rogação da CCC.

Falta de interesse das concessionárias de energia. Conforme o Tribunal de Contas da União (2004), as concessionárias do norte do Brasil preferem garantir os subsídios da CCC para suas usinas de combustíveis fósseis, em vez de apoiar investimentos em geração baseada em fontes renováveis. Além disso, a má situação financeira das concessionárias do norte do Brasil desencoraja os investidores de financiar os projetos de energia renovável dentro dessa região. Essa situação é exacerbada porque os investidores devem ter um contrato de venda de energia pré-estabelecido (PPA) firmado entre o produtor e o comparador como um documento compulsório para acessar o subsídio. Para concluir, os pontos destacados acima e a falta de fiscalização para que as concessionárias mudem dos combustíveis fósseis para as energias renováveis enfraquece a Sub-rogação da CCC como subsídio, e encoraja as concessionárias a continuar com a unidas de geração de combustíveis fósseis.

Escalada dos custos nos sistemas isolados. Finalmente, os custos de implementação para as pequenas unidades hidráulicas na Região Norte são consideravelmente mais elevados do que nas outras regiões. Camargo, citado em Tolmasquim (2004), constatou que os custos de implementação para hidráulica de até 10 MW nos sistemas isolados são consideravelmente mais altos que em outras regiões, conforme mostrado na Tabela 6. Isso é devido às dificuldades mais bem detalhadas na barreira da prática predominante, relativas à logística, transporte etc. Com base no mesmo autor, mesmo com os benefícios da Sub-rogação da CCC, o custo de energia médio para essa região é ainda elevado.

³ Tribunal de Contas da União, 2004.

Tabela 6 – Custos de construção de pequenas unidades hidráulicas em diferentes regiões brasileiras– R\$/kW⁴

	Norte/Isoladas	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Pequenas usinas (1-10 MW)	4.000	3.500	3.500	2.800	2.800
Outras usinas (10-30 MW)	4.000	3.500	3.500	3.000	2.800

Além disso, o subsídio para a construção não é pago integralmente quando a sub-rogação é concedida. Os reembolsos são amortizados a cada mês por um longo tempo, e o valor pago é relacionado diretamente à quantidade de energia elétrica produzida. Em consequência, se o produtor de energia elétrica gerar menos energia elétrica que a quantidade garantida no contrato, o subsídio será pago proporcionalmente a esse novo valor e o restante dos reembolsos deverão ser adiados. A produção de energia elétrica de qualquer central elétrica a fio d'água é dependente em precipitação suficiente e portanto altamente variável e difícil de prever.

Em conclusão, embora tanto as usinas renováveis e não renováveis possam receber um subsídio, é mais fácil, mais rápido e mais barato para colocar em operação as usinas térmicas e receber o subsídio. Além do mais, existem menos complicações envolvidas na operação de usinas térmicas convencionais (mais bem detalhado em “prática predominante”) do que na operação de pequenas usinas hidrelétricas.

Para evidenciar isso, foi desenvolvida uma análise financeira comparando os dois possíveis cenários nesse caso: a construção de uma unidade de usina térmica e a construção de uma usina hidráulica. Essa análise foi elaborada com base nos dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Eletrobrás (responsável pelos dados registrados dos Sistemas Isolados), IEA (Agência Internacional de Energia) e o proponente do projeto. Todas as referências são apresentadas no Anexo 5.

O indicador financeiro mais apropriado para a análise da comparação do investimento é a taxa interna de retorno (TIR). A TIR é a taxa efetiva de retorno, combinada e anual que pode ser ganha no capital investido, isto é, o rendimento no investimento. Um projeto é uma boa proposição de investimento se sua TIR é maior do que a taxa de retorno que poderia ser ganhada por investimentos alternativos, neste caso representada pelo valor do marco de referência. Os resultados da análise são apresentados na Tabela 7, informações adicionais sobre as análises podem ser encontrados no anexo 5. Conseqüentemente a Tabela 7 apresenta duas análises: Análise do marco de referência e análise da comparação do investimento.

A base para o marco de referência selecionado usado na análise financeira é a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), determinado pelo Banco Central do Brasil; esta taxa representa o retorno previsto de um fundo de investimento de baixo-risco. O valor adotado no cálculo é o valor médio dos 3 anos precedentes ao começo do projeto, subtraído de um desvio padrão por conservadorismo. Assim a probabilidade para ter uma taxa igual ou mais alta do que a taxa usada no cálculo é 84%.

⁴ Tolmasquim, M. T., 2004.

Tabela 7 - Análise comparativa entre uma planta térmica e uma hídrica

Cenário	TIR
Planta Hidrelétrica	5,01%
Planta termelétrica	18,39%
Marco de referência	16,56%

A análise da comparação do investimento mostra claramente que o cenário mais apropriado é o cenário 1. Esta conclusão é suportada pelo fato de que a TIR da planta termelétrica é mais elevado do que a TIR da planta hídrica. A taxa de retorno de empresas da geração térmica em sistemas isolados, tais como a rede elétrica do projeto, é elevada; a justificativa para este fato é o subsídio para o consumo de combustível.

A TIR da construção de uma planta hidrelétrica, cenário 2, é também mais baixo do que o marco de referência, indicando que a construção do projeto, sem nenhum incentivo diferentes do subsídio da Sub-rogação da CCC, não é financeiramente atrativa para um investidor racional.

Para tornar a análise do marco de referência mais consistente, uma análise de sensibilidade foi conduzida alterando os seguintes parâmetros:

- Aumento da geração de eletricidade;
- Aumento da tarifa de eletricidade;
- Redução dos custos de O&M;
- Redução do Investimento.

Estes parâmetros foram selecionados porque são os mais prováveis de flutuar ao longo do tempo. No caso do cenário 2, as análises financeiras foram executadas alterando estes parâmetros o suficiente para tornar o projeto viável, a seguir o valor de saída da alteração para cada parâmetro é comparado com o valor mais provável para a alteração. Os valores mais prováveis da alteração são suportados por estudos, artigos ou mesmo por circunstâncias técnicas.

Se o valor mais provável da alteração para qualquer parâmetro é mais elevado do que a alteração necessária fazer o projeto praticável, então há um cenário possível que torna o projeto viável. A Tabela 8 apresenta os resultados da análise de sensibilidade. Para mais informação sobre a análise de sensibilidade, consulte o Anexo 5.

Tabela 8 – Análise de sensibilidade do cenário 2 (planta hidrelétrica)

Parâmetro	Varição necessária à viabilidade	Varição mais provável/ pior esterada	TIR considerando a variação mais provável
Geração de eletricidade	147,16%	36,88%	8,44%
Tarifa de eletricidade	110,43%	10,47%	6,38%
Custos de O&M	-442,48%	-100,00%	8,13%
Investimentos	-51,21%	-13,08%	6,76%

O valor mais provável da variação para a geração de eletricidade é representado pela produção máxima do equipamento do projeto.

O valor mais provável da variação para a tarifa da eletricidade é baseado em um estudo que avalia a tarifa da eletricidade em muitas partes do país anfitrião. O valor foi calculado como a diferença entre as tarifas aplicáveis à região do projeto, a região norte, e à tarifa a mais elevada no país anfitrião, neste caso a tarifa aplicável à região centro-oeste.

Especificamente para este projeto, custo de O&M não é um parâmetro crítico. Mesmo considerando zero para O&M, isto é a redução de 100%, a TIR do cenário 2 é mais baixo do que o marco de referência.

O valor mais provável da variação para investimentos é baseado em um estudo que apresenta diferentes cenários (otimista, pessimista e mais provável) para o valor investido de uma pequena central hidrelétrica. O valor foi calculado como a diferença entre o cenário otimista, em que o investimento é o mais baixo, e o cenário do pessimista, em que o investimento é o mais elevado.

Após conduzir a análise de sensibilidade, pode-se concluir que o cenário 2 enfrenta barreiras significativas de investimento que impediriam sua execução, e não é atrativa para um investidor racional.

Com respeito às **barreiras tecnológicas**:

- No caso do Cenário 1 (continuação das práticas atuais), não existem barreiras técnicas / tecnológicas pois isso representa simplesmente uma continuação das práticas atuais de geração de energia elétrica que comprovadamente funcionam, e não envolve a implementação de qualquer 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 são utilizadas eficazmente no País Anfitrião.

Com respeito às barreiras devidas à **prática comercial predominante**:

- A continuação das práticas atuais (Cenário 1) não apresenta obstáculos em particular. Essa é por definição a prática predominante na região.
- No caso do Cenário 2, existem barreiras que teriam de ser superadas. De acordo com o Tribunal de Contas da União (2004), embora a sub-rogação da CCC seja considerada uma alternativa atraente para reduzir o uso do combustível fóssil no sistema isolado, até o final de 2004 apenas 12 usinas foram aprovadas para a Sub-rogação da CCC e apenas 6 estão funcionando. A falta de interesse por parte das concessionárias locais em se cadastrar nesse programa não é apenas relativa a razões econômicas, mas também à maior atratividade do subsídio para as usinas térmicas de combustíveis fósseis.

Concluindo o estudo da prática predominante mostra que na região Norte, especificamente em Rondônia, a maioria das usinas utiliza fontes fósseis como combustíveis, enquanto que as usinas hidrelétricas sempre foram uma minoria (comparando os Planos Operacionais para 2001 até 2005).

A ELETRONORTE é a concessionária responsável pelas atividades de geração e transmissão dentro do Sistema Porto Velho, o principal sistema de energia elétrica em Rondônia. Originalmente, o sistema de Porto Velho compreendia 1 grande 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 da Eletrobrás, 2001). De acordo com o Plano Operacional, todas as unidades termelétricas eram parte do “Programa Prioritário Termelétrico”, o qual concentrava-se em aumentar o fornecimento de energia elétrica para o Estado de Rondônia. O principal motivo dessa iniciativa foi devido à instabilidade da água do reservatório da hidrelétrica Samuel. Além da 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 eram alimentados por óleo diesel.

De 2001 a 2005, a geração de energia elétrica térmica dentro do sistema isolado aumentou continuamente. De acordo com o Plano Operacional (2003), a geração hidrelétrica prevista correspondia a 2,048 GWh, enquanto que a geração termelétrica correspondia a 6,991 GWh. Além disso, de acordo com esse mesmo plano, a geração termelétrica foi projetada para aumentar em 9% e a geração hidrelétrica para diminuir em 5%⁵. Ainda, nos Planos Operacionais para 2004 e 2005, uma comparação entre as gerações termelétrica e hidrelétrica sempre indica uma predominância clara da geração termelétrica. Isso pode ser mais bem visualizado nas tabelas abaixo.

As tabelas 8 e 9 abaixo são tiradas diretamente do Plano Operacional para 2005 (o plano representativo disponível mais recente). Eles mostram o número total de unidades termelétricas e hidrelétricas (tanto as pequenas quanto as grandes usinas hidrelétricas, respectivamente PCH e UHE) em Rondônia até o ano de 2005, e sua respectiva capacidade instalada, considerando as unidades das duas concessionárias: CERON e ELETRONORTE.

Tabela 9– Número de unidades e potência nominal 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
RONDÔNIA	JARI CELULOSE	11	11	70.570	69.865
	ELETRONORTE	12	12	549.900	549.900
RORAIMA	CERON	154	148	90.333	101.060
	BOA VISTA ENERGIA	3	3	62.000	62.000
BAHIA	CER	97	114	25.430	23.670
	COELBA	5	5	1.578	1.578
MARANHÃO	CEMAR	3	3	872	872
MATO GROSSO	CEMAT	206	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

⁵ http://www.eletrobras.com.br/EM_Atualcao_SistIsolados/default.asp

Tabela 10– Número de unidades e potência nominal em 2005 – Unidades hidrelétricas⁶**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.

Considerando o ano de 2005, a Tabela 8 mostra que a capacidade instalada total das unidades termelétricas em Rondônia é de aproximadamente 650 MW.

Por outro lado, a Tabela 9 mostra que para o ano de 2005, a capacidade instalada total das unidades hidrelétricas em Rondônia é de aproximadamente 273 MW. No entanto, a maioria dessa energia elétrica é gerada por grandes usinas hidrelétricas. Portanto, considerando apenas as unidades hidrelétricas de pequena escala em Rondônia, a capacidade instalada total cairia para 57 MW.

Com base nesses dados, a energia gerada em Rondônia de usinas termelétricas é responsável por 70% da capacidade instalada total, as grandes hidrelétricas são responsáveis por 23 % e as pequenas centrais hidrelétricas possuem uma participação muito menor de 7% da capacidade instalada total.

Demonstra-se claramente que a prática predominante em termos de geração de energia em Rondônia é predominantemente termelétrica. Conseqüentemente, a tendência nessa região é preferivelmente a construção de unidades de combustíveis fósseis em vez da construção de unidades hidrelétricas.

Para resumir, o **Cenário de Linha de Base** para o Sistema Isolado Rondônia-Acre é de continuar gerando energia elétrica baseada principalmente em consumo de combustíveis fósseis.

Com respeito à análise de **outras barreiras**:

- Não estão identificadas outras barreiras para os dois cenários.

A tabela 10 abaixo resume os resultados relativos às barreiras enfrentadas por cada um dos cenários plausíveis. O Cenário 1 não enfrenta barreiras, enquanto que o Cenário 2 enfrenta barreiras de investimento e não é prática predominante.

⁶ UHE significa Grandes Unidades Hidrelétricas; e PCH significa Pequenas Centrais hidrelétricas.

Tabela 11 – Sumário da Análise de barreiras

Barreira Avaliada		Cenário 1	Cenário 2
		Continuação das atividades atuais	Construção de uma nova usina
1.	Financeira / Econômica	Não	Sim
2.	Técnica / Tecnológica	Não	Não
3.	Prática Comercial Predominante	Não	Sim
4.	Outras Barreiras	Não	Não

Para concluir, a análise das barreiras acima mostrou claramente que o cenário mais plausível de ocorrer é a continuação das práticas atuais, o que significa continuar gerando energia elétrica a partir de uma mistura muito intensiva de carbono. Portanto, o cenário do projeto não é o mesmo que o cenário da linha de base, e esses são definidos conforme segue :

- O **Cenário da Linha de Base** é o uso contínuo no Sistema Isolado Rondônia-Acre de energia elétrica baseada principalmente no consumo de diesel.
- O **Cenário do Projeto** é a construção de uma nova usina hidrelétrica de 5,0 MW no total. A nova usina irá deslocar a energia elétrica da rede de uma fonte mais intensiva de carbono, resultando em reduções de emissões de gás de efeito estufa significativas. O Cenário do Projeto é adicional em comparação com o cenário da linha de base, e portanto elegível para receber Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) sob o MDL.

B.6. Reduções das Emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

O fator de emissão da rede elétrica é calculado de acordo com a “Ferramenta para o Cálculo do Fator de Emissão de um Sistema Elétrico”.

Reduções de emissão devido ao deslocamento de eletricidade:

$$ER_{electricity,y} = EG_y \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (1)$$

$ER_{electricity,y}$	Reduções de emissão devido ao deslocamento de eletricidade durante o ano y (tCO ₂ /ano)
EG_y	Quantidade líquida de geração de eletricidade em consequência da atividade do projeto (incremental à geração da linha de base) durante o ano y (MWh)
$EF_{grid,CM,y}$	O fator de emissão de CO ₂ para a eletricidade deslocada devido à atividade de projeto durante o ano y (tCO ₂ /MWh)

Etapa 1: Identificação do sistema elétrico:

A atividade do projeto é conectada ao sistema isolado Rondônia-Acre.

Etapa 2: Seleção do método da margem do operação (OM):

O fator de emissão da rede elétrica é calculado usando o método (a) da ferramenta, OM simples. Recursos Baixo-Custo/Despacho inflexível, na rede elétrica, constituem menos de 50% da geração total da rede elétrica na média dos cinco anos mais recentes. A OM foi calculada *a priori*, usando a média ponderada pela geração total dos 3 anos, os mais recentes para os quais os dados estão disponíveis no momento da submissão do DCP. Para mais informação veja, por favor, o Anexo 3.

Etapa 3: Cálculo do fator de emissão da Margem de operação de acordo com o método selecionado:

O fator de emissão da OM simples ($EF_{OM, simple}$) é calculada como as emissões médias ponderadas pela geração por unidade de geração (tCO2/MWh) de todas as fontes de geração que servem o sistema, não incluindo centrais Baixo-Custo/Despacho inflexível e toda a geração proveniente de centrais Baixo-Custo/Despacho inflexível. A opção A foi selecionada.

$$EF_{GRID, OMsimple, y} (tCO_2 / MWh) = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (2)$$

$EF_{grid, OMsimple, y}$	Fator de emissão de CO2 da margem de operação simples no ano y (tCO2/MWh)
$FC_{i,m,y}$	Quantidade de combustível fóssil tipo i consumido pela planta/unidade m no ano y (unidade de massa ou volume)
$NCV_{i,y}$	Poder calorífico (conteúdo energético) do combustível fóssil tipo i no ano y (GJ / unidade de massa ou volume)
$EF_{CO_2,i,y}$	Fator de emissão de CO2 do combustível fóssil tipo i no ano y (tCO2/GJ)
$EG_{m,y}$	Eletricidade líquida gerada e entregue à rede pela planta/unidade m no ano y (MWh)
m	Todas as plantas/unidades servindo a rede no ano y, com exceção de plantas/unidades Baixo-Custo/Despacho inflexível
i	Todos os tipos de combustível fóssil queimado na planta/unidade m no ano y
y	3 anos mais recentes para os quais os dados estão disponíveis no momento da submissão do DCP-MDL para a EOD para validação (opção <i>a priori</i>)

Etapa 4: Identifique o grupo de unidades a serem incluídas na margem de construção

O grupo de plantas que compreendem 20% da geração total foi escolhido para calcular o o fator de emissão da margem de construção *a priori* baseado na informações disponíveis mais recentes das plantas já construídas para o grupo amostral m no momento da submissão do DCP. Das duas opções, o grupo amostral que compreende a geração anual maior é o grupo de plantas que compreendem 20% da geração total.

Em termos de período de dados, a opção 1 da “Ferramenta para o Cálculo do Fator de Emissão de um Sistema Elétrico” foi escolhida.

Etapa 5: Cálculo do fator de emissão da margem de construção:

O cálculo foi feito como o fator de emissão (tCO2/MWh) médio ponderado pela geração, de uma amostra das centrais elétricas m, aplicando a opção 1 da metodologia, como segue:

$$EF_{BM} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (3)$$

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$	fator de emissão de CO2 da margem de construção no ano y (tCO2/MWh)
$EG_{m,y}$	Eletricidade líquida gerada e entregue à rede pela planta/unidade m no ano y (MWh)
$EF_{EL,m,y}$	Fator de emissão de CO2 emission da unidade elétrica m no ano y (tCO2/MWh)
m	Plantas incluídas na margem de construção
y	Ano mais recente para o qual dados de geração estão disponíveis

Etapa 6: Cálculo do fator de emissão da margem combinada:

O cálculo foi feito como a média ponderada do fator de emissão da margem de operação e do fator de emissão da margem de construção:

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} \cdot EF_{grid,OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{grid,BM,y} \quad (4)$$

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por definição, são 50% (isto é, $w_{OM} = w_{BM} = 0.5$), e $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$ é calculado como descrito em etapas precedentes acima e expressos em tCO2/MWh

B.6.2. Dados e parâmetros que estão disponíveis na validação:

Dados / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de Emissões da Linha de Base
Fonte dos dados utilizados	CERON, Termonorte, Eletronorte, Eletrobrás
Valor aplicado	0,9421
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente	O cálculo do Fator de Emissões da Linha de Base consiste na combinação da m margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos prescritos na Ferramenta para o Cálculo do Fator de Emissão de um Sistema Elétrico aprovada..
Qualquer comentário:	Os dados foram calculados antecipadamente de modo que não necessitarão ser revisados dentro do período de créditos.

Dados / Parâmetro:	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de Emissões da Margem de Operação
Fonte dos dados utilizados	CERON, Termonorte, Eletronorte, Eletrobrás
Valor aplicado	0,8682

Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente	O Fator de Emissões da Margem de Operação é determinado antecipadamente considerando a média ponderada de geração plena para os 3 anos mais recentes para os quais os dados estão disponíveis por ocasião da apresentação do DCP.
Qualquer comentário:	Os dados foram calculados antecipadamente de modo que não necessitarão ser revisados dentro do período de créditos.

Dados / Parâmetro:	$EF_{grid, BM, v}$
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de Emissões da Margem de Construção
Fonte dos dados utilizados	CERON, Termonorte, Eletronorte, Eletrobrás
Valor aplicado	1,0160
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente	O Fator de Emissões da Margem de Construção é determinado antecipadamente considerando o fator de missões da média ponderada da geração de uma amostra de centrais elétricas.
Qualquer comentário:	Os dados foram calculados antecipadamente de modo que não necessitarão ser revisados dentro do período de créditos

Dados / Parâmetro:	Capacidade Instalada
Unidade dos dados:	MW
Descrição:	A capacidade instalada
Fonte dos dados utilizados	Resolução Aneel n° 349, de 5 de outubro de 2004 e Manual do Equipamento
Valor aplicado	5,0 MW
Justificativa da escolha dos dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos aplicados efetivamente	Estes dados referem-se à capacidade instalada total da PCH Saldanha.
Qualquer comentário:	Existem duas unidades geradoras, cada uma com capacidade instalada de 2,5 MW.

B.6.3 Cálculo antecipado das reduções de emissões:

Os valores das reduções de emissões e cálculos antecipados são conforme segue:

Cálculo de Redução de Emissões: Metodologia 1D

Início do período de créditos (ano)	2008
Início do período de créditos (mês)	8
Fim do período de créditos (ano)	2019
Fim do período de créditos (mês)	7

Dados da rede elétrica:

Margem combinada	tCO ₂ /MWh	0,9421
------------------	-----------------------	--------

Geração do projeto:

Capacidade instalada	MW	4,80
Capacidade firme	MW	3,40
Geração de referência	MWh/ano	29784,00

Emissões de linha de base

Emissões de linha de base (primeiro ano)	tCO ₂ e	11.691
Emissões de linha de base	tCO ₂ e	28.059

Emissões de projeto

Fator de emissão padrão para reservatórios	KgCO ₂ /MWh	0	Densidade de potência maior que 10 W/m ²
Emissões de projeto (primeiro ano)	tCO ₂ e	0	
Emissões de projeto	tCO ₂ e	0	

Cálculo da redução de emissões

Redução de emissão anual de GEE 1º ano	tCO ₂ /1º ano	11.691
Redução de emissão anual de GE	tCO ₂ /ano	28.059

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

Onde:

- ER*: Redução das emissões (t CO₂e)
- BE*: Emissões de linha de base (t CO₂e)
- PE*: Emissões de Projeto (t CO₂e)
- L*: Emissões de fuga (t CO₂e)
- y*: um determinado ano

$PE_y = 0$ As emissões por fontes são zero pois a energia hidrelétrica é uma fonte de energia zero em emissões CO₂.

De acordo com a metodologia, um cálculo da fuga é apenas necessário caso os equipamentos de energia renovável forem transferidos de uma atividade ou para outra atividade. Esse não é o caso com esta atividade de projeto.

Portanto:

$$L_y = 0$$

$$ER_y = BE_y$$

Referindo-se à Seção B.6.1, as equações (1) a (4) são utilizadas para estimar as emissões de linha de base.

Portanto, usando a abordagem acima e os dados mostrados no Anexo 3, as emissões de linha de base, projeto e fuga são apresentadas na seção B.6.4., abaixo.

B.6.4 Resumo da estimativa antecipada das reduções de emissões:

Anos	Estimativa das reduções de emissões da atividade de projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa da fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2008 (Agosto - Dezembro)	0	11.691	0	11.691
2009	0	28.059	0	28.059
2010	0	28.059	0	28.059
2011	0	28.059	0	28.059
2012	0	28.059	0	28.059
2013	0	28.059	0	28.059
2014	0	28.059	0	28.059
2015	0	28.059	0	28.059
2016	0	28.059	0	28.059
2017	0	28.059	0	28.059
2018 (Janeiro - Julho)	0	16.368	0	16.368
Total (toneladas de CO ₂ e)	0	280.590	0	280.590
Média	0	28.059	0	28.059

B.7 Aplicação de uma metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dados / Parâmetro:	EG_v
Unidade de Dados:	MWh/ano
Descrição:	Energia elétrica anual líquida fornecida à rede
Fonte dos dados a serem utilizados:	Medida pela CERON e pelo desenvolvedor do projeto
Valor dos dados	29.784
Descrição dos métodos de medição e	Para monitorar a energia elétrica gerada pela tecnologia renovável, os dados coletados serão a leitura horária do medidor na usina e a leitura do medidor de

procedimentos a serem aplicados:	energia elétrica da concessionária – utilizado para emitir a fatura de venda de energia (esse documento irá mostrar a quantidade de energia fornecida à rede).
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados (se houver):	Os medidores serão calibrados de acordo com o manual do fabricante. Os dados coletados possuem baixos níveis de incerteza e para garantir sua precisão terão verificação cruzada com os comprovantes de venda de energia elétrica obtidos do operador da rede.
Qualquer comentário:	Os dados serão arquivados por no mínimo dois anos após o período de créditos.

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O monitoramento desse tipo de projeto consiste na medição da energia elétrica gerada pela tecnologia renovável. Encontra-se abaixo a descrição dos procedimentos de monitoramento para a medição dos dados, garantia da qualidade e controle de qualidade.

Medição da Energia Elétrica Fornecida à Rede

O principal medidor de energia elétrica para estabelecer a energia elétrica entregue à rede será instalado na extremidade de entrada da linha de transmissão (isto é, ao lado da subestação na usina). Esse medidor de energia elétrica será o medidor da receita que mede a quantidade de energia elétrica que o projeto será pago. Como esse medidor fornece a principal medição do MDL, será a peça chave do processo de verificação.

Os dados serão medidos continuamente e no final de cada mês os dados do monitoramento serão arquivados eletronicamente e será efetuada uma cópia de segurança regularmente. O desenvolvedor do projeto manterá as faturas de compra. Os dados serão arquivados eletronicamente e em papel e serão mantidos por no mínimo dois anos após o final do período de créditos.

O medidor de energia elétrica deverá atender as normas locais pertinentes por ocasião da instalação. O medidor será instalado pela empresa de energia elétrica de acordo com as normas brasileiras. Os registros do medidor (tipo, marca, modelo de documentação de calibração) serão retidos no sistema de controle de qualidade.

Controle de Qualidade e Garantia da Qualidade

Os procedimentos de controle de qualidade e garantia da qualidade irão garantir a qualidade dos dados coletados. O(s) medidor(es) de energia elétrica passar(ão) por manutenção sujeita às normas do fabricante. Adicionalmente, o(s) medidor(es) é(são) calibrado(s) pela concessionária de distribuição CERON – a qual firma um PPA de longo prazo com a usina.

Para garantir a consistência e precisão dos dados coletados a partir do(s) medidor (es), os dados serão conferidos contra as faturas de vendas a quais irão mostrar a quantidade de energia fornecida à rede.

Antes do início do período de créditos, a organização da equipe de monitoramento será estabelecida e serão atribuídas funções e responsabilidades claras a todo o pessoal envolvido no projeto do MDL

Os dados serão lidos do medidor e as faturas de venda de energia serão coletadas da pequena central hidrelétrica pelo pessoal da operação da usina. Essas informações serão transferidas à EcoSecurities em base mensal para monitorar as reduções das emissões.

B.8 Date de conclusão da aplicação de linha de base e metodologia de monitoramento e o nome da(s) pessoa(s) / entidade(s) responsáveis

A aplicação da linha de base e a metodologia de monitoramento foram concluídas em 22/12/2006. A entidade que determina o plano de monitoramento como Consultor de Carbono é a EcoSecurities Group Plc. Para obter mais detalhes, favor contatar:

Leandro Noel
 Rua Lauro Müller, 116, sala 4303
 Rio de Janeiro- RJ
 Brasil 22290-160
 Fone. 55 (21) 2546 4150
 E-mail leandro.noel@ecosecurities.com
 Site www.ecosecurities.com

SEÇÃO 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:

26/11/2003⁷

C.1.2. Tempo de vida esperado da atividade de projeto:

30a-00m

C.2 Escolha do período de créditos e informações relacionadas:
C.2.1. Período de créditos renovável
C.2.1.1. Data do início do primeiro período de créditos:

Não aplicável.

C.2.1.2. Duração do primeiro período de créditos:

Não aplicável.

⁷ A data que melhor determina a data de início da atividade de projeto é a data na qual os equipamentos foram comprados. Fatos mais antigos não podem assegurar a implementação do projeto, para mais informação sobre a data de início da atividade de projeto, favor referir-se ao Anexo 3.

C.2.2. <u>Período de Créditos fixo:</u>
--

C.2.2.1. Data inicial:

O período de obtenção de créditos inicia em 01/08/2008 ou na data de registro da atividade de projeto MDL.

C.2.2.2. Duração:

10a-00m

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Caso exigido pela Parte anfitriã, a documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:

O Projeto não gera emissões de gases de efeito estufa e não produz resíduos tóxicos, e possui efeitos limitados, controlados e reversíveis sobre o meio-ambiente pois o projeto é uma pequena central hidrelétrica a fio d'água com uma pequena área de armazenamento destinada apenas a permitir que a tomada d'água funcione. O projeto tem integração fácil com a paisagem e tem compatibilidade com a proteção da água, fauna e flora.

Quanto à licença reguladora, a desenvolvedora do projeto (Hidroluz Centrais Elétricas Ltda) tem autorização para funcionar como produtor de energia independente emitida pela ANEEL (Resolução ANEEL nº 727, emitida em 18/dez/2002), e recebeu autorização para operar a PCH Saldanha em 5/Out/2004 (Resolução ANEEL nº 349).

Quanto às licenças ambientais, o projeto possui as licenças ambientais necessárias. A licença de operação foi emitida pelo órgão ambiental estadual, NUCOF/SEDAM, LO número 0001546 emitida em 19/12/2005 para a PCH Saldanha, e renovada em 13/12/2007 com a emissão da LO número 0004371.

Um PCA (Plano de Controle Ambiental) foi desenvolvido para identificar e mitigar os impactos ambientais finais devidos à atividade de projeto. Com respeito ao PCA, a atividade de projeto não possui impactos negativos significativos ao meio-ambiente, oferecendo benefícios gerais à sociedade local, além do mais, o PCA analisa o empreendimento em perspectivas ambientais, identificando e avaliando os impactos ambientais e relacionando suas ações de mitigação.

Também, um PRDA (Programa para Recuperação de Áreas Degradadas) e um Plano de Monitoramento foi desenvolvido com o objetivo de analisar e tratar dos impactos negativos eventuais derivados da atividade de projeto.

Todos os documentos relativos ao licenciamento operacional e ambiental são públicos e podem ser obtidos junto à agência ambiental estadual.

D.2. Caso os impactos ambientais sejam considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, favor oferecer conclusões e todas as referências para apoiar a documentação de uma avaliação do impacto ambiental executada conforme exigido pela Parte Anfitriã:
--

A atividade de projeto proposta não incorre quaisquer impactos ambientais significativos.

SEÇÃO E. Comentários dos atores**E.1. Breve descrição de como os comentários pelos atores locais foram convidados 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), qualquer projeto do MDL deve enviar uma carta com descrição do projeto e um convite para comentários pelos atores locais. Neste caso, foram enviadas cartas aos seguintes atores em Alta Floresta d'Oeste:

- Prefeitura de Alta Floresta d'Oeste;
- Órgão Ambiental de Alta Floresta d'Oeste;
- Câmara de Vereadores de Alta Floresta d'Oeste;
- SEDAM Rondônia;
- Ministério Público;
- Fórum Brasileiro de ONGs
- Associação Comunitária Local de Alta Floresta

Os atores locais foram convidados a manifestar suas preocupações e oferecer comentários sobre a atividade de projeto no prazo de 30 dias após receber a carta-convite.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Até esta data, nenhum comentário foi recebido.

E.3. Relatar sobre como quaisquer comentários recebidos foram levados em consideração :

Até esta data, nenhum comentário foi recebido.

Anexo 1**INFORMAÇÕES DE CONTATO SOBRE OS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO****Gerador do Crédito e operador do projeto – Incomex:**

Organização:	Hidroluz Centrais Elétricas Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Linha 140 com Linha 50, Lote 85
Edifício:	Setor Rio Branco
Cidade:	Alta Floresta
Estado / Região:	Rondônia
CEP:	78994-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 69 3442 1660
FAX:	+55 69 3442 1660
E-Mail:	hidroluz@erona.com.br
URL:	-
Representada por:	Representada por:
Cargo:	Diretor
Saudação:	Sr.
Nome de Família:	Lopes
Nome do Meio:	De Oliveira
Nome:	Eroná
Departamento:	-
Celular:	+55 69 9961 1660
FAX direto:	+55 69 3442 1660
Telefone direto:	+55 69 3442 1660
E-Mail pessoal:	erona@erona.com.br

Comprador dos Créditos e consultor do projeto:

Organização:	EcoSecurities Group Plc
Rua/Caixa Postal:	40 Dawson Street
Edifício:	-
Cidade:	Dublin
Estado / Região:	Dublin
CEP:	02
País:	Ireland
Telefone:	+353 1613 9814
FAX:	+353 1672 4716
E-Mail:	info@ecosecurities.com
URL:	www.ecosecurities.com
Representada por:	
Cargo:	Tesoureiro
Saudação:	Sr.
Nome de Família:	Conor
Nome de Meio:	-
Nome:	Meegan
Celular:	-
FAX direto:	-
Telefone direto:	-
E-Mail pessoal:	cdm@ecosecurities.com

Anexo 2

INFORMAÇÕES A RESPEITO DO FINANCIAMENTO PÚBLICO

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

Anexo 3

INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE

Data de início da atividade de projeto

A data início do projeto é a data em que a construção começou. Existem documentos datados de antes da data definida acima, mas aquelas licenças não podem ser consideradas uma ação real, pois a maioria de iniciativas da PCH pedem estes documentos mas não vão a frente com a construção. No Brasil, as licenças são uma ferramenta especulativa, como demonstrado abaixo:

O setor elétrico no Brasil é caracterizado por especulações constantes. Recentemente, Gerson Kelmam, diretor de ANEEL, confirmou este fato e disse que a agência tomaria ações para evitar especulações no setor.

“O que existe é que temos muitas PCHs que *foram* objeto de autorização, mas não se materializam. Em outras palavras, o empreendedor recebe a autorização para fazer a obra e, em muitos casos, tem licença para instalação da obra, mas não realiza”... “É uma autorização para utilizar um bem público que não pode ser objeto de especulação. Estamos emitindo 65 termos de intimação para que esses [empresendedores] autorizados a construir pequenas centrais hidrelétricas se justifiquem, porque estamos começando um processo de cancelamento dessas autorizações” – *Agência Brasil, 30 de Abril de 2007*
(<http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2007/04/30/materia.2007-04-30.3841294612/view>).

Embora alguns esforços tenham que ser feitos para ter a autorização de ANEEL e as licenças ambientais emitidas, nós não devemos definir esta data como a data de início da atividade de projeto, dado que no Brasil, as pessoas obtém a autorização, então esperam investidores para implementar o projeto;

Na região do projeto, existem 4 plantas hidrelétricas sob construção e 9 empreendimentos hidrelétricos outorgados, isto é autorizado para ser construído, mas que não começaram a construção ainda. A maioria destas plantas estão autorizadas por muito tempo antes que a construção comece. Por exemplo, a PCH Espigão, está autorizada desde 05/03/02004 e a construção não começou; PCH Cachoeira Formosa, autorizado desde 26/04/2001; e a hidrelétrica denominada Rondon II, agora sob construção, autorizada desde 1991. (fonte: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2> - visitado em 20 de maio de 2008)

Considerando o disposto acima, até a compra dos equipamentos os desenvolvedores do projeto podem abandonar o empreendimento. A ação real a mais antiga de um projeto hidrelétrico no Brasil deve ser compra dos equipamentos.

Cálculo do Fator de Emissões da Rede

O cálculo do fator de emissões da rede foi realizado de acordo com a última versão da ACM0002. O sistema Rondônia-Acre está isolado dos sistemas brasileiros interligados S-SE-CO e N-NE. A rede é predominantemente térmica e assim foi selecionado o método de OM Simples.

Todos os dados utilizados para calcular o Fator de Emissões são das seguintes fontes:

1. Dados obtidos do relatório da CERON "RELATÓRIO MENSAL - ENERGIA SUPRIDA", anos de 2001 a 2005
2. Dados do relatório da TERMONORTE para a CERON
3. Dados obtidos do relatório da CERON "RESUMO DE GERAÇÃO TÉRMICA", anos de 2001 a 2005
4. Dados do Programa Mensal de operação para o ano de 2004, http://www.eletronorte.com.br/EM_Atualizacao_SistIsolados/default.asp
5. Comunicação pessoal com a CERON para os dados de 2004
6. Aneel BIG
7. Dados do Programa Mensal de operação para o ano de 2005, http://www.eletronorte.com.br/EM_Atualizacao_SistIsolados/default.asp
8. Dados do Plano Anual de Operação 2005, pág. 9, item 3.3
9. Dados obtidos do relatório da ELETRONORTE "Mapa do Óleo Diesel", anos de 2003 a 2005
10. Dados obtidos do relatório da ELETRONORTE "Relatório Integrado do Desempenho Empresarial" (RIDE), anos de 1994 a 2005
11. Dados do GTON8 Plano Brasileiro Anual Operacional- 2002-2005 - ELETROBRAS
12. Data do GTON relatórios do Plano Brasileiro Mensal Operacional-2002-2005 - ELETROBRAS

Encontra-se abaixo um resumo do cálculo.

Tabela 12 - Dados utilizados para calcular EF

	2003		2004		2005	
	Geração Total (MWh)	Consumo de Combustível (m ³)	Geração Total (MWh)	Consumo de Combustível (m ³)	Geração Total (MWh)	Consumo de Combustível (m ³)
PIE Rovema	-	-	-	-	3.053	852
Rio Branco	-	-	328	0	38.136	0

⁸ Grupo Técnico Operacional da Região Norte.

Cabixi II	23.577	0	23.577	0	12.828	0
Termonorte II	605.716	187.695	994.041	284.548	989.079	352.776
Monte Belo	23.652	0	23.652	0	26.920	0
PCH Altoe	7.595	0	7.928	0	8.709	0
Alta F. D'Oeste	25.935	0	26.908	0	26.467	0
PCH ST. Luzia	22.077	0	23.293	0	21.030	0
Termonorte I	310.426	74.737	257.014	61.292	439.150	104.242
PCH Cachoeira	55.440	0	57.970	0	60.087	0
PCHs Castaman 2	2.688	0	2.968	0	3.044	0
PCH Cabixi 1	16.639	0	16.435	0	18.281	0
Rio Acre	23.927	8.271	0	0	0	0
PCHs Castaman 3	7.955	0	8.785	0	9.012	0
Rio Branco II	9.055	2.838	23.907	7.355	41.207	12.613
PCHs Castaman 1	8.063	0	8.704	0	9.133	0
Samuel	831.738	0	727.499	0	650.627	0
PCH Rio Vermelho	9.276	0	14.193	0	15.369	0
Rio Madeira	43.684	14.144	42.748	13.504	76.784	24.514
Rio Branco I	92.255	30.455	164.510	55.970	152.514	51.424
Barro Vermelho	157.031	45.806	5.899	1.753	0	0
UTE Colorado	9.386	3.176	8.591	2.885	6.419	2.191
UTE Vilhena	16.489	4.866	19.813	5.978	20.996	6.145

Tabela 13 - Fator de Emissões para o Sistema Isolado de Rondônia

Rondonia-Acre System

	<i>EF_{OM}</i> (tCO ₂ /MWh)	Load (MWh)
2003	0,8338	2.302.605
2004	0,8325	2.458.762
2005	0,9316	2.628.846
TOTAL		7.390.213
<i>EF_{OM,SIMPLE}</i>	0,8682	0,5
<i>EF_{BM, 2005}</i>	1,0160	0,5
<i>EF_y</i> (tCO ₂ /MWh)	0,9421	

Tabela 14 - Fontes de Geração de Energia Elétrica do Sistema Isolado de Rondônia

	2001	2002	2003	2004	2005	Average
Thermal Generation	578.565	875.330	1.267.971	1.516.522	1.729.201	1.193.518
Hydro Generation	1.022.173	855.439	1.034.635	942.240	899.645	950.826
Predominance	Hydro	Thermal	Thermal	Thermal	Thermal	Thermal

Seleção da Rede

De acordo com Bosi (2000), o Sistema Brasileiro de Energia Elétrica está dividido em três subsistemas separados:

- (i) O Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (ii) O Sistema Interligado Norte/Nordeste; e
- (iii) O Sistema Isolado (que representa 300 localidades que são isoladas eletricamente dos sistemas interligados).

A atividade de projeto proposta será conectada ao sistema isolado Rondônia-Acre (Figura 2), e de acordo com a metodologia aprovada ACM0002, é necessário considerar todas as fontes geradoras que atendem o sistema. Como resultado, o proponente do projeto deverá pesquisar todas as centrais elétricas que atendem esse sistema.

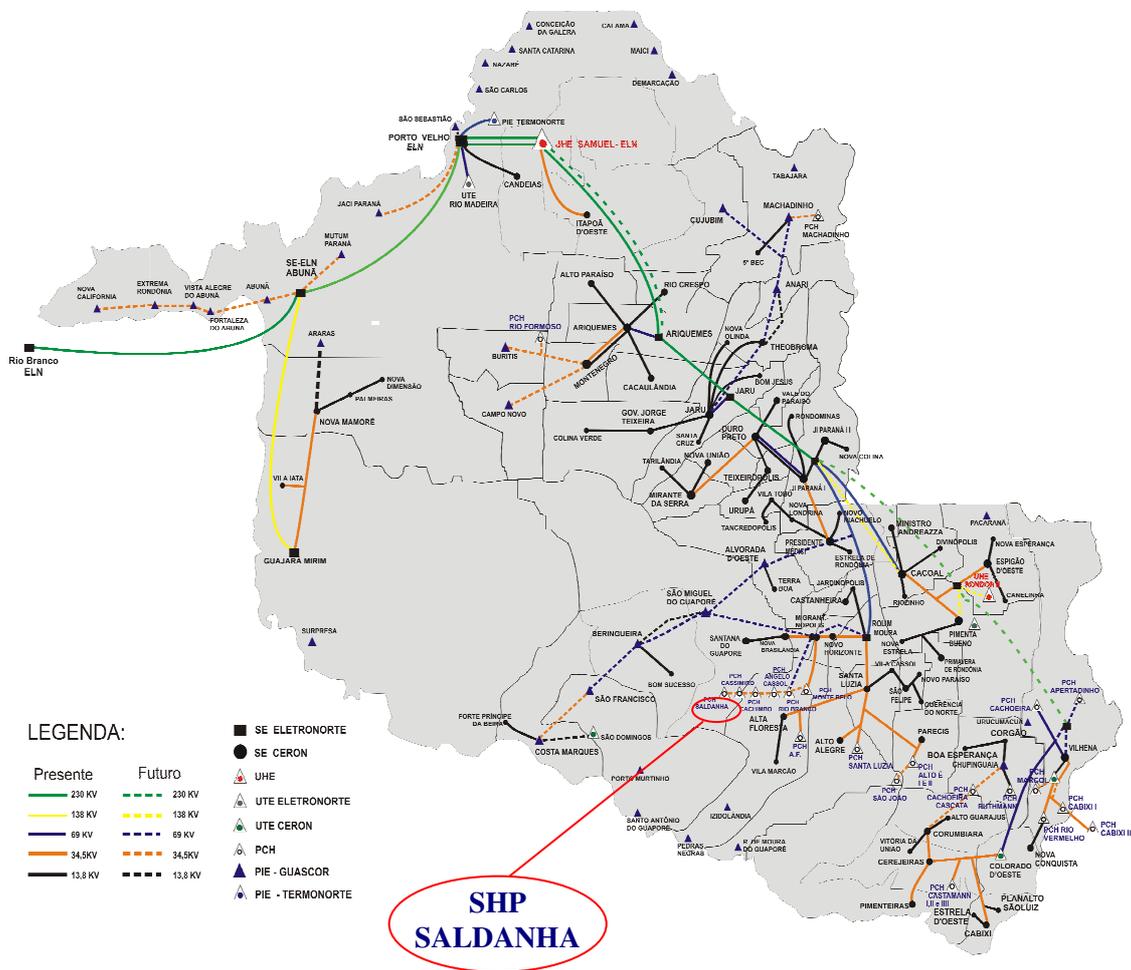


Figura 2. Sistema Isolado no Estado de Rondônia (Eletrobras)

Anexo 4**INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO**

O plano de monitoramento será executado com base na linha de base simplificada e os procedimentos de monitoramento estabelecidas na AMS-I.D, “Geração de energia elétrica renovável conectada à rede” - Versão 13, 14 de dezembro de 2007.

O responsável pela atividade de projeto irá implementar os procedimentos estabelecidos e irá registrar os dados relativos à energia elétrica gerada pela tecnologia renovável.

Anexo 5**INFORMAÇÕES DA ANÁLISE FINANCEIRA**

Para analisar corretamente o espaço temporal do fluxo de caixa, um valor de perpetuidade foi introduzido no fim dos 12 anos do período analisado. A perpetuidade representa o valor, nos termos de valor presente, de todos os rendimentos e/ou custos futuros. Usando a perpetuidade a análise considera um fluxo de caixa infinito. De acordo com Samanez (2007) a perpetuidade de um fluxo (figura 1), pode ser calculada como:

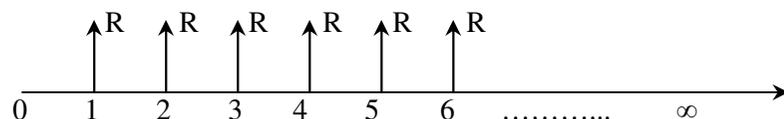


Figura 1 – fluxo representando a perpetuidade

$$P = R \cdot \left(\frac{1}{i} \right)$$

Onde:

- P Valor da perpetuidade, em termos de valor presente
- R São as receitas em cada ano, do 0 ao infinito;
- i É a taxa de desconto relevante

Para o projeto, a taxa de desconto relevante é representada pela taxa SELIC.

A depreciação foi calculada como 10% dos valores imobilizados da empresa e é usada somente como um benefício fiscal. O valor é baseado nos valores padrões de depreciação definidos pelo governo brasileiro.



A geração de eletricidade prevista usada na análise financeira é sensivelmente mais elevada do que usado para o cálculo da redução de emissão. Esta é uma abordagem conservadora, usada somente para simplificar a análise. O cálculo da redução de emissão está baseado em uma geração de eletricidade anual de 29784 MWh, refletindo a geração garantida do PPA, enquanto a análise financeira está baseada em uma geração anual de 32000 MWh. A análise de sensibilidade conduzida elimina qualquer tipo da dúvida relativa à geração de eletricidade.

	Valor unitário	unidade	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Perpetuidade
	Cenário 2															
Investimentos	R\$ 28.340.210,78	R\$	(28.340.210,78)													
Subsídio	R\$ 13.791.010,50	R\$		10.343.257,88	3.447.752,63											
Geração de eletricidade	32.000,00	MWh		0,00	0,00											
Tarifa de eletricidade	76,13	R\$/MWh		2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	14.708.002,74
Custos de O&M	19,00	R\$/MWh		(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(608.000,00)	(3.670.721,82)
(-) Depreciação	1.995,223	R\$		(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(1.995.222,68)	(3.752.675,51)
Imposto	34%	%		(3.459.906,37)	(1.115.434,58)	56.801,31	56.801,31	56.801,31	56.801,31	56.801,31	56.801,31	56.801,31	56.801,31	56.801,31	(621.574,40)	(621.574,40)
(+) Depreciação				1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	1.995.222,68	
Fluxo de caixa da linha de base		R\$	(28.340.210,78)	8.711.511,51	4.160.478,04	1.884.961,31	1.884.961,31	1.884.961,31	1.884.961,31	1.884.961,31	1.884.961,31	1.884.961,31	1.884.961,31	1.206.585,60	1.206.585,60	7.284.605,41

Análise financeira	Valores
Taxa de desconto	16,56%
VPL	(R\$ 10.477.741,56)
TIR	5,01%

	Valor unitário	unidade	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Perpetuidade
	Cenário 1															
Investimentos	R\$ 3.504.000,00	R\$	(3.504.000,00)													
Subsídio	R\$ 0,00	R\$		0,00	0,00											
Geração de eletricidade	32.000,00	MWh		0,00	0,00											
Tarifa de eletricidade	76,13	R\$/MWh		2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	2.436.160,00	14.708.002,74
Custos de O&M	50,00	R\$/MWh		(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(1.600.000,00)	(9.659.794,26)
(-) Depreciação	350,400	R\$		(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	(350.400,00)	
Imposto	34%	%		(165.158,40)	(165.158,40)	(165.158,40)	(165.158,40)	(165.158,40)	(165.158,40)	(165.158,40)	(165.158,40)	(165.158,40)	(165.158,40)	(165.158,40)	(284.294,40)	(284.294,40)
(+) Depreciação				350.400,00	350.400,00	350.400,00	350.400,00	350.400,00	350.400,00	350.400,00	350.400,00	350.400,00	350.400,00	350.400,00	350.400,00	
Fluxo de caixa da linha de base		R\$	(3.504.000,00)	671.001,60	671.001,60	671.001,60	671.001,60	671.001,60	671.001,60	671.001,60	671.001,60	671.001,60	671.001,60	551.865,60	551.865,60	3.331.817,60

Análise financeira	Valores
Taxa de desconto	16,56%
VPL	R\$ 316.500,08
TIR	18,39%

Entradas do fluxo de caixa da hidro	Referência
Investimentos	Dados do desenvolvedor de projeto
Subsídio	ANEEL Resolução 349/2004
Tarifa de eletricidade	Planta hidrelétrica similar em 2003
Custos de O&M	Dados do desenvolvedor de projeto
Depreciação	Valore padrão baseado na ANEEL
Impostos	Taxas padrões determinadas pelo governo

Entradas do fluxo de caixa da térmica	Valor	Referência
Geração de eletricidade (MWh)	32000	Planta hidrelétrica

		Relatório CERON - Relatório Integrado do Desempenho Empresarial da Unidade de Negócios de Rondônia (Ride) - 2003 a 2005
Fator de carga	0.84	
Capacidade instalada (MW)	4.38	calculada
Custos de O&M (R\$/MWh)	50	http://www.perfectum.eng.br/Diesel_OU_gas.html
Tarifa de eletricidade (R\$/MWh)	76.13	Planta hidrelétrica
Custo de instalação (R\$/MW)	800000	http://www.perfectum.eng.br/Diesel_OU_gas.html
Investimento total	R\$ 3,504,000.00	calculada

Anexo 6**REFERENCIAS**

- ANEEL. 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. 1999.
- BOSI, M., An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study. Paris: International Energy Agency, 2000.
- Cartaxo, E. F. - Análise do Desempenho das Usinas Térmicas do Parque Gerador do Sistema Isolado do Interior da Região Norte.
- Hidroluz Centrais Elétricas Ltda, 2002. Plano de Controle Ambiental - PCA PCH Saldanha
- Tolmasquim, M. T., 2004. Alternativas energéticas sustentáveis no Brasil. Rio de Janeiro: Relume Dumará: COPPE: CENERGIA, 2004.
- 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.
- Mapeamento Energético Regional para Implantação de Sistemas de Geração Alternativa – CEPTEL & COPPE/UFRJ, 1999.
- SAMANEZ, 2007 - Matemática Financeira: aplicações à análise de investimentos / Carlos Patrício Samanez – 4 ed. – São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.
- Fontes da Internet:
- ANEEL Big-Base de Geração de Informações.
- ANP Relatório dos Preços dos Combustíveis.
- CERON, “Relatório Mensal – Energia Suprida”, anos de 2001 a 2005.
- GTON Relatórios Operacionais Mensais Brasileiros-2004 – ELETROBRAS.
- GTON Plano Operacional Anual Brasileiro-2005 – ELETROBRAS.