

# 11ª Conferência Internacional da LARES

Centro Brasileiro Britânico, São Paulo - Brasil  
14, 15 e 16 de Setembro de 2011



## CRÉDITO DE CARBONO COMO MEIO DE *FUNDING* PARA EMPREENDIMENTOS DE INFRAESTRUTURA NO BRASIL – A VALIDAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO DE ENERGIA

**Heliana Lombardi Artigiani<sup>1</sup>, Prof. Dr. Claudio Tavares de Alencar<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Av. Prof. Almeida Prado, Trav. 2 No. 83, Ed. Eng. Civil, Cidade Universitária, 05508-900, São Paulo, SP, Brasil, heliana.artigiani@usp.br;

<sup>2</sup>Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Av. Prof. Almeida Prado, Trav. 2 No. 83, Ed. Eng. Civil, Cidade Universitária, 05508-900, São Paulo, SP, Brasil, claudio.alencar@poli.usp.br

### RESUMO

O novo cenário da macroeconomia e os freqüentes alertas daqueles que estudam o meio ambiente trazem a luz outros fatores que devem ser respeitados num processo de tomada de decisão para qualquer investimento a ser realizado. Neste sentido vem se consolidando o Mercado de Crédito de Carbono no Mundo, que se por um lado viabiliza a implantação de um empreendimento por admitir a compensação ambiental, por outro pode viabilizá-lo disponibilizando recursos para a sua instalação e operação. Acredita-se que com a geração de Crédito de Carbono, isto é, Redução Certificada de Emissões (RCE) e o aporte de recursos no sistema empreendimento em função da negociação dos créditos no Mercado de Carbono, se caracterizará em fonte de *funding* de empreendimentos de geração de energia elétrica no Brasil. Sendo assim, o objetivo desta pesquisa é discutir a validação do investimento em empreendimentos que usam o recurso proveniente da negociação de créditos de carbono como fonte de *funding*. O estudo compreenderá a criação de protótipo de empreendimentos de geração de energia elétrica configurado nos parâmetros da realidade brasileira e nos padrões de MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) de acordo com o Tratado de Quioto, assim gerando créditos, e, dessa forma, fornecerá as referências necessárias para a análise econômica e financeira do investimento em empreendimentos dessa tipologia.

Palavras chaves: Redução Certificada de Emissões (RCE). Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Energia Elétrica. *Funding*.

# 11ª Conferência Internacional da LARES

Centro Brasileiro Britânico, São Paulo - Brasil

14, 15 e 16 de Setembro de 2011



## **CARBON CREDIT AS MEANS OF FUNDING FOR INFRASTRUCTURE ENTERPRISES IN BRAZIL- INVESTMENT VALIDATION IN POWER GENERATION**

### **ABSTRACT**

The new scenery of macroeconomics and the alerts frequents of those that study the environment brought up other factories that must be respected in a decision process in any investment to be carried through. In this direction it is coming to consolidate the Market of Carbon Credit in the world, that if on the other hand makes possible the implantation of an venture for admitting the environmental compensation, for another one it can make possible have the resources available for its installation and operation. It believes that with the generation of Carbon Emission Reduction (CERs) and input of resources in the enterprise system according to the trading of credits at the Carbon Market is characterized by a form of funding for enterprises to generate electrical energy in Brazil. The objective of this research is to discuss the validation of investing in businesses that use the feature from the trading of carbon credits as a source of funding. The study will comprehend the creation of an archetype of business of generating electricity set of the parameters of the Brazilian reality and of the CDM standards (Clean Development Mechanism) in accordance with the Treated one to Kyoto, it will generate credits, and, will provide the necessary references to the economic and financial analysis of investment in the environment of this type.

Key Words: Carbon Emission Reduction. Clean Development Mechanism. Electric Energy. Funding.

## 1. INTRODUÇÃO

Atualmente há uma grande preocupação com o desenvolvimento sustentável e o aquecimento global e, as atividades econômicas, de maneira geral, têm provocado alterações na biosfera, resultando no aumento dos Gases de Efeito Estufa (GEE), especialmente de CO<sub>2</sub> e metano. Entre 1970 e 2004, as emissões globais de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFCs, PFCs e SF<sub>6</sub>, ponderadas pelo seu potencial de aquecimento global, aumentaram em 70% (24% entre 1990 e 2004), passando de 28,7 para 49 gigatoneladas de equivalentes de dióxido de carbono (GtCO<sub>2</sub>-eq). O maior aumento das emissões globais de gases de efeito estufa entre 1970 e 2004 se deu no setor de oferta de energia (um aumento de 145%). Esta alteração poderá desencadear um aumento de temperatura média no planeta de 1 a 6,5°C nos próximos cem anos, de acordo com estimativas feitas pelo Painel Intergovernamental De Mudança Climática, em 2007, (IPCC, 2007). Neste sentido, foi promovida em 1992, a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (CNUMAD), Eco-92, no Rio de Janeiro. Esta convenção tinha por objetivo principal buscar meios de conciliar o desenvolvimento sócio-econômico com a conservação e proteção dos ecossistemas do planeta. Em seguida, em 1997 na Conferência das Partes em Quioto foi estabelecido um acordo, o Protocolo de Quioto, onde foram definidas as metas de redução de emissão de GEE através de Comércio de Emissões (*Emissions Trading*), Implementação Conjunta - IC (*Joint Implementation - JI*) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

O MDL é um dos instrumentos estabelecidos pelo Protocolo de Quioto com o objetivo de facilitar que se alcance as metas de redução de emissão de gases de efeito estufa, e é o único mecanismo que pode ser adotado pelos países em desenvolvimento como o Brasil. A proposta do MDL (descrita no Artigo 12 do Protocolo) consiste em que cada tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente (tCO<sub>2</sub>e) que deixar de ser emitida ou for retirada da atmosfera por um país em desenvolvimento poderá ser negociada no mercado mundial de crédito de carbono, criando novo atrativo para a redução das emissões globais.

Esses mecanismos econômicos criaram-se dentro do Protocolo de Quioto para facilitar o cumprimento dos objetivos por um menor custo. É a chamada flexibilização que permite os maiores poluidores (Estados Unidos, União Européia, Canadá, Japão, Rússia, etc.) comprarem créditos de carbono de países em desenvolvimento, como o Brasil. Ou seja, pagam pelas reduções de emissões de poluentes, efetuadas por meio de financiamento de projetos de geração de energias renováveis (bagaço de cana, energia eólica, resíduos florestais, pequenas hidrelétricas, gás metano, etc.) e seqüestro de carbono (seringueira, conservação florestal, etc.). Por outro lado, há nos países em desenvolvimento a necessidade de investimentos em infraestrutura e a crescente demanda por energia. Com intuito de alcançar o seu objetivo, o MDL tem como premissas básicas promover incentivos a novos investimentos em infraestrutura, através de criação de políticas públicas favoráveis no país anfitrião bem como, a pesquisa em novas tecnologias.

No Brasil esse incentivo veio através da criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica PROINFA, em 26 de Abril de 2002, instituído pela Lei 10.438 (26/04/2002) com o objetivo de ampliar a participação da energia elétrica produzida por Produtores Independentes Autônomos. Os projetos contemplados por esse incentivo são os concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. As pequenas centrais hidrelétricas passaram a ser amplamente desenvolvidas no Brasil após a sua criação.

Tendo em vista a necessidade de novas fontes geradoras de energia e a crescente preocupação pelas ações antrópicas e suas conseqüências, esse trabalho tem como objetivo a montagem de um protótipo de Pequena Central Hidrelétrica - PCH, tendo por base o *project finance*, enquanto estratégia de investimento e estrutura de negócio e adequado aos padrões do MDL no Brasil

visando verificar a viabilidade de utilização das RCEs como *funding* desses empreendimentos e, conseqüentemente, a validação de investimentos em geração de energia<sup>1</sup>.

A definição da PCH como objeto do estudo, surge da atratividade deste tipo de empreendimento por investidores autônomos, diferentemente das Centrais Hidrelétricas que necessitam de iniciativa governamental. Outros fatores que contribuem para esta atratividade são o menor custo e burocracia ambientais e incentivos do PROINFA e BNDES, isso, por causar menor impacto no meio ambiente e ter o processo de validação no MDL simplificado. A validação das RCEs como forma de *funding* da PCH e a verificação da qualidade do investimento gerarão importante material de suporte a decisão de investimento neste setor, especificamente naqueles empreendimentos que congregam das mesmas características que o protótipo sob análise.

## 2. MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO - MDL

O propósito do MDL é prestar assistência às Partes Não Anexo I da CQNUMC para que viabilizem o desenvolvimento sustentável através da implementação da respectiva atividade de projeto e contribuam para o objetivo final da Convenção e, por outro lado, prestar assistência às Partes Anexo I para que cumpram seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões de gases de efeito estufa.

O objetivo final de mitigação de gases de efeito estufa é atingido através da implementação de atividades de projeto nos países em desenvolvimento que resultem na redução da emissão de gases de efeito estufa ou no aumento da remoção de CO<sub>2</sub>, mediante investimentos em tecnologias mais eficientes, substituição de fontes de energia fósseis por renováveis, racionalização do uso da energia, florestamento e reflorestamento, entre outras.

De acordo com Batista (2006) para que os fundamentos do MDL possam ser devidamente compreendidos, dois aspectos merecem ser destacados: o aspecto econômico e o ambiental. Sob o aspecto econômico, o MDL beneficia os países do Anexo B uma vez que possibilita a diminuição dos investimentos necessários para que estes países atinjam as suas metas de redução. Isso ocorre porque, dado o estado tecnológico menos avançado dos países em desenvolvimento, o custo marginal de redução nestes países pode ser inferior ao custo marginal de redução nos países industrializados. Em contrapartida, os países em desenvolvimento também se beneficiam economicamente do MDL, uma vez que os projetos implantados em seu território devem ter, obrigatoriamente, o objetivo de transferir tecnologia e/ou contribuir para o seu desenvolvimento sustentável.

Sob o aspecto ambiental argumenta-se que o MDL beneficia o meio ambiente promovendo o desenvolvimento de projetos que reduzem as emissões dos Gases de Efeito Estufa na atmosfera terrestre. Uma vez que a mudança climática é um problema global, entende-se que é indiferente para a solução do problema o local onde as emissões de GEE foram reduzidas. Na prática, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo é considerado fundamental para que sejam atingidos os objetivos da CQNUMC, não só por proporcionar a mitigação dos efeitos da mudança climática, mas também por promover o desenvolvimento sustentável<sup>2</sup> dos países em desenvolvimento, local de implantação dos projetos MDL.

---

<sup>1</sup> a partir desse protótipo serão realizados estresses de comportamento, a fim de realizar as análises de risco de acordo com os conceitos e estudos do núcleo de Real Estate da Escola Politécnica da USP.

<sup>2</sup> Entende-se que um projeto MDL contribui para o Desenvolvimento Sustentável de um determinado país quando o mesmo contribui para melhorar a qualidade de vida e as condições de saúde da população, diminui a pobreza, promove a transferência de tecnologias, produz um impacto positivo na balança comercial do país, reduz as emissões de GEE na atmosfera, e é capaz de preservar os recursos naturais e a biodiversidade do local onde foi implantado.

### 3. PEQUENA CENTRAL HIDRELETRICA: ANÁLISE DA QUALIDADE DO INVESTIMENTO

O objetivo deste capítulo é gerar através da criação de um protótipo, um conjunto de indicadores que permitam, ao investidor, reconhecer a qualidade do investimento no empreendimento de geração de energia hidrelétrica do tipo PCH. O conjunto de indicadores gerados em uma análise da qualidade do investimento compõe a base de informação necessária para a tomada de decisão do empreendedor. De acordo com Alencar (1998) os indicadores devem permitir ao empreendedor ou investidor, decidir por fazer ou não o investimento. A decisão de fazer será tomada a partir do entendimento do decisor de que o binômio - indicadores da qualidade econômica X risco associado resultante da análise é satisfatório, relativamente à outras alternativas de investimento presentes no seu ambiente.

Aguiar (2007) relata que os indicadores da qualidade do investimento devem permitir ao empreendedor enxergar o desempenho do empreendimento segundo três aspectos: (i) capacidade de sustentação de sua equação de fundos; (ii) velocidade e grau de remuneração oferecido aos recursos imobilizados na sua implantação e (iii) segurança, ou medida da capacidade do empreendimento de manter seu desempenho econômico-financeiro preso às expectativas de comportamento que sustentaram a decisão de investir.

Os indicadores da qualidade serão gerados a partir da simulação do conjunto de transações financeiras que caracterizam os ciclos de implantação e operacional do empreendimento, tendo como base os conceitos do Sistema de Informação para a Construção Civil (Rocha Lima Jr., 1990) e os conceitos descritos no livro “Real Estate Fundamentos para a Análise de Investimentos” (Rocha Lima Jr., Alencar, Monetti, 2011), e seguirão as etapas abaixo sintetizadas:

1. Construção de um Modelo Matemático, que simula as transações financeiras verificadas no ambiente do empreendimento, dentro de um determinado horizonte de análise.
2. Introdução, no modelo, do Cenário Referencial. No cenário referencial, são parametrizadas variáveis de comportamento do empreendimento e de seu ambiente. O cenário referencial deve conter a melhor expectativa do planejador, do ponto de vista da qualidade e sustentação da informação. As variáveis são definidas, no cenário referencial, como valores discretos.
3. Extração dos Indicadores da Qualidade do investimento, no cenário referencial. Os indicadores serão calculados com base no fluxo de Investimento x Retorno do empreendedor e deverão mostrar a exposição do empreendedor no empreendimento, o grau e a velocidade de remuneração dos recursos imobilizados em sua implantação.
4. Análise de Risco. A análise de riscos consiste na identificação do nível de desvio dos indicadores da qualidade, para a hipótese de que o comportamento das variáveis, do sistema empreendimento como do seu ambiente, fuja das expectativas lançadas no cenário referencial, porque ocorrem distúrbios de comportamento, ou conturbações no ambiente (Rocha Lima Jr., Alencar, Monetti, 2011). As simulações realizadas no ambiente do empreendimento, para análise da qualidade terão com base um empreendimento protótipo. As análises poderiam ser realizadas através do estudo de caso, com amostra de um ou mais elementos, porém, há a possibilidade de extrair da análise vieses que pudessem remontar para características peculiares de um único elemento e na verdade, a proposta é retratar características de uma amostra representativa dos empreendimentos deste segmento.

#### **3.1. Características Gerais do Empreendimento Protótipo**

O desenho do empreendimento protótipo, com a arbitragem dos parâmetros que compõem o cenário referencial, seguirá a ordenação temporal, composta pelo ciclo de formatação, ciclo de implantação e ciclo operacional.

O horizonte de análise será de 20 anos, o prazo do contrato de compra firmado entre o empreendedor e a ELETROBRÁS, que será contado a partir da data planejada da operação comercial já definida no respectivo contrato, conforme descrito no ART. 8º §1º do Decreto 5.025 de 2004.

Do período compreendido entre o início do empreendimento e a ratificação do contrato e a plena operação do empreendimento, cerca de um ano é destinado ao desenvolvimento do projeto básico do empreendimento, detalhamento dos projetos de controle ambiental e implantação das primeiras recomendações dispostas no EIA/RIMA, com vistas à obtenção da licença de instalação, que autoriza o início das obras de implantação e é necessária para a seleção do empreendimento no PROINFA, de acordo com o ART 3º de Lei 10.838 de 2002.

De acordo com Artigiani (2009) foi constatado que o processo de licenciamento ambiental no Brasil pode sofrer atrasos que interferem diretamente na operação do empreendimento, uma vez que essa só terá início após todas as licenças emitidas. Então, nas análises de risco serão considerados possíveis atrasos, verificando qual a interferência destes nos indicadores da qualidade do empreendimento. É importante ressaltar que para participar do processo de seleção do PROINFA, é necessário primeiramente ter obtido a licença de Instalação do empreendimento. Desta forma, as obras são efetivamente iniciadas no segundo ano do horizonte de análise.

Admitiu-se cronograma total de implantação com duração de 36 meses, 12 meses para desenvolvimento do projeto básico da usina e obtenção da licença de instalação e 24 meses, de obra civis e instalação de equipamentos eletromecânicos.

As pequenas centrais hidrelétricas, de acordo com a Eletrobrás tiveram modificações em sua conceituação e uma delas é quanto ao aumento da potência instalada, antes limitada em 10 MW, e agora estendida a 30 MW, em condições prefixadas em lei. Para a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima os projetos não florestais de pequena escala, onde se enquadram as PCHs, são consideradas com até 15MW de potência instalada. Para este estudo serão consideradas para elaboração do protótipo de Pequena Central Hidrelétrica, as seguintes características:

- 15MW de potência instalada(projetos não florestais de pequena escala, MDL);
- Custo de instalação e construção de R\$ 6.000 da base de jan. 2011/MW instalado.

O custo de implantação foi arbitrado tendo como base as informações disponibilizadas no Documento de Concepção do Projeto da PCH Serra dos Cavalinhos de novembro de 2010<sup>3</sup>, onde os custos esperados para a implantação do projeto é de R\$ 6.037 por MW instalado, porém é relatada a comparação com outras PCHs já construídas e com os respectivos custos conhecidos, quais sejam: PCH Santana I, Projeto Hidrelétrico São Domingos II, Rialma Companhia Energética II S/A, PCH Santa Edwiges III, PCH Primavera, PCH Saldanha, PCH Piedade e PCH Paraíso, onde o custo do investimento médio é de R\$ 5.749 por MW instalado, calculados no mês de fevereiro de 2010, assim, corrigido pelo índice de inflação IPCA para janeiro de 2011, o valor aproximado é de R\$ 6.000 da base de jan/11.

### **3.2. Inserção de Mercado do Empreendimento**

Cabe ao empreendedor decidir qual o percentual de sua energia destinará ao ACR, ao ACL e, eventualmente, qual parcela da energia assegurada ficará propositadamente descontratada.

De acordo com Aguiar (2007), a opção pela manutenção de estoque de energia assegurada descontratada, além do percentual de perdas, poderia ser dado por duas razões:

- i. amenizar a exposição no mercado de curto prazo em períodos de hidrologia crítica ou após possível evento de revisão da energia assegurada da usina

---

<sup>3</sup> DCP disponibilizado no site da UNFCCC;<<http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>>



ii. por postura especulativa do empreendedor, que manteria parcela descontratada da energia assegurada, visando liquidá-la ao PLD.

Conforme descrito no Art 11º -I do Decreto n.º 5.025, de 2004, os contratos de compra de energia a serem firmados pela ELETROBRÁS terão como base a energia de referência de cada central geradora definida pela ANEEL, e estabelecerão que os pagamentos aos produtores de energia elétrica serão feitos em contrapartida da energia efetivamente gerada, observando o disposto do parágrafo 2o do art. 17 do referido decreto. Sendo assim, no cenário referencial, será considerada a estratégia de contratação da totalidade da energia assegurada descontadas as perdas de transmissão, e a energia efetivamente gerada será apurada e os excessos serão negociados na CCEE pela própria ELETROBRÁS, e serão compensadas no ano subsequente à sua geração.

No cenário referencial, a energia assegurada é igual à capacidade mínima de geração de energia da usina, uma vez que essa é calculada pela ANEEL prevendo as oscilações do sistema hídrico, a fim de garantir que o risco de estiagem não afete bruscamente os contratos de pagamento total da energia assegurada.

A receita anual do produtor de energia será calculada com base na energia de referência de seu empreendimento, homologada pela ANEEL. Esta receita será corrigida de acordo com o seguinte método:

- A ELETROBRÁS contabilizará, para cada central geradora, a variação mensal entre o montante de energia contratado e o montante de energia efetivamente gerado, referidos ao centro de gravidade do SIN;
- A diferença mensalmente apurada para cada central será compensada anualmente, nos pagamentos subsequentes a serem realizados pela ELETROBRÁS.

A ANEEL, na Resolução Homologatória N° 57, de 29 de Março de 2004, estabeleceu em R\$162,78/MWh o valor da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final (TMF) dos empreendimentos incluídos no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Instituída pela Lei n° 10.438/2002, e regulamentada pelo Decreto n° 5.025/2004, a TMF será usada como referência no cálculo do preço da energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e na co-geração termelétrica a biomassa. O decreto de regulamentação do PROINFA determinou que o valor de venda da energia desses empreendimentos – o chamado valor econômico - para a Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), corresponderá a, no mínimo:

- 90% da TMF para geradoras eólicas,
- 70% para PCHs e ;
- 50% para termelétricas a biomassa.

Esses valores terão como referência os 12 meses que antecederam a sanção da Lei n°10.762/03, e serão reajustados pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) nas datas de assinatura dos contratos com a ELETROBRÁS.

O valor da TMF corrigida pelo IGP-M até janeiro de 2011 é de R\$ 244 base jan-11/MWh, assim, o preço de energia utilizado como referência para comercialização de energia nova será de R\$170 base jan-11/MWh.

A energia comercializada na ACL será de R\$ 142 base jan-11/MWh, em alusão ao preço obtido para energia gerada a partir de PCH nos Leilões de Fontes Alternativas no Brasil – resultado final fornecidos pela EPE, como segue tabela 9 abaixo. O preço de energia será reajustado anualmente respeitando a evolução do IPCA.

Para as análises de risco, a fronteira de valores dos preços de energia comercializados na ACL será de R\$120 a R\$180 base jan-11/MWh de acordo com os resultados dos leilões realizados na CCEE para energia incentivada 50%<sup>4</sup> no ano de 2010<sup>5</sup>.

### **3.3. Contas de Implantação do Empreendimento**

As contas do período de implantação serão divididas em dois grupos: despesas pré-operacionais e custos de obra.

As despesas pré-operacionais reúnem as contas com estudos, consultorias, seguros, despesas legais, programas ambientais e despesas administrativas da SPE no período de implantação. De acordo com Aguiar (2007) nos custos de obra estão considerados os custos associados diretamente à construção e estão divididos em quatro grupos: projeto e engenharia, obras civis, *procurement* – conta que abarca os custos das atividades de compra, inspeção, diligenciamento, recebimento, manuseio, montagem e instalação de equipamentos eletromecânicos - e sistema de transmissão – em referência à subestação e linha de transmissão de uso restrito da central geradora. Serão considerados juntamente com as despesas préoperacionais os custos para a certificação do empreendimento no MDL.

Como descrito anteriormente o custo de implantação de uma PCH é de R\$ 6.000 base jan-11/MW instalado, assim fica definido como parâmetro para o total das contas do período de implantação. Deste total, 10% foram considerados despesas pré-operacionais e, o restante, custos de obra. As despesas pré-operacionais estão distribuídas de forma concentrada no primeiro ano de análise. Os custos de obra, por sua vez, estão divididos entre os 2 anos de construção, uma vez que a análise será realizada ano a ano e o cronograma de obra é curto, fica irrelevante concentrar os custos de implantação em períodos intermediários como é realizado em análise de Grandes Centrais Geradoras de Energia Elétrica. O Índice Setorial da Construção (ISC) será como índice de evolução dos custos de implantação.

### **3.4. Funding do Empreendimento**

A equação de fundos do empreendimento será composta por recursos provenientes de quatro fontes distintas, a saber:

- i. recursos próprios do empreendedor a serem aportados no empreendimento via conta de capital;
- ii. recursos do programa de financiamento a empreendimentos do BNDES;
- iii. recursos captados via geração e comercialização de créditos de carbono (RCEs);
- iv. recursos gerados na operação do empreendimento;

#### **3.4.1. Recursos Próprios**

O capital aportado pelo empreendedor no empreendimento será equivalente ao volume de recursos necessário para fechar a equação de fundos do empreendimento, após ingresso dos recursos provenientes das fontes (ii), (iii) e (iv).

A totalidade das despesas pré-operacionais, bem como o montante de recursos para fechar a equação de fundos do empreendimento, no ciclo de implantação, provém do empreendedor e, em pequena monta, da operação do empreendimento. Porém, definida a forma de comercialização das RCEs, os recursos provenientes dessa negociação podem ser aportados ao empreendimento anteriormente a sua real emissão.

#### **3.4.2. Financiamento BNDES**

<sup>4</sup>Nome dado a energia com isenção da Tust e Tusd, explicada na seção 6.5.4.

<sup>5</sup> Resultados disponibilizados no site [www.energiadireta.com.br](http://www.energiadireta.com.br).



O financiamento através dos recursos do BNDES se dá pelo Apoio a investimentos em projetos de geração de energia através de fontes alternativas no âmbito do PROINFA, em cumprimento à Lei nº 10.438/02 alterada pela Lei nº 10.762/03, de 26 de abril de 2002 e de 11 de novembro de 2003, respectivamente. São Beneficiadas por esse programa as Empresas de geração de Energia Elétrica que tenham firmado Contrato de Compra e Venda de Energia - CCVE com a Eletrobrás no âmbito do PROINFA.

Nos casos de PCH e energia eólica as empresas postulantes ao apoio financeiro do BNDES deverão ser Sociedades de Propósito Específico – SPEs e constituídas sob a forma de Sociedades Anônimas.

A participação do BNDES é de até 70% dos itens financiáveis, o que significa que o apoio do BNDES às concessionárias de geração hidrelétrica pode cobrir até aproximadamente, 70% do orçamento de implantação.

O prazo de amortização da dívida é de 10 anos, o prazo de carência para o pagamento é de 42 meses, porém é necessário que seja criada uma conta reserva com o equivalente a três meses da dívida.

### 3.4.3. Créditos de Carbono

Uma vez reconhecidos os parâmetros descritos anteriormente, a próxima etapa consiste em determinar o Fator de Emissão da Linha de Base do projeto MDL e conseqüentemente a estimativa de redução de emissão total do projeto. Para os cálculos foi utilizada a metodologia de linha de base e monitoramento para atividades de projeto de pequena escala AMS-I.D. – versão 16 e a *Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico* (versão 02). As emissões de linha de base são o produto da energia elétrica de linha de base expressos em MWh de eletricidade produzida pelas atividades de projeto, multiplicados por um fator de emissão, assim após os cálculos realizados de acordo com a metodologia descrita acima tem-se o total de 25.759 tCO<sub>2</sub>e/ano como estimativa de redução de emissões totais.

**Tabela 1: Cálculo da Linha de Base da energia gerada pela PCH.**

Características Gerais do Projeto		
Capacidade instalada	15.000	KW
fator de capacidade	0,63	
horas do ano	8.760	
capacidade assegurada	9.450	Kh
geração de energia no ano	82.782.000	Wh/ano
	82.782	MWh/ano
estimativa de redução de emissões totais	25.759	tCO <sub>2</sub> e/ano

Os créditos advindos das reduções de emissões podem compreender o período de: 7 anos, com no máximo duas renovações, totalizando três períodos de 7 anos, desde que a linha de base seja ainda válida ou tenha sido revista e atualizada; ou de 10 anos, sem renovação. Fica definido no cenário referencial que o período de obtenção de créditos será de 7 anos renováveis por 1 vez totalizando 14 anos de geração de créditos.

Neste trabalho considerar-se-á que o desenvolvimento dos empreendimentos será fruto de iniciativas unilaterais do país anfitrião. Desta forma, os desenvolvedores do projeto terão autonomia para comercializar todas as RCEs produzidas pela sua atividade. Considerar-se-á que um contrato a termo será celebrado entre o país anfitrião e algum país do Anexo B. O objeto

deste contrato será a venda das RCEs que vierem a ser produzidas durante o período selecionado no Documento de Concepção do Projeto. Adicionalmente, será considerado que o preço contratado será o mesmo preço obtido no mercado à vista para o referido momento.

Os contratos a termo celebrados no âmbito do MDL são denominados Contrato de Compra de Redução de Emissão – CCRE (*Emission Reduction Purchase Agreement* ERPA). Este instrumento estabelece um preço fixo para a comercialização das RCEs durante todo o período de contrato, eliminando os riscos inerentes às flutuações do seu preço à vista.

Será considerado no cenário referencial o preço médio por RCEs comercializado no ano de 2010 que está em torno de €12,00/RCEs<sup>6</sup> de acordo com Point Carbon (2010).

#### 3.4.4. Cenário Macroeconômico

No planejamento do empreendimento os parâmetros macroeconômicos presentes estão associados às expectativas de comportamento de inflação, taxa de juros básica aplicada nos financiamentos providos pelo BNDES e as taxas de juros do depósito interbancário – CDI.

No modelo de análise, admitiu-se que o índice de inflação utilizado como referência para perda do poder de compra na economia é o IPCA. A escolha do IPCA deu-se, por ser este o indexador utilizado nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's firmados entre geradores e empresas concessionárias de distribuição. Tendo por base o IPCA, todos os outros índices de inflação e juros utilizados na análise foram arbitrados, não pelo seu valor absoluto, mas pelo grau de descolamento em relação ao IPCA.

Foi admitido que os custos de implantação do empreendimento evoluam segundo um índice específico, denominado, nesta dissertação, ISC, com descolamento nulo em relação ao IPCA, no cenário referencial.

Para as análises foram ainda arbitrados três taxas que servem para indicar o piso da meta de rentabilidade medida pela transformação do poder de compra dos investimentos aplicados no setor e na economia, quais sejam:

- custo de oportunidade – *cop*; admitidos na análise como a menor remuneração aceita pelo investidor . O *cop* é a taxa que se arbitra para aplicações de risco desprezível na conjuntura econômica. Admitiu-se como referência, a taxa do CDI de janeiro de 2011<sup>7</sup>, calculada acima do IPCA. Desta forma, o custo de oportunidade, arbitrado é igual à taxa de 5% ao ano, efetiva acima do IPCA.
- taxa atratividade setorial da implantação– *tat imp.*: é evidenciada pelos negócios de construção civil do tipo empreitada global, retratada aqui nesta análise pela implantação da PCH. O valor da *tat imp.*, admitido nesta análise, é de 2 vezes a taxa CDI de jan.11, equivalente a 10% ao ano, efetivo acima do IPCA.
- taxa atratividade setorial de operação– *tat op.*: evidenciada pelos negócios de operação do empreendimento pronto, aqui representada pela operação da PCH. O valor da *tat* de operação nesta análise será o equivalente a 1,2 vezes o CDI de jan. 11, admitido nesta análise, 6% ao ano, efetivo acima do IPCA.

### 3.5. INDICADORES DA QUALIDADE DO INVESTIMENTO

Após simulação das transações financeiras no ambiente do empreendimento protótipo, tendo lançado no modelo de análise o cenário macroeconômico, os parâmetros para equação de fundos no período de implantação e contas do período operacional do empreendimento, extraímos da análise os indicadores da qualidade do investimento.

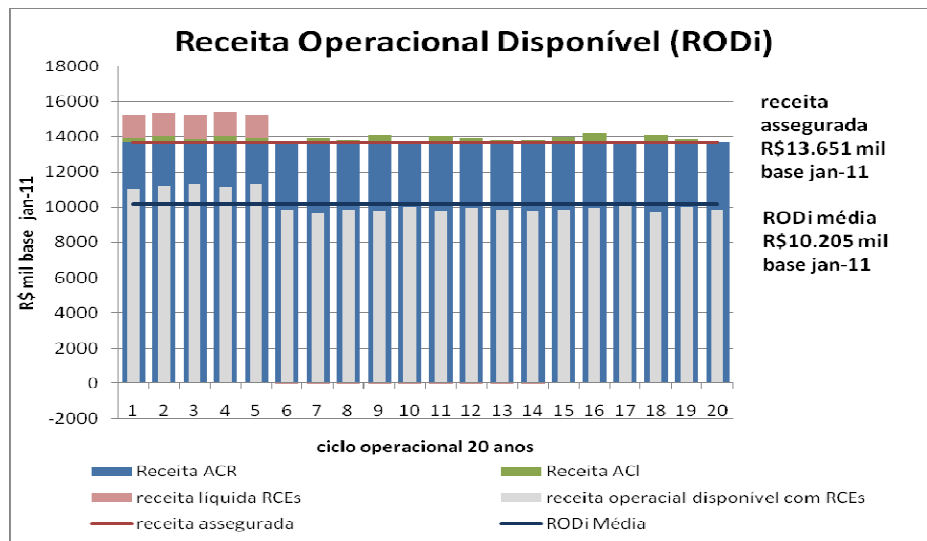
<sup>6</sup> Euro estimado em R\$2,30, câmbio do mês de janeiro de 2011.

<sup>7</sup> Informação disponível em: <http://portaldefinancas.com/>

Os indicadores da qualidade no cenário referencial refletem a melhor expectativa acerca do resultado econômico alcançado a partir da implantação e operação do empreendimento. Em outros termos, oferecem ao empreendedor a melhor informação acerca da capacidade de gerar renda do empreendimento.

**3.5.1.1. Fluxo do ciclo Operacional- Receita operacional disponível**

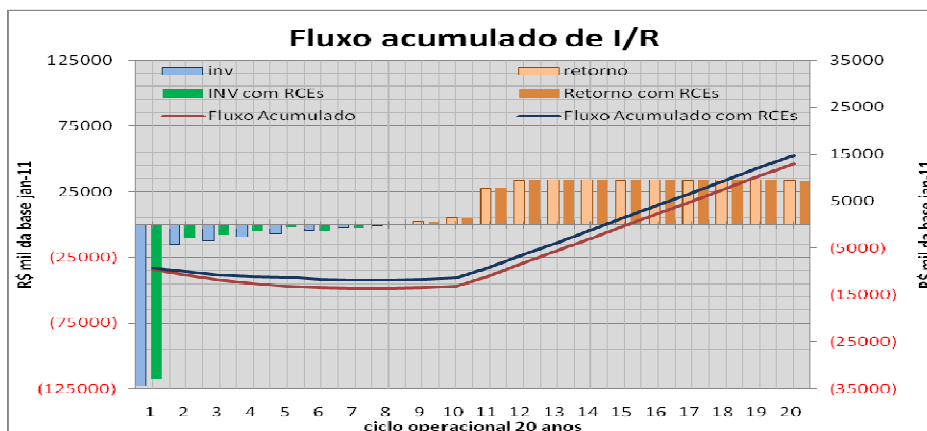
*Figura 1: Receita Operacional Disponível*



A Fig. 1 mostra o fluxo do encaixe da receita no empreendimento por todo o ciclo operacional. Em função da garantia de contratação da energia assegurada pela ELETROBRÁS é visível no gráfico o fluxo de receita linear e o fluxo oscilante da receita advinda das diferenças de geração de energia, comercializadas na ACL. A RODi da mesma forma tem um fluxo variável, porém se mantém na média de 10.400R\$ mil da base jan-11, já descontados os impostos os custos e os encargos.

**3.5.1.2. Fluxo investimento e retorno Acumulado**

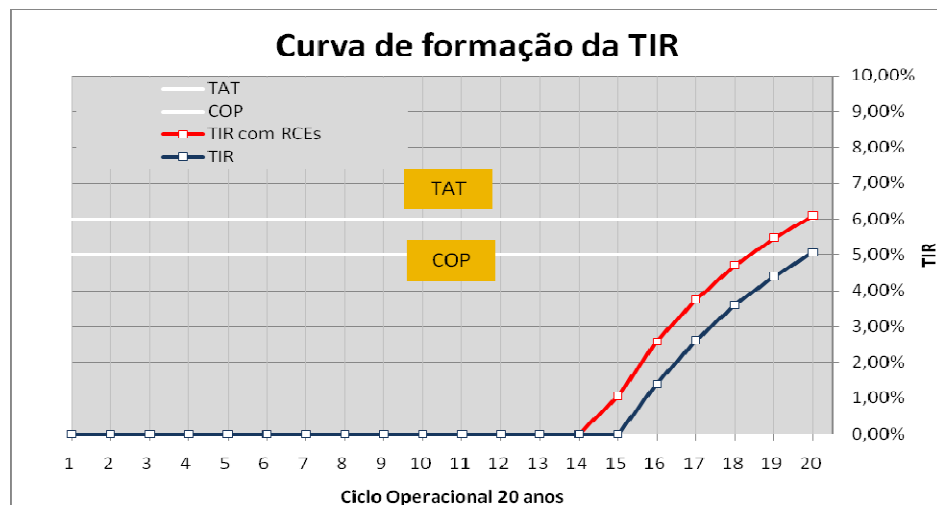
*Figura 2: Fluxo Investimento X Retorno Acumulado*



A Fig. 2 mostra o fluxo de investimento e retorno do empreendimento nos dois cenários estudados, os fluxos podem ser identificados no gráfico através das curvas, e tem no eixo y principal a sua escala de valor. As barras também representadas no gráfico correspondem aos investimentos e retornos ocorridos no empreendimento mês a mês e sua escala de valor é apresentada no eixo vertical secundário. Analisando o gráfico representado pela Fig. 2 é percebido que o encaixe dos créditos das RCEs melhoram principalmente as posições de investimento e que as posições de retorno não são afetadas.

### 3.5.1.3. Curva de Formação da TIR

Figura 3: Curva De Formação Da TIR



A Fig. 3 traz a curva de formação da *TIR* representada pela linha azul, que seria obtida pelo empreendimento, no cenário de referência, na situação em que a equação de fundos fosse composta por recursos próprios e do BNDES, na proporção 30% e 70% respectivamente, sem a inserção dos créditos provenientes das RCEs e traz também a curva de formação da *TIR* do empreendimento com a inserção dos créditos de RCEs representada pela linha vermelha. Na comparação dos dois cenários é percebido claramente o incremento em 1,12 pontos percentuais na taxa de retorno interna do empreendimento e, o payback primário, caracterizado pela separação da curva do eixo da abscissa, é de 15 anos no cenário sem RCEs e 14 anos com os créditos das RCEs.

Tabela 2: Indicadores da Qualidade na posição do Cenário Referencial

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - EMPREENDIMENTO PROTÓTIPO			
Indicadores da Qualidade			
Cenário Referencial			
Empreendimento sem a emissão de RCEs			
TAXA INTERNA DE RETORNO	<i>TIR</i>	6,06%	ao ano, efetiva acima do IPCA
PAYBACK			
payback primário	<i>payback pri</i>	15	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
payback ao custo de oportunidade	<i>payback cop</i>	18	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
payback a taxa de atratividade	<i>payback tat</i>	15	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
DURATION	<i>dur</i>	13	anos
Empreendimento com a emissão de RCEs			
TAXA INTERNA DE RETORNO	<i>TIR</i>	7,18%	ao ano, efetiva acima do IPCA
PAYBACK			
payback primário	<i>payback pri</i>	14	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
payback ao custo de oportunidade	<i>payback cop</i>	17	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
payback a taxa de atratividade	<i>payback tat</i>	14	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
DURATION	<i>dur</i>	13	anos
NÍVEL DE EXPOSIÇÃO			
Exposição primária	<i>tat imp.</i>	102.030	R\$ mil base jan-11
Exposição ao Custo de Oportunidade	<i>cop</i>	96.758	R\$ mil base jan-11
Valores utilizados como base de cálculos			
Com o encaixe de financiamento do BNDES			
Exposição primária	<i>tat imp.</i>	(31.847)	R\$ mil base jan-11
Exposição ao Custo de Oportunidade	<i>cop</i>	(30.217)	R\$ mil base jan-11
Com o encaixe do financiamento mais as RCEs do período de implantação			
Exposição primária	<i>tat imp.</i>	(29.129)	R\$ mil base jan-11
Exposição ao Custo de Oportunidade	<i>cop</i>	(27.606)	R\$ mil base jan-11

### 3.5.2. Análises de Risco

As análises foram elaboradas após a finalização do protótipo com as informações do cenário referencial. Foram realizadas as análises de risco de efeitos discretos e de efeitos cruzados conforme descrito anteriormente.

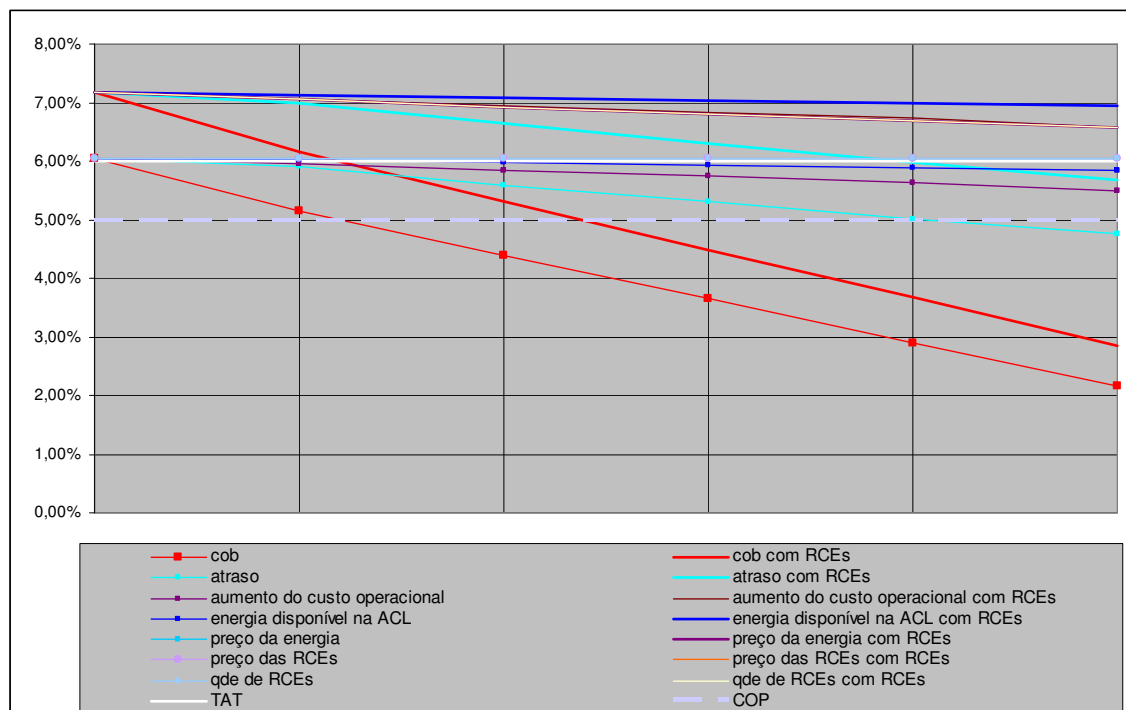
Para a realização das análises foi utilizada a estrutura desenvolvida por Aguiar (2007), por ter como objeto de estudo um empreendimento do mesmo setor. As análises serão compostas de

duas etapas: (i) a análise de risco que leva em conta efeitos discretos; (ii) a análise que leva em conta efeitos cruzados.

### 3.5.2.1. Análise de Risco de Efeitos Discretos

O objetivo da análise de risco de efeitos discretos é reconhecer desvios dos indicadores da qualidade do investimento quando se aplicam distensões, isoladas, nas variáveis do sistema empreendimento ou de seu ambiente, relativamente à posição arbitrada no cenário referencial.

**Figura 4: TIR obtida através da flutuação das variáveis do Empreendimento.**



Na Fig. 4 são mostradas as variações dos valores de TIR do empreendimento obtidos a partir da análise de riscos de efeitos discretos, para essa análise foram consideradas 6 posições diferentes de flutuação das variáveis, inserindo em cada uma delas um fator de perturbação conforme descrito abaixo.

#### – Atraso na Entrada em Operação Comercial

Para a análise do impacto de atrasos no empreendimento, somou-se um fator  $f.atraso$  sobre o cronograma de entrada em operação da unidade de geração. O  $f.atraso$  oscila entre 1 e 10 meses, porém com atraso de até 5 meses, o indicador TIR do empreendimento sem RCEs chega ao patamar do custo de oportunidade. O empreendimento com RCEs se mantém no patamar da taxa de atratividade com até 5 meses de atraso.

#### – Desvios nos Custos de Operação e Manutenção

Para estudar os desvios nos custos de operação e manutenção introduziu-se na análise um fator  $f.cope$  sobre o Custo Unitário de Operação e Manutenção. No cenário referencial, o Custo



Unitário de Operação e Manutenção é de R\$ 381 base jan-11/ano, e com incrementos de até 100%, chega a 663 R\$ mil base jan-11/ano.

Como é mostrado na Fig. 4, um incremento de 100% no Custo Unitário de Operação e Manutenção provoca uma redução da *TIR* do empreendedor de aproximadamente 0,8 pontos percentuais no cenário referencial, passando de 6,06% para 5,36% no empreendimento sem RCEs, e de 7,18% para 6,43% no empreendimento com RCEs. O empreendimento apresenta alta capacidade de suporte para desvios dos custos de operação e manutenção, o que é uma característica típica de empreendimentos, de longo prazo de maturação, que envolvem a implantação e operação de investimentos em infra-estrutura.

– *Flutuação da Quantidade de Energia destinada a comercialização na ACL.*

O empreendimento de geração de energia que se enquadram no PROINFA, como foi citado anteriormente tem a contratação garantida de 100% da energia assegurada, essa energia sendo gerada ou não será paga e as diferenças serão equacionadas no ano seguinte, sendo assim pra efeito de análise a 97% da energia assegurada entra no caixa do empreendimento como receita garantida, 3% mantêm-se descontratada para garantir perdas. Como foi dito anteriormente, será considerado que PCH tem capacidade de produzir até 20% a mais que a energia assegurada, mas de forma variável de acordo com o volume hidrológico. Assim foi inserida no cenário referencial uma receita diferente a cada ano oscilando entre 0 e 20% da energia total gerada.

Como esse parâmetro é volátil, Para a análise de risco foi considerado que essa energia extra gerada fosse diminuída até 100%, inserindo um fator de distorção no cenário referencial  $f_{rec}$ , e a receita fosse decrescendo até chegar em 0 (zero), restando somente a receita da energia assegurada. A redução na quantidade de aproximadamente 65% na energia comercializada na ACL levaria a *TIR* do empreendedor sem as RCEs ao patamar da taxa de atratividade setorial. O empreendimento com as RCEs pode ser atrativo somente com a receita da energia assegurada.

– *Variação de Preço da Energia*

Para estudar a variação do preço da energia introduziu-se na análise um fator  $f_{preço}$  sobre o Preço base do cenário referencial da energia comercializada no ACL. Foi dito anteriormente neste trabalho que o preço de energia de fontes incentivadas comercializadas no ACL variavam de 120 a 180 R\$/MWh, para a análise de risco foi usado o preço médio comercializado no ano de 2010 como fronteira superior que é de 142 R\$/MWh e foi diminuído até o valor de 100R\$/MWh. Em função das garantias de preço mínimo em que o empreendimento se enquadra, e de contratação assegurada o empreendimento se manteve acima dos padrões das taxas de atratividade do setor.

— *Flutuação da linha de base para estimar as RCE's calculadas pelo MME;*

A comercialização das RCEs será efetuada através de contratos a termo, esses contratos celebrados entre empreendimento e empresas dos países do anexo B, estabelecem preços fixos e as quantidade de RCEs por todo o período de contrato, eliminando os risco de flutuações inerentes ao comércio à vista. Outro fator que mitiga o risco de flutuação da quantidade de RCE é o fato de serem negociadas apenas as referentes à energia assegurada do empreendimento as excedentes não foram inseridas nas análises. Porém, para efeito de análise, foi considerado que no momento da celebração do contrato pode haver variações no cenário brasileiro, de onde se retiram as informações de linha de base, e também no cenário mundial onde são celebrados os contratos. Por esses motivos serão realizadas análises de risco de efeito discreto nas duas variáveis: quantidade de RCEs e seus respectivos preços a fim de conhecer o comportamento do empreendimento em cenários diferentes.

A linha de base para cálculo da redução de emissões de GEE no SIN, é calculada ano a ano pelo MME<sup>8</sup> de acordo com as usinas em operação naquele período. Esses cálculos começaram a ser realizados dessa forma a partir de 2006 e houve nesse período uma grande variação conforme é mostrado na Tabela 1. Para as análises no cenário referencial foi arbitrado o limite superior alcançado no ano de 2008 e para a análise de risco foi inserido um fator de perturbação *fmo* à Margem Combinada decrescendo até o menor valor calculado até hoje.

**Tabela 1: Parâmetros para Cálculos da Linha de Base das RCEs.**

Ano	Margem de Construção	Margem de Operação	Margem Combinada calculada
2009	0,07936	0,24756	0,16346
2008	0,14575	0,47658	0,31117
2007	0,07746	0,29090	0,18418
2006	0,08140	0,32323	0,20232
<b>média</b>			<b>0,21528</b>

A Fig.4 mostra que o empreendimento tivesse sido elaborado com linha de base calculada a partir dos dados do ano de 2009 que é de 0,1634 o empreendimento ainda se manteria nos padrões de atratividade do setor.

– *Flutuação dos preços das RCE's;*

De acordo com Carbon (2009) existe uma variação representativa do preço das RCEs no mercado internacional, em função disso, para estudar essa variação introduziu-se na análise um fator *f.pRCE* sobre o preço base do cenário referencial. Nesta análise foi inserida apenas a diminuição do preço. Com um decréscimo de 50% no preço das RCEs, a TIR do empreendimento chega a 6,58%, permanecendo acima da taxa de atratividade do setor.

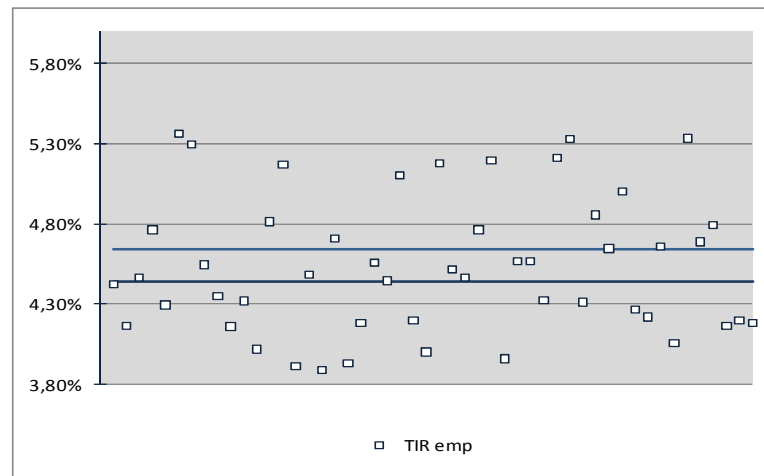
### 3.5.2.2. Análise de Risco de Efeitos Cruzados

Na análise de risco que considera efeitos cruzados, admite-se flutuação dispersa combinada de múltiplas variáveis do sistema empreendimento e de seu ambiente. Nesta seção, serão observados efeitos no indicador *TIR* do empreendedor nos dois modelos sem e com RCEs, através da oscilação combinada de:

- Atrasos na Entrada em Operação Comercial
- Custo Unitário de Operação e Manutenção
- Quantidade de Energia Disponível para comercialização na ACL;
- Preço de Energia no Mercado ACL
- Indicadores macroeconômicos – IPCA, ISC, ISEE.

<sup>8</sup> Disponível em:  
[Http://Www.Mct.Gov.Br/Index.Php/Content/View/74689.Html](http://Www.Mct.Gov.Br/Index.Php/Content/View/74689.Html)

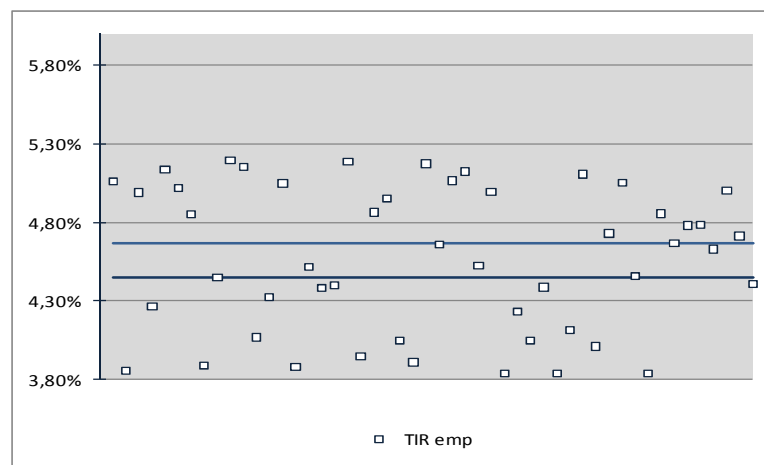
**Figura 5: Flutuação dispersa e cruzada das variáveis do Empreendimento sem as RCEs.**



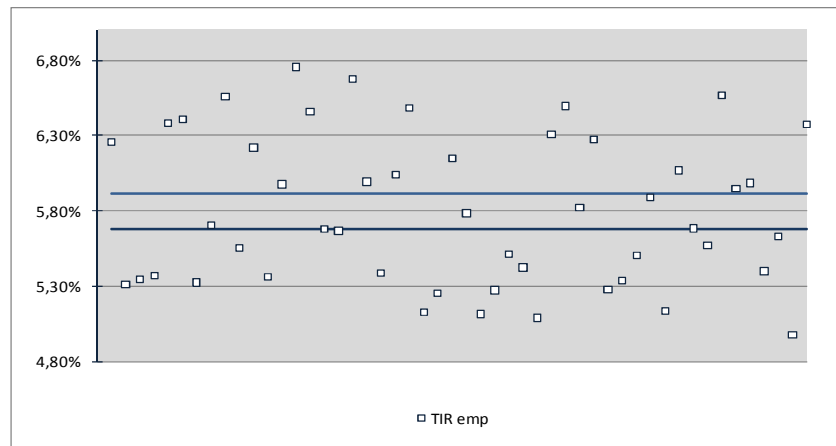
A análise da Fig. 5 mostra a sensibilidade do indicador *TIR* às flutuações simultâneas das variáveis descritas acima. A média do indicador *TIR* está situada, com padrão de 90% de confiabilidade, dentro do intervalo de confiança de 4,40% e 4,65% ao ano equivalente acima do IPCA ante os 6,06% no cenário referencial. Observa-se que mesmo com garantias de contração e preço da energia o empreendimento é sensível as variáveis.

A flutuação da quantidade de energia, se analisada isoladamente, afeta sempre de maneira negativa a *TIR* do empreendimento, uma vez que, na fronteira agressiva, considera-se que a energia disponível é maior que a energia assegurada e que o empreendimento na sua condição mais conservadora, assume que a energia disponível é equivalente a 97% da energia assegurada, pois essa é garantida em contrato. Assim, foi realizada uma análise do empreendimento somente com a energia assegurada e a *TIR* se manteve em 4,50% ao ano, equivalente acima do IPCA e, se manteve dentro do intervalo de confiança de 90% entre 4,40% e 4,65% ao ano, equivalente acima do IPCA com a flutuação das variáveis descritas acima, como é demonstrado na Fig. 5. Então pode ser concluído que se o empreendimento operar sempre na fronteira inferior de geração de energia e houver perturbações no ambiente ocasionando mudança no cenário que foi inserida a *TIR* do empreendimento será sempre menor que taxa de atratividade do setor e do custo de oportunidade.

**Figura 6: Flutuação dispersa e cruzada das variáveis do empreendimento sem as RCEs, considerando a Energia Assegurada somente**



**Figura 7: Flutuação dispersa e cruzada das variáveis do empreendimento com RCEs.**

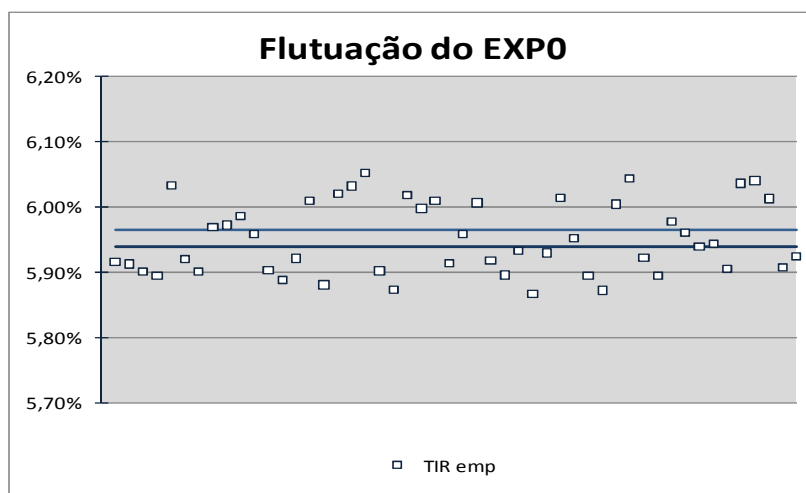


Para o empreendimento que tem os créditos de RCEs como parte do seu *funding*, as perturbações levaram a *TIR* do empreendimento a média de 5,80, situada com padrão de 90% de confiabilidade, dentro do intervalo de confiança de 5,70% e 5,90%, ante os 7,18% no cenário referencial, permanecendo ainda acima da taxa de atratividade do setor.

— *Indicadores macroeconômicos*

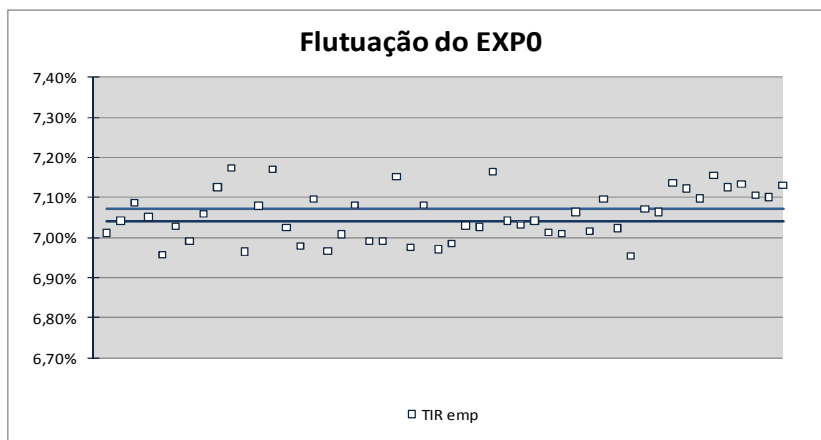
Os descolamentos de inflação foram inseridos na análise de risco de todo o ciclo operacional, e o ciclo de implantação foi isolado, agora para estudar o efeitos da inflação no ciclo de implantação e o seu impacto no ciclo operacional foi considerada a flutuação do descolamento das taxas de IPCA e ISC sobre o nível de exposição do empreendimento. Para a análise foram definidas duas fronteiras; a fronteira inferior considerando IPCA igual a 5% ao ano e ISC igual a 7% ao ano; e a fronteira superior com IPCA igual a 5% ao ano e ISC igual a 12% ao ano. Esses valores foram utilizados como fronteiras de futuação da *TIR* do empreendimento, através do efeito randômico a variável oscilou entre as fronteiras em uma amostra com 50 elementos e retornou a média da *TIR*, igual a 5,95% ao ano efetiva, acima do IPCA, e num intervalo de confiança de 90% é de 5,94% à 5,96% ao ano efetiva, acima do IPCA. A figura 22 ilustra os elementos da amostra e o seu intervlo de confiança.

**Figura 8: Flutuação das fronteiras de valores de EXP0 com descolamento da inflação.**



As análises foram repetidas da mesma forma no empreendimento com os créditos da RCEs, e como está ilustrado na Figura 23 a média mostrou-se em torno de 7,06% ao ano efetiva, acima do IPCA e com 90% de confiança a TIR se manteve entre 7,05% e 7,07% ao ano efetiva, acima do IPCA.

**Figura 9: Flutuação das fronteiras de valores de EXPO com descolamento da inflação.**



#### 4. DISCUSSÕES

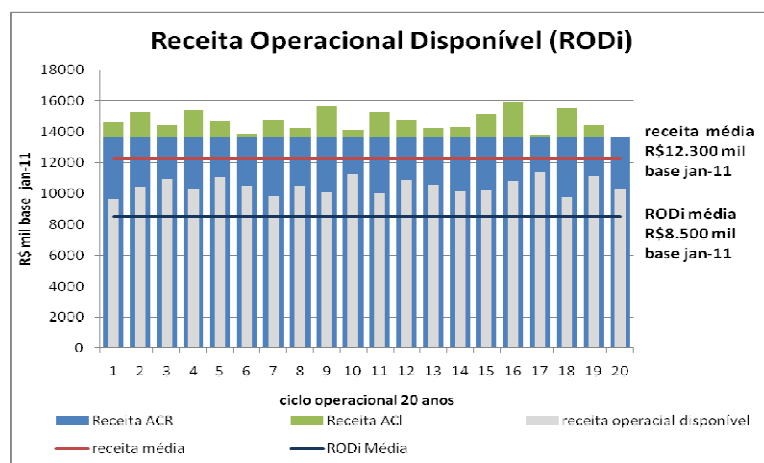
A lei 10438 e os decretos 5.025 e 5.882, criaram e regulamentaram a criação do PROINFA, com o objetivo principal de incentivar investimentos de capital privado em geração de energia através fontes renováveis, limpas e de pequena escala. No presente estudo, a elaboração do protótipo da PCH levou em consideração todos os fatores de incentivo e de garantias do programa, e foi percebido que em algumas análises o empreendimento sem os créditos das RCEs é muito sensível às variáveis de mercado, e que mesmo com garantia da contratação de energia de 63%<sup>9</sup> da potência instalada, o empreendimento tem sua taxa de retorno abaixo da taxa de atratividade do setor.

Desse modo, pra ter total compreensão da necessidade da criação do programa, foram realizadas duas análises de efeitos cruzados em um empreendimento com o cenário referencial igual ao estudado até o momento. A primeira com um fator de distúrbio, que provoca um decréscimo de até 70% no preço referencial de toda a energia e também na quantidade de energia gerada, ou seja, foi retirada as garantias de preço e de contratação de energia instituída pelo PROINFA.

Assim, o resultado é um empreendimento com o fluxo de Receita mostrado na Figura 4:

<sup>9</sup> Ou fator de potência de 0,63, calculado a partir da média do empreendimento do setor. (Ver apêndice)

**Figura 10: Fluxo de RODi em um empreendimento sem garantias de contratação de preço e de Energia.**



A Receita média nesse caso de 12.300R\$ mil da base jan-11 teve um decréscimo de 1.350R\$ mil da base jan-11 de diferença do empreendimento com garantias que tinha uma receita assegurada de 13.650R\$ mil da base jan-11 mais as receitas dos créditos de RCEs. A RODi média passou de 10.400R\$ mil da base jan-11 para 8.500R\$ mil da base jan-11 o que levou o empreendimento a uma *TIR* média de com intervalo de confiança de 90% de 4,00% a 4,25% ao ano, efetiva acima do IPCA, se mantendo baixo da taxa de atratividade do setor e também da taxa do custo de oportunidade de 5% ao ano, efetiva acima do IPCA.

Para a segunda análise foi retirada apenas a garantia de preço, com procedimento igual a primeira análise, foi inserido um fator de distúrbio que provocou um decréscimo de até 70% no preço de toda energia assim, o empreendimento apresentou uma *TIR* média de 2,60% superior a primeira análise porém, ainda abaixo das taxas de atratividade do setor e da taxa do custo de oportunidade de 2,556% e 2,75% ao ano, equivalente acima do IPCA, respectivamente.

Com essas análises discutidas neste capítulo é possível afirmar que empreendimentos com as características descritas neste trabalho, baseadas em praticas atuais do mercado não seriam viáveis em condições sem os créditos das RCEs e tão pouco sem as garantias do PROINFA. E é possível dizer que esses empreendimentos só são validados hoje no Brasil em função desses dois mecanismos, porém o empreendimento mesmo formatado com essas garantias é validado com pouca folga em relação à taxa de atratividade do setor e, sofre com a incerteza macroeconômica e os riscos dos negócios de construção civil.

## 5. CONCLUSÃO

Estabelecida em 1992 na RIO 92, Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima - CQNUMC com um regime jurídico internacional para atingir o objetivo principal de alcançar a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera, possibilitou que outras ações nesse sentido fossem tomadas paulatinamente a fim de que a meta de redução dos GEE fosse alcançada. Essas ações começaram a tomar forma com a criação ratificação, aceitação e aprovação do Protocolo de Quioto por vários países no mundo todo. Junto com o Protocolo foram criados mecanismos para a viabilização de crescimento das atividades econômicas sem o efetivo crescimento das emissões de GEE. Esses mecanismos são caracterizados principalmente pelo comércio das reduções de emissões, em países desenvolvidos ou entre países desenvolvidos e países em desenvolvimento, como é o caso do MDL.



Na maior parte dos países em desenvolvimento a necessidade de investimentos em infraestrutura é grande e o crescimento populacional é contínuo, no Brasil ainda há regiões sem energia elétrica, por exemplo. Assim é possível afirmar que novos empreendimentos surgirão nesta área, e esses serão realizados de acordo com as práticas comuns ou com uma melhor rentabilidade e, não necessariamente com menor impacto ambiental. O MDL proporciona ao país em desenvolvimento a chance de implantar projetos com baixa ou nenhuma emissão de GEE, e promover o desenvolvimento sustentável através de incentivos de países que necessitem atingir as suas metas de emissão.

Por outro lado, os países que são beneficiados pelo MDL têm que promover políticas públicas que favoreçam tais projetos. Aqui no Brasil, a criação do PROINFA veio com o objetivo de viabilizar a implantação de fontes de geração de energia renovável ou fontes alternativas de energia caracterizadas pelas PCHs, usinas eólicas e de biomassa.

Conforme discutido acima, os empreendimentos do tipo PCH, antes da criação do PROINFA, não seriam a primeira escolha de investimento, principalmente, por ser mais difícil implantar uma PCH do que uma termoeletrica no Brasil, pois necessita de maiores espaços e maiores investimentos para tal.

Outro objetivo definido pelo PROINFA é a modicidade tarifária, ou seja, menores custos para o consumidor final. No cenário anterior a sua criação, as PCHs seriam desenvolvidas com maior insegurança de inserção no mercado, maiores custos e taxas para a sua operação o que ocasionaria a necessidade de maiores taxas de retorno em função do maior risco do negócio, assim, proporcionando ao consumidor final uma tarifa mais elevada.

O PROINFA estabelece entre outras coisas a isenção de alguns encargos, a contratação garantida de 100% da energia assegurada com preço mínimo pré-estabelecido, e a facilidades na obtenção de financiamento no BNDES e a simplificação da obtenção dos créditos de RCEs, uma vez que esse foi um dos objetivos para a sua criação.

Assim, tendo como base todas essas informações, foi desenvolvido o empreendimento protótipo que pudesse obedecer aos critérios de cada programa e, como era o objetivo da dissertação, foi analisado como essa configuração de incentivos e de inserção de créditos pode ser caracterizada como *funding* do empreendimento e se sua validação foi comprovada.

É possível perceber pelos resultados do empreendimento protótipo que os créditos das RCEs realmente incrementam os Indicadores da Qualidade do Investimento, mas a sua característica de maior importância é o fato de ser comercializada antes da sua efetiva “produção”, ou seja, participa de um mercado de futuro e a suas divisas podem ser inseridas no empreendimento ainda na sua implantação, favorecendo a redução do valor investido.

Se fosse considerado um outro cenário, mais agressivo, onde todos os créditos fossem recebidos de maneira uniforme no 2 ano de implantação, o investimento de implantação passaria a ser de 19.200 R\$ mil base jan-11 ao invés de 27.000 R\$ mil base jan-11 como foi estimado no cenário referencial das análises deste trabalho, e transformaria a TIR do empreendimento em 10,37% ao, efetiva acima do IPCA, porém esta é um cenário pouco factível por ser muito agressivo.

O encaixe de receitas na implantação também pode favorecer a uma menor necessidade de financiamento, que, apesar dos benefícios oferecidos a empreendimentos do PROINFA os juros e encargos são muito expressivos dentro do empreendimento, e a implantação do empreendimento sem necessidade de financiamento leva a TIR ao patamar de 11% ao ano, efetiva acima do IPCA. Porém essa situação não foi analisada de forma aprofundada dentro desse trabalho por não ser a prática comum e também por ter outro caráter financeiro.

Os empreendimentos formatados de acordo com as regras do MDL e fazendo uso dos benefícios concedidos por esses dois mecanismos, demonstram maior qualidade econômica e são mais atrativos, podendo dessa forma, incentivar investidores do setor a apostarem em

empreendimentos com essa configuração e favorecer o alcance dos objetivos da convenção Quadro e dos órgãos do setor de geração de energia do Brasil. Objetivos esses que são na realidade gerar energia limpa, com menor impacto ambiental, em lugares pouco acessíveis, diminuindo a escassez de energia e atendendo a regiões carentes.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR F., F. L. Modelo Institucional Do Setor Elétrico Brasileiro: Análise da Capacidade De Atração de Capital Privado para Investimentos em Geração de Energia Hidrelétrica. São Paulo, 2007. 198p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

ALENCAR, C. T. Derivação de fundos para investimentos de infraestrutura no Brasil: a viabilidade da securitização nas concessões rodoviárias e de geração independente de energia hidrelétrica. São Paulo, 1998. 281p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

ARTIGIANI, H. L. Licenciamento Ambiental e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, análise de custos e riscos de Empreendimentos de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil. 9ª Conferência Internacional da LARES Real Estate e os Efeitos da Crise Financeira. São Paulo. 2009.

BATISTA, F. R. S. Estimção do valor incremental do mercado de Carbono nos projetos de fontes renováveis de geração de energia elétrica no Brasil: uma abordagem das opções reais. Rio de Janeiro, 2006. 281p. Tese (Doutorado) – PUC – Rio de Janeiro.

\_\_\_\_\_. Decreto 5.025, de 30 de Março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º da Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002 que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

\_\_\_\_\_. Lei 10.438, de 26 de Abril de 2002. Cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

\_\_\_\_\_. Lei no 10.762, de 11 de novembro de 2003. Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nos 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. Lei Nº 10.848, De 15 De Março De 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

PAINEL INTERGOVERNAMENTAL SOBRE MUDANÇA DO CLIMA MUDANÇA DO CLIMA 2007: Mitigação da Mudança do Clima - Contribuição do Grupo de Trabalho III ao Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima. Disponível em <[http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/relatorio\\_ipcc/IPCCWG3.pdf](http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/relatorio_ipcc/IPCCWG3.pdf)> .Acesso em Julho de 2010.

POINT CARBON. Carbon 2010 – Return of the sovereign. Disponível em: <<http://www.pointcarbon.com/research/carbonmarketresearch/analyst/1.1414367> > Acesso em junho 2010.

ROCHA LIMA, J; ALENCAR,C.T.,MONETTI, E. Real Estate: modelagem e investimentos imobiliários. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011. 440p.

ROCHA LIMA, J. Sistemas de Informação para o planejamento na construção civil: gênese e informatização. São Paulo: EPUSP, 1990. 69p. (Boletim Técnico Departamento de Engenharia de Construção Civil; 26/90).

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC. Decisions Concerning Mechanism Pursuant to Articles 6, 12 and 17 of the Kyoto Protocol. Review of Text: Implementation of Commitments and other Provisions of the Convention. (FCCC/CP/ 2001/2/Add.2). 2001. Disponível em: <<http://unfccc.int/>>. Acesso em: abril 2008.