

Rocha, Katia; Gutierrez, Maria Bernadete G. P. Sarmiento; Hauser, Philipp

Working Paper

A remuneração dos investimentos em energia renovável no Brasil: Uma proposta metodológica ao benchmark da UNFCCC para o Brasil

Texto para Discussão, No. 1701

Provided in Cooperation with:

Institute of Applied Economic Research (ipea), Brasília

Suggested Citation: Rocha, Katia; Gutierrez, Maria Bernadete G. P. Sarmiento; Hauser, Philipp (2012) : A remuneração dos investimentos em energia renovável no Brasil: Uma proposta metodológica ao benchmark da UNFCCC para o Brasil, Texto para Discussão, No. 1701, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/91188>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

1701

TEXTO PARA DISCUSSÃO

A REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL – UMA PROPOSTA METODOLÓGICA AO *BENCHMARK* DA UNFCCC PARA O BRASIL

Katia Rocha
Maria Bernadete G. P. Sarmiento Gutierrez
Philipp Hauser

**A REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS
EM ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL –
UMA PROPOSTA METODOLÓGICA AO
BENCHMARK DA UNFCCC PARA
O BRASIL**

Katia Rocha*
Maria Bernadete G. P. Sarmiento Gutierrez**
Philipp Hauser***

*Técnica de Planejamento e Pesquisa da Diretoria de Estudos e Políticas Macroeconômicas (Dimac) do Ipea. *E-mail:* katia.rocha@ipea.gov.br

**Técnica de Planejamento e Pesquisa da Diretoria de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais (Dirur) do Ipea. *E-mail:* maria-bernadete.gutierrez@ipea.gov.br

***Mestre em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração (COPPEAD) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). *E-mail:* philipphauser@web.de

Governo Federal

**Secretaria de Assuntos Estratégicos da
Presidência da República**

Ministro Wellington Moreira Franco

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

Fundação pública vinculada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiro – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

Marcio Pochmann

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Geová Parente Farias

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais, Substituto

Marcos Antonio Macedo Cintra

Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

Alexandre de Ávila Gomide

Diretora de Estudos e Políticas Macroeconômicas

Vanessa Petrelli Corrêa

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Francisco de Assis Costa

Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura

Carlos Eduardo Fernandez da Silveira

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Jorge Abrahão de Castro

Chefe de Gabinete

Fabio de Sá e Silva

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação

Daniel Castro

URL: <http://www.ipea.gov.br>

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

Texto para Discussão

Publicação cujo objetivo é divulgar resultados de estudos direta ou indiretamente desenvolvidos pelo Ipea, os quais, por sua relevância, levam informações para profissionais especializados e estabelecem um espaço para sugestões.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade do(s) autor(es), não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou da Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

ISSN 1415-4765

JEL: G38, Q42, Q54

SUMÁRIO

SINOPSE

1 INTRODUÇÃO	7
2 A IMPORTÂNCIA DA TAXA DE RETORNO PARA O SETOR DE ENERGIA RENOVÁVEL	8
3 METODOLOGIA PARA TAXA DE RETORNO EM PROJETOS DE ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL.....	15
4 ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS.....	20
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS E CONCLUSÕES PRINCIPAIS	27
REFERÊNCIAS	28

SINOPSE

Em julho de 2011 a Junta Executiva da United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) aprovou uma guia revisada para taxas de retorno por grupos de indústrias e países que poderiam vir a ser utilizadas como valores de *benchmark* para a análise de adicionalidade de projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), os quais se configuram como um importante incentivo para as energias renováveis no Brasil. Para o setor de energia renovável no Brasil, foi proposta uma taxa de 11,75% ao ano (a.a.) em termos reais para o custo do capital próprio. Entretanto, a UNFCCC abre possibilidade para a proposição de outros valores, incluindo a metodologia de Capital Asset Pricing Model (CAPM) desde que tenham sua análise econômico-financeira baseada nas melhores práticas de financeiras internacionais e em fontes que possam ser validadas além de propriamente justificadas. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é contribuir ao debate da adequação do MDL como mecanismo capaz de incentivar a implementação de projetos de energia renovável através da estimação de parâmetros representativos para Taxa de Retorno do Setor de Energia Renovável no Brasil. Através de extensa pesquisa referenciada nas melhores práticas metodológicas e em estimações já utilizadas por agências reguladoras internacionais e brasileiras, conclui-se que a taxa de retorno proposta pela UNFCCC para o Brasil se encontra abaixo do esperado. Caso optemos por uma ótica conservadora de forma a subsidiar esse segmento no país, poderíamos atingir um valor real e plausível de 15,60% a.a. Essa análise é de suma importância, uma vez que o Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 (PDE 2020) prioriza fortemente uma maior participação de energia limpa, com 39% de aumento para hidrelétricas e 198% de aumento para fontes renováveis como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), biomassa e eólicas, que se constituem, atualmente, nas opções apontadas como as mais promissoras para o Brasil, sendo capazes de atender a critérios ambientais e promover a necessária complementação ao atual parque hídrico brasileiro. Podemos concluir, de forma tentativa, que seria necessária a criação de outros instrumentos para estimular a implementação de projetos de energia renovável em linha com as diretrizes propostas pelo governo brasileiro.

1 INTRODUÇÃO

Estudos recentes estimam que o investimento no setor de energias renováveis excederá US\$ 10 trilhões nos próximos 20 anos, na maior parte nos países em desenvolvimento. Considerando que a maioria das tecnologias de energias renováveis ainda não é competitiva em relação às não renováveis, nos países em que ocorreu uma implementação significativa das primeiras foi necessária a introdução de incentivos fiscais (ver UNEP, 2009). Muito provavelmente, esforços similares fiscais serão necessários para viabilizar projetos de energia renovável em países da Ásia, África, América Latina.

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) criado no âmbito da United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) é o reconhecimento da necessidade de criar incentivos para projetos de energia renovável em países em desenvolvimento. De acordo com a UNFCCC (2009), foi estimada uma transferência de 20 bilhões através da venda de créditos de carbono originadas de projetos renováveis nestes países. Existem diferentes visões sobre a adequação deste mecanismo: enquanto uns afirmam a ocorrência de lucros anormalmente elevados (HARVEY, 2007; WARA; VICTOR, 2008), outros apontam a sua insuficiência como incentivo para estas tecnologias pouco competitivas (THE HARVARD PROJECT ON INTERNATIONAL CLIMATE AGREEMENTS, 2009).

Para obter acesso ao MDL, é necessário que a empresa mostre que o projeto é adicional, ou seja, que a viabilidade econômico-financeira do projeto necessita do MDL; caso contrário, o projeto não é considerado adicional, no sentido de que poderia ocorrer sem o incentivo do MDL. Em termos práticos, a avaliação da adicionalidade pelo Comitê Executivo do MDL é feita da seguinte forma: se o custo de capital do projeto é superior à taxa interna de retorno (TIR), então o MDL é necessário e a adicionalidade deste projeto fica comprovada. Caso esta situação não ocorra, então este projeto que apresenta taxa de retorno superior ao seu custo de capital não é merecedor do MDL.

Esta forma de avaliar a adicionalidade dos investimentos tem sofrido críticas devido à complexidade inerente do método que gera parâmetros específicos para cada tipo de projeto. Mais recentemente, o Comitê Executivo do MDL vem propondo uma simplificação através da padronização de parâmetros por país e por setor que

reflitam o retorno esperado dos investimentos, ou seja, um conjunto de *benchmarks* contra os quais os projetos serão avaliados e se qualificam ou não para receber o MDL (UNFCCC, 2011).

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é contribuir ao debate da adequação do MDL como mecanismo capaz de incentivar a implementação de projetos de energia renovável no Brasil através da estimação de parâmetros representativos do custo de capital para energias renováveis. Busca-se estimar uma taxa de retorno *benchmark* para o setor de energia renovável para o Brasil de forma a sugerir aprofundamento no debate de um *benchmark* específico para o setor de energia renovável brasileiro.

Para tal, as seguintes etapas são cumpridas. A seção 2 faz um sumário do cenário brasileiro do planejamento energético futuro no período 2011-2020, assim como do marco regulatório do setor elétrico brasileiro. A seção 3 descreve a metodologia do Weighted Average Cost of Capital (WACC)/Capital Asset Pricing Model (CAPM) baseada nas melhores práticas internacionais de agências reguladoras internacionais como marco teórico para nossa estimação. A seção 4 apresenta os principais resultados, e a última seção apresenta as principais conclusões e extensões naturais deste trabalho.

2 A IMPORTÂNCIA DA TAXA DE RETORNO PARA O SETOR DE ENERGIA RENOVÁVEL

O planejamento integrado da expansão da demanda e da oferta de energia elétrica no período 2011-2020 faz parte do Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 (PDE 2020) que prioriza fortemente a maior participação de energia limpa, com 39% de aumento para hidrelétricas e 198% de aumento para fontes renováveis, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), biomassa e eólicas. Nessas condições, o PDE 2020 foi formulado, tendo entre seus objetivos atender a uma meta de emissões no setor energético compatível com a meta de redução voluntária da emissão global projetada para 2020, na forma estabelecida no Comunicado Nacional do Brasil em Copenhague e na Lei nº 12.187/2009.

A expansão da oferta de energia, se baseada nestas três fontes, conduzirá a um sistema confiável e com caráter limpo, renovável e competitivo. Há que se ressaltar, no

entanto, que a concretização deste plano depende principalmente dos incentivos gerados pelas políticas públicas seja na obtenção de licenças ambientais, no estabelecimento de um preço teto razoável e competitivo para os leilões de energia renovável e da participação de investimentos privados nas outorgas de concessões com uma remuneração de capital compatível com o risco do setor.

Nesse sentido, um importante incentivo para as energias renováveis é o MDL, definido no âmbito do Protocolo de Kyoto, através das Reduções Certificadas de Emissão (RCEs), estabelecidas pela UNFCCC. Em julho de 2011, a Junta Executiva da UNFCCC aprovou uma guia revisada para taxas de retorno que poderiam vir a ser utilizadas como valores aproximados de *benchmark* para a análise de adicionalidade de projetos de MDL por grupos de indústrias e países. O relatório propõe para o setor de energia renovável no Brasil uma taxa de 11,75% ao ano (a.a.) em termos reais para o custo do capital próprio. Entretanto, a UNFCCC abre possibilidade para a proposição de outros valores, incluindo a metodologia de CAPM desde que “tenham sua análise econômico-financeira baseada nas melhores práticas financeiras de mercado e em fontes que possam ser validadas pela Junta Executiva além de propriamente justificadas”.

Assim, o objetivo deste estudo se justifica ao estimar uma taxa de retorno adequada ao risco do segmento de energia renovável brasileiro baseada em uma metodologia amplamente adotada nas melhores práticas de mercado/academia e corroboradas em diversas experiências internacionais de agências reguladoras.

2.1 O MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro, implementado pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004, e regulamentado pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, possui como principais objetivos: garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; promover a modicidade tarifária por meio da contratação eficiente; e “remunerar de forma justa os investimentos em capital”.

A segurança do suprimento é garantida por uma série de medidas, entre as quais se destacam: a realização de leilões para outorga da expansão da geração e transmissão nos quais os licitantes vencedores celebram contratos bilaterais de longo prazo com as

distribuidoras; a exigência de 100% de contratação da demanda pelas distribuidoras; contrato lastreado em capacidade firme de geração; e monitoramento permanente do setor.

Em termos institucionais, o Estado assume papel relevante com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento de longo prazo do setor; com o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica; e com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de forma a dar continuidade às atividades relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado nacional.

O planejamento integrado da expansão da demanda e da oferta de energia elétrica no período 2011-2020 faz parte do PDE 2020, elaborado pela EPE, com as diretrizes e o apoio da equipe da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE) do Ministério de Minas e Energia (MME), contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do país a serem traçadas pelo governo federal. A expansão da geração estabelecida no PDE 2020 tem como hipótese um crescimento da economia da ordem de 5% a.a. no decênio 2010-2020 e prioriza a maior participação de hidrelétricas (39% de aumento) e principalmente de fontes renováveis como PCH, biomassa e eólicas (198% de aumento) como ilustrado pela tabela 1.

TABELA 1
Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW)¹
(Em %)

	2010	2015	2020	1º quinquênio		2º quinquênio		3º quinquênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Hidráulica	82,9	94,1	115,1	11,2	14	21	22	32,2	39
Nuclear	2,0	2	3,4	0,0	0	1,4	70	1,4	70
Térmica	15,5	25,5	25,5	10,0	65	0	0	10,0	65
PCH + biomassa + eólica	9,1	19,3	27,1	10,2	112	7,8	40	18,0	198
Total SIN (GW)	109,6	140,9	171,1	31,3	29	30,2	21	61,5	56

Fontes: MME/EPE (2010) e PDE 2020.

Nota: ¹ Os valores apresentados indicam a potência instalada em dezembro de cada ano e não abrangem as instalações dos sistemas isolados e a autoprodução. Incluem-se as parcelas nacional e importada da geração da Usina Hidrelétrica Itaipu e contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustíveis e diesel, gás industrial. Salienta-se que o incremento de 65% em relação às térmicas concentra-se totalmente no primeiro quinquênio, decorrente da entrada em operação de usinas já autorizadas, com contratos assinados nos leilões de energia nova, sendo nulo o incremento no segundo quinquênio.

Apesar de os recursos hídricos representarem aproximadamente 80% na matriz elétrica brasileira, o que garante a oferta de energia a preços competitivos e com reduzida emissão de gases efeito estufa (GEE), a expansão do parque hídrico brasileiro através de grandes projetos vem sofrendo crescentemente restrições na esfera da legislação ambiental. A necessidade de que a expansão na oferta de energia brasileira se baseie também em outras fontes renováveis, diminuindo a importância da fonte hídrica, foi um elemento norteador na elaboração do PDE 2020. Esta elevada participação hídrica ocorre concomitantemente a uma considerável irregularidade no regime pluvial, caracterizado por uma forte sazonalidade, o que fez com que o parque hídrico nacional tenha sido construído com grandes reservatórios capazes de estocar água no período úmido, que são convertidos em energia elétrica no período seco.

De acordo com a EPE, o atual parque hidrelétrico representa cerca de 30% do potencial hidrelétrico brasileiro. Entretanto, o potencial ainda não aproveitado se encontra na região Norte do Brasil, que, por suas condições geográficas, dificulta a construção de grandes reservatórios. Estas condições físicas adversas se somam a uma rígida legislação ambiental. Estes fatores tornam difícil a construção de novas hidrelétricas que operem em base de reservatório. Os novos projetos hidrelétricos licenciados irão operar como usinas a fio d'água (ver Belo Monte, Tapajós e outras). Esta é uma tendência inexorável, o que implicará uma menor capacidade de regularização da geração.

Esta restrição impõe um desafio de diversificação ao sistema elétrico nacional em relação ao tipo de fonte de energia ao mesmo tempo capaz de manter a “limpeza” da matriz brasileira, complementando o parque hídrico com usinas que tenham a vocação para operar na base do sistema durante o período seco. Atualmente esta complementação ocorre através de usinas térmicas alimentadas por combustíveis fósseis, que têm o papel de servir como *back up* do sistema. Entretanto, a médio e longo prazos, a competitividade da energia elétrica brasileira requer que a complementação do parque hídrico brasileiro ocorra através de usinas que de fato possam operar na base.

Nesse cenário, a energia eólica, junto com a bioeletricidade e com as PCHs se constituem nas opções apontadas como as mais promissoras para o Brasil, capazes de atender a critérios ambientais e promover a necessária complementação com o parque hídrico. O PDE 2020 conferiu destaque à questão das emissões de GEE, haja vista o

contexto em que se encontram as negociações internacionais sobre a mudança do clima e a posição que o governo brasileiro assumiu com relação ao tema, anunciando durante a 15ª Conferência das Partes (COP-15) da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) metas voluntárias de reduzir entre 36,1% a 38,9% das emissões totais de GEE projetadas para 2020. Essa meta foi referendada por meio da Lei nº 12.187, que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e foi promulgada pelo Congresso Nacional ainda em dezembro de 2009. Nessas condições, o PDE 2020 foi formulado, tendo entre seus objetivos, atender a uma meta de emissões no setor energético compatível com a meta de redução voluntária da emissão global projetada para 2020, na forma estabelecida na Comunicação Nacional do Brasil em Copenhague e na Lei nº 12.187/2009. A expansão da oferta de energia, se baseada nestas três fontes, conduzirá a um sistema confiável e com caráter limpo, renovável e competitivo. Há que se ressaltar, no entanto, que a concretização deste plano depende principalmente da obtenção de Licenças Prévia Ambientais, de modo que as fontes renováveis possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei, caso contrário, uma expansão de projetos termelétricos, preferencialmente movidos a gás natural, poderá constituir alternativa de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados.

2.2 A ATRATIVIDADE ECONÔMICA DO SETOR DE ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL

Segundo o relatório do World Bank (2010), uma das maneiras de revitalizar os investimentos em infraestrutura no Brasil inclui o incentivo a uma maior e melhor participação de investimentos privados nas outorgas de concessões com uma remuneração de capital compatível, e eliminações de ineficiências e gargalos tais como as renegociações excessivas que, em última instância, aumentam o risco e o custo do capital percebido.

Com relação ao desenvolvimento de políticas públicas que proponham incentivar o desenvolvimento de fontes de energias renováveis, o relatório do United Nations Environment Programme/Sustainable Energy Finance Initiative (UNEP/SEFI, 2007) preconiza que estas devem: *i*) ser de fácil entendimento; *ii*) ser transparentes na seleção e implementação eficiente de projetos; e *iii*) promover a estabilidade de regras regulatórias.

Usualmente, projetos de infraestrutura como os de expansão da geração do sistema elétrico, incluindo as fontes de energias renováveis, são financiados através de mecanismos de *project ou corporate finance*, com maior prevalência na modalidade de *project finance*, no qual o fluxo de caixa do próprio projeto determina a estrutura do modelo de financiamento.

Nesse sentido, o governo brasileiro tem definido uma série de incentivos para as energias renováveis sendo a mais relevante a política de incentivos definida pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) que oferece condições de financiamento mais atrativas para tecnologias de geração com baixa intensidade de emissões de GEE, quando comparado a empreendimentos de geração térmica à base de óleo combustível e carvão.

Segundo a UNEP (2009), essas medidas se justificam, uma vez que a maioria das tecnologias baseadas em energias renováveis não são competitivas e carecem de incentivos fiscais diversos. A tabela 2 ilustra o intervalo para o custo nivelado da energia por tipo de fonte tecnológica – Levelized Cost of Energy (LCOE).

TABELA 2
Intervalo para o custo nivelado de energia (*Levelized Costs*) – 2009
(\$/MWh)

Tipo de planta	Mínimo	Médio	Máximo
Conventional coal	85,5	94,8	110,8
Advanced coal	100,7	109,4	122,1
Advanced coal with CCS	126,3	136,2	154,5
Natural gas-fired			
Conventional combine cycle	60	66,1	74,1
Advanced combined cycle	56,9	63,1	70,5
Advance CC with CCS	80,8	89,3	104
Conventional combustion turbine	99,2	124,5	144,2
Advanced combustion turbine	87,1	103,5	118,2
Advanced nuclear	109,7	113,9	121,4
Wind	81,9	97	115
Wind offshore	186,7	243,2	349,4
Solar PV	158,7	210,7	323,9
Solar thermal	191,7	311,8	641,6
Geothermal	91,8	101,7	115,7
Biomass	99,5	112,5	133,4
Hydro	58,5	86,4	121,4

Fonte: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2011, Dec. 2010.

Um importante incentivo para as energias renováveis é o MDL, definido no âmbito do Protocolo de Kyoto. Através desses mecanismos, em particular das RCEs os investimentos em energias renováveis podem se tornar rentáveis e competitivos em relação a tecnologias usuais. Entretanto, a geração e a venda das RCEs dependem do registro de cada projeto individual segundo as regras do MDL, e para tal um dos requisitos para aprovação corresponde à comprovação de que as reduções de emissão são reais, materiais, permanentes e adicionais ao que teria ocorrido na ausência do incentivo do MDL. Para assegurar que estes princípios sejam atendidos pelos projetos, a UNFCCC tem estabelecido um complexo conjunto de princípios, metodologias, regras e ferramentas que, aplicados dentro de uma sequência de auditorias, visam certificar a integridade ambiental e, em especial, a adicionalidade das reduções de emissão.

No contexto das energias renováveis, a discussão da adicionalidade foi reduzida à elaboração de uma *análise financeira* cujo objetivo é determinar se o projeto, sem a receita dos créditos de carbono, é financeiramente inviável para um investidor-padrão. Desta forma, o MDL requer a comparação do *retorno esperado do investimento* a uma taxa de retorno-padrão que é específica para o projeto em avaliação e para o país em questão.

Dessa forma, a determinação da taxa adequada para fins de comparação tem alta relevância, e a sua análise e validação por parte das Entidades Operacionais Designadas (EOD)¹ e pela própria Junta Executiva do MDL, responsável pelo registro final, geram incertezas e, conseqüentemente, atrasos no processo.

Na avaliação financeira para fins de comprovação da adicionalidade de um projeto no MDL pretende-se avaliar se um projeto *i*) “não é o mais atrativo” ou *ii*) “não é viável do ponto de vista econômico-financeiro”, sendo, portanto, adicional. Em outros termos, a primeira possibilidade adota uma avaliação comparativa do projeto com outras opções de investimento concretas, e a segunda opção adota uma comparação do projeto com um critério de viabilidade econômico-financeiro absoluto. No caso das energias renováveis é mais comum adotar a segunda possibilidade, considerando que o investidor tem a opção de investir ou não no projeto. Dessa forma, considerando a teoria econômica, sua decisão deveria ser baseada na avaliação se o investimento é bom

1. Empresas acreditadas pela Junta Executiva e responsáveis por conduzir as validações e verificações de projetos MDL.

quando comparado ao custo de oportunidade de investir em outros investimentos com perfil de risco comparável.

Em julho de 2011 a Junta Executiva da UNFCCC aprovou uma guia revisada – UNFCCC (2011) – para taxas de retorno que poderiam vir a ser utilizadas como valores aproximados de *benchmark (default value)* para a análise de adicionalidade de projetos de MDL por grupos de indústrias e países. O relatório propõe para o setor de energia renovável (Grupo 1) no Brasil uma taxa de 11,75% a.a. em termos reais para o custo do capital próprio (*return on equity*) como base para a TIR do capital próprio (*equity IRR*) do projeto em questão. Entretanto, a UNFCCC, abre possibilidade para proposição de outros valores, incluindo a metodologia de CAPM, desde que tenham sua análise econômico-financeira baseada nas melhores práticas de financeiras de mercado e em fontes que possam ser validadas pela Junta Executiva além de propriamente justificadas.

3 METODOLOGIA PARA TAXA DE RETORNO EM PROJETOS DE ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL

Como visto anteriormente, a necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira e a gradual escassez da fonte hídrica, incluindo a maior distância aos centros consumidores, faz com que o custo marginal de expansão do sistema brasileiro aumente progressivamente. À medida que o parque gerador se expande, projetos mais caros e distantes dos centros consumidores passam a ser elegíveis para implantação. Esse fato implica maior risco para novos projetos, uma vez que concorrem com usinas já amortizadas e dessa forma mais competitivas.

Uma empresa capaz de materializar um novo projeto requer a capacidade de levantar o capital necessário, próprio e/ou de terceiros, e de remunerar este capital adequadamente pelos riscos e retornos inerentes do projeto.

Capital próprio (investidores) ou de terceiros (financiadores) são diferentes formas de financiamento de projetos que focam em diferentes aspectos econômico-financeiros e horizontes temporais. Usualmente, ambas as formas de capital são utilizadas e devem perceber a respectiva justa remuneração. A remuneração do capital, ou custo do capital,

representa o custo de oportunidade dos recursos (próprios e ou de terceiros), compatível com o risco e retorno associado ao empreendimento a ser realizado.

A experiência internacional, apresentada pela tabela 3, indica que o modelo de custo médio ponderado de capital (WACC) baseado no CAPM vem sendo largamente empregado pela academia e por diversas agências reguladoras internacionais nos processos de revisões tarifárias.

TABELA 3
A aplicação do modelo de WACC/CAPM nas agências reguladoras internacionais
(\$/MWh)

Pais	Agência reguladora
Brasil	Aneel – Energia elétrica
	Anatel – Telecomunicações
	ANTAQ – Transportes aquaviários
	ANTT – Transportes terrestres
Argentina	ENRE – Electricity
	ENARGAS – Natural gas distribution
Austrália	AER – Australian energy regulator
México	CRE – Energy regulatory commission
Itália	Regulatory authority for electricity and gas
França	ART – Telecommunications regulator
Holanda	DTE – Dutch energy regulators
	OFTEL – Office of telecommunications
	OFCOM – Office of communications
	OFWAT – Water services regulation authority
	OFGEM – Office of the gas and electricity markets
	ORR – Office of the rail regulator
Inglaterra	CAA – Civil aviation authority
	CER – Commission of energy regulation
Irlanda	CAR – Commission of aviation regulation
	Commerce Comission – Electricity, gas, airport
Nova Zelândia	Commerce Comission – Electricity, gas, airport

Fonte: NECG (2003). Elaboração própria.

Desde a teoria clássica de Modigliani e Miller (1958), o benefício fiscal do endividamento tem sido amplamente aceito na literatura de finanças, ao se estimar o WACC. Na sua forma usual (*vanilla WACC*), o custo de capital é expresso em termos nominais e após os impostos, conforme apresentado a seguir:

$$r_{WACC} = r_E \left(\frac{E}{E+D} \right)^* + r_D (1-t^*) \left(\frac{D}{E+D} \right)^* \quad (1)$$

onde:

r_E = custo de capital próprio;

r_D = custo do capital de terceiros;

t^* = alíquota marginal de impostos; e

$(E/(D + E))^*$ ou $(D/(D + E))^*$ = estrutura *ótima* de capital.

O primeiro termo do lado direito representa a remuneração do capital próprio e o segundo, a remuneração do capital de terceiros, já inserido o benefício fiscal do endividamento representado pela alíquota marginal de impostos.

3.1 A REMUNERAÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO

A relação entre risco e retorno começou a formalizar-se a partir do estudo sobre diversificação de carteiras de Markowitz (1952). A relação de risco e retorno foi apresentada por Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1966), que desenvolveram o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM) a partir dos princípios de diversificação de carteiras. O CAPM é um modelo unifatorial e de período único, consistindo em uma relação linear entre o retorno esperado do ativo (ação) e o de uma carteira de mercado. A partir de uma série de hipóteses (mercado completo, expectativas homogêneas, inexistência de custos de transação, restrições de venda a descoberto, mesma taxa de juros para devedores e credores, e retornos normais), o CAPM estabelece que a remuneração exigida por um investidor marginal e diversificado varia em proporção direta com a medida do risco sistemático do ativo (beta).

Por risco sistemático, entende-se o risco residual não eliminado através de uma estratégia de diversificação. Dessa forma, o retorno esperado de um ativo corresponde ao risco que o ativo adiciona à carteira de mercado na proporção direta de seu beta.

Entretanto, na análise de ativos em mercados emergentes, a hipótese de eficiência de mercado implícita no CAPM é bastante controversa. Segundo Pereiro (2001), ao se usar o CAPM para estimar o custo de capital próprio de empresas ou projetos em mercados emergentes, muitas vezes não é clara a validade das hipóteses de eficiência de mercado. Em geral, os mercados acionários dos países emergentes são pequenos, concentrados, possuindo baixa liquidez e pouca representação para a economia como um todo. Damodaran (2002) segue a mesma linha de argumentação detectando problemas de estimações, uma vez que, normalmente, os índices de mercado em países emergentes possuem elevada concentração em poucos papéis, o que faz com que as estimativas de beta sejam, na verdade, o resultado da regressão em relação aos papéis que possuem grande concentração, ao contrário do índice da carteira de mercado. Além disso, os mercados emergentes apresentam séries temporais de curto período e voláteis devido à existência de inúmeras quebras estruturais como abertura econômica, políticas de controle inflacionário e mudanças de regime cambial, o que dificulta sobremaneira o processo de estimação do parâmetro beta.

O modelo conhecido como *Country Spread Model*, ou CAPM Global com ajustes para risco país, do banco de investimento Goldman Sachs, elaborado por Mariscal e Lee (1993), considera que todas as empresas em um mercado emergente são igualmente expostas ao risco país. Deste modo, propõem-se ajustes *ad hoc* para risco país e para o parâmetro beta, de modo a capturar a estrutura de capital do setor de interesse e os benefícios fiscais do país em questão.²

A fórmula abaixo ilustra o modelo:

$$r_e = r_{fG} + \beta_G^{\text{realavancado}} \cdot [r_{MG} - r_{fG}] + r_p \quad (2)$$

onde:

r_e = retorno esperado do capital próprio;

2. Diversos trabalhos empíricos, como, os de Griffin e Karolyi (1998), Heston e Rouwenhorst (1994), Pettit, Ferguson e Gluck (1999) e Hail e Leuz (2004), ressaltam que a prática usual dos agentes de mercado consiste na incorporação do risco país quando se quer estimar o custo de capital de ativos ou investimentos em mercados emergentes. Do ponto de vista teórico, a incorporação do risco país implica de fato a adoção *ad hoc* de uma forma de CAPM multifatorial.

r_{fG} = retorno esperado de ativo global sem risco;

$\beta_G^{Realavancado}$ = beta médio setorial do mercado global realavancado à estrutura de capital do setor de análise e incorporando os benefícios fiscais do país em questão;

r_{MG} = retorno esperado do mercado global; e

r_p = risco país.

Cabe ressaltar que este modelo corresponde ao modelo em curso adotado nos processos de revisão tarifária do setor de distribuição e transmissão de energia elétrica brasileiro (ANEEL, 2010, 2011).

3.2 CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS

Neste estudo adotamos a abordagem de *benchmark* financeiro, que representa o custo real de financiamento de uma empresa estimado através dos preços de mercado de títulos de dívida privada do setor ao qual pertence a empresa.

Nesse sentido, o setor elétrico brasileiro reúne um conjunto de condições que propiciam a estruturação de novos projetos por meio do mecanismo de *project finance*. Ao longo dos últimos anos, o BNDES tem contribuído intensivamente para a expansão do setor elétrico brasileiro, sendo o principal agente provedor de recursos de longo prazo para o equacionamento das fontes de recursos dos projetos, atuando direta ou conjuntamente com instituições financeiras repassadoras.

Com relação a fontes renováveis, o BNDES, através do programa Financiamento a Empreendimentos (Finem), apoia aproximadamente 80% dos itens financiáveis de projetos que visem à diversificação da matriz energética nacional e que contribuam para a sua sustentabilidade por meio da linha Energias Alternativas, entre os quais projetos de bioeletricidade, biodiesel, bioetanol, energia eólica, energia solar, pequenas centrais hidrelétricas e outras energias alternativas.³

3. Maiores detalhes em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html>

A taxa de juros cobrada nessa linha de financiamentos corresponde ao custo financeiro – Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) – acrescido da remuneração do BNDES (0,9% a.a.) e do *spread* de crédito (até 3,57% a.a., conforme o risco de crédito do cliente).

4 ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS

4.1 A TAXA LIVRE DE RISCO E O PRÊMIO DE RISCO DE MERCADO

Devido à falta de consenso em relação ao período de tempo utilizado na estimação dos parâmetros do CAPM, procurou-se trabalhar com um intervalo representativo baseado em diversas fontes disponíveis como agências reguladoras nacionais, internacionais ou referências consagradas pela academia, em conformidade com metodologia proposta para a guia revisada de taxas de retorno estabelecidas pela UNFCCC.

As tabelas 4 e 5 ilustram as fontes de referências e dados utilizados.

Em relação à taxa livre de risco de mercado, adotou-se um intervalo de valores relacionados ao primeiro e terceiro quartil (4,83% e 5,48%) além do valor médio (5,29%).

Com respeito ao prêmio de risco de mercado, adotou-se um intervalo de valores relacionados ao primeiro e terceiro quartil (5,00% e 6,00%) além do valor médio (5,54%).

TABELA 4
Taxa livre de risco

Referências	Países	Mínimo (%)	Médio (%)	Máximo (%)
Aneel (2010)	Brasil	-	4,96	-
Aneel (2011)	Brasil	-	4,86	-
ARSESP (2011)	Brasil	-	4,19	-
ANTAQ (2009)	Brasil	-	5,23	-
ANTT (2009)	Brasil	-	5,11	-
NECG(2003)	Austrália	4,80	-	7,62
Damodaran (2010)	Estados Unidos	5,28	-	6,96
AER (2009)	Austrália	-	5,68	-
Donovan e Nunez (2011)	Mercado Global	-	3,54	-

Fonte: Elaboração própria.

TABELA 5
Prêmio de risco de mercado

Referências	Países	Mínimo (%)	Médio (%)	Máximo (%)
Aneel (2010)	Brasil	-	5,78	-
Aneel (2011)	Brasil	-	5,82	-
ARSESP (2011)	Brasil	-	5,78	-
ANTAQ (2009)	Brasil	-	7,55	-
ANTT (2009)	Brasil	-	2,39	-
NECG (2003)	Austrália	5,00	6,00	6,00
NECG (2003)	Canadá	5,00	5,00	5,50
NECG (2003)	Irlanda	5,00	5,50	6,00
NECG (2003)	Holanda	4,00	5,50	7,00
NECG (2003)	Nova Zelândia	4,50	5,50	6,80
NECG (2003)	Inglaterra	2,50	3,50	5,00
NECG (2003)	Estados Unidos	6,00	6,00	8,50
Damodaran (2010)	Estados Unidos	4,13	-	6,03
AER (2009)	Austrália	-	6,50	-
Donovan e Nunez (2011)	Mercado Global	5,50	-	8,50

Fonte: Elaboração própria.

4.2 O RISCO DO SETOR – PARÂMETRO BETA

Foram selecionadas 41 empresas internacionais do setor de energia renovável (eólica, bicomcombustível e solar) do banco de dados Capital IQ em abril de 2011, bem como a média de cinco anos da estrutura de capital da empresa e dos respectivos betas. Os betas são alavancados e obtidos por regressão linear calculado através de retornos mensais (final do mês) por 60 meses (não menos que 24 meses, caso não disponível). O banco de dados Capital IQ utiliza quatro índices de mercado para a regressão: S&P 500 para empresas americanas, S&P/TSX para canadenses, MSCI EAFE para países desenvolvidos, e MSCI Emerging Markets para outras empresas internacionais.

O beta de cada empresa foi desalavancado com a alíquota marginal de impostos corporativos (τ) disponível no relatório KPMG (2009) através da fórmula a seguir, onde a razão D/E equivale à média dos últimos cinco anos da relação Dívida/ Patrimônio Líquido:

$$\beta_{desalavancado} = \frac{\beta_{alavancado}}{\left[1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E}\right]} \quad (3)$$

A tabela 6 apresenta os dados relativos às empresas de energias renováveis selecionadas.

TABELA 6
Empresas classificadas em energia renovável pelo Capital IQ

Empresas	País	Equity (%)	Debt (%)	5 Year's Beta (%)	Taxes (%)	Beta desalavancado (%)	
1	Enviromission Ltd. (ASX:EVM)	Australia	92,44	7,56	0,455	30,00	0,430
2	Infigen Energy (ASX:IFN)	Australia	33,13	66,87	1,010	30,00	0,419
3	Algonquin Power & Utilities Corp. (TSX:AQN)	Canada	47,84	52,16	1,150	33,00	0,665
4	Finavera Wind Energy Inc. (TSX:VFR)	Canada	43,62	56,38	2,190	33,00	1,174
5	Macquarie Power and Infrastructure Corporation (TSX:MPT)	Canada	58,18	41,82	0,673	33,00	0,454
6	Northland Power Inc. (TSX:NP)	Canada	60,95	39,05	0,209	33,00	0,146
7	Sea Breeze Power Corp. (TSXV:SBX)	Canada	4,17	95,83	0,226	33,00	0,014
8	Welwind Energy International Corporation (OTCPK:WWEI)	Canada	89,13	10,87	0,200	33,00	0,185
9	Western Wind Energy Corp. (TSXV:WWD)	Canada	97,07	2,93	1,960	33,00	1,921
10	Empresa Nacional de Electricidad S.A. (SNSE:ENDESA)	Chile	56,55	43,45	0,197	17,00	0,120
11	Shanxi Zhongze Electric Power Co., Ltd. (SZSE:000767)	China	34,59	65,41	0,615	25,00	0,254
12	Green Wind Energy (CPSE:GW)	Denemark	28,52	71,48	0,860	31,40	0,316
13	Poveo (ENXTPA:ALPWO)	France	63,90	36,10	0,389	33,33	0,283
14	Theolia (ENXTPA:TEO)	France	34,30	65,70	1,560	33,33	0,685
15	PNE Wind AG (XTRA:PNE3)	Germany	28,44	71,56	0,932	29,44	0,336
16	S&R Biogas Energiesysteme AG (DB:BUF)	Germany	99,88	0,12	0,830	29,44	0,829
17	China Power New Energy Development Company (SEHK:735)	Hong Kong	55,21	44,79	1,900	16,50	1,133
18	China Windpower Group Limited (SEHK:182)	Hong Kong	89,54	10,46	1,940	16,50	1,768
19	BF Utilities Ltd. (BSE:532430)	India	28,84	71,16	2,110	33,99	0,803
20	Greenko Group PLC (AIM:GKO)	India	48,63	51,37	0,704	33,99	0,415
21	Kiirloskar Industries Ltd (BSE:500243)	India	80,71	19,29	0,340	33,99	0,294
22	Wellworth Overseas Ltd. (BSE:531752)	India	99,95	0,05	0,431	33,99	0,431
23	ERG Renew S.p.A. (BIT:EGR)	Italy	25,63	74,37	0,839	31,40	0,281
24	Faick Renewables SpA (BIT:FKR)	Italy	58,00	42,00	0,784	31,40	0,524
25	TerniEnergia SpA (BIT:TER)	Italy	70,13	29,87	-0,153	31,40	-0,118
26	Electric Power Development Co. Ltd. (TSE:9513)	Japan	23,03	76,97	0,352	40,69	0,118
27	Polish Energy Partners S.A. (WSE:PEP)	Poland	33,65	66,35	0,705	19,00	0,271
28	EDP Renováveis (ENXTLS:EDPR)	Spain	59,50	40,50	0,615	30,00	0,417
29	Iberdrola Renovables SA (CATS:IBR)	Spain	70,05	29,95	0,670	30,00	0,516

(continua)

(continuação)

Empresas	Pais	Equity (%)	Debt (%)	5 Year's beta (%)	Taxes (%)	Beta desalavancado (%)
30 Edison Power Europe AG (SWX:ESUN)	Switzerland	50,75	49,25	0,255	21,17	0,144
31 Etrion Corporation (TSX:ETX)	Switzerland	27,10	72,90	2,000	21,17	0,641
32 International Power plc. Prior to Reverse Merger with GDF SUEZ	United Kingdom	38,80	61,20	0,958	28,00	0,449
33 Renewable Energy Holdings Plc (AIM:REH)	United Kingdom	50,26	49,74	0,788	28,00	0,460
34 Constellation Energy Group, Inc. (NYSE:CEG)	United States	47,12	52,88	1,030	40,00	0,615
35 Juhl Wind, Inc. (OTCBB:JUHL)	United States	41,02	58,98	0,412	40,00	0,221
36 Nacel Energy Corporation (OTCPK:NCEN)	United States	61,73	38,27	0,789	40,00	0,575
37 NRG Energy, Inc. (NYSE:NRG)	United States	43,91	56,09	0,802	40,00	0,454
38 Tegal Corp. (NasdaqCM:TGAL)	United States	99,93	0,07	1,180	40,00	1,179
39 The AES Corporation (NYSE:AES)	United States	29,12	70,88	1,400	40,00	0,569
40 Wind Energy America Inc. (OTCPK:WNEA)	United States	93,19	6,81	0,614	40,00	0,588
41 York Research Corp. (OTCPK:YORK)	United States	31,50	68,50	-0,183	40,00	-0,079

Fonte: Banco de dados do Capital IQ.

A média aritmética dos betas desalavancados foi comparável entre a amostra geral (que inclui países desenvolvidos e em desenvolvimento), países desenvolvidos e Estados Unidos. Como usual, utilizaremos o valor de empresas americanas de 0,515.

Estimação dos betas de empresas do setor de energia renovável renovável por países

Países desenvolvidos e em desenvolvimento	Países desenvolvidos	Estados Unidos
0,510	0,482	0,515

4.3 RISCO PAÍS

O risco país, ou *spread* soberano, corresponde à taxa de juros com a qual um determinado país se financia, acima de uma taxa sem risco adotada como *benchmark*,⁴ e reflete a capacidade do país de honrar seus compromissos, além de condições internacionais de liquidez e aversão ao risco. O risco país afeta diretamente a capacidade de investimento das empresas e dos governos, sendo um importante elemento na composição dos juros domésticos e no crescimento econômico do país. O *spread* país foi obtido do índice *Emerging Market Bond Index Plus* (EMBI+BR) do banco de investimentos JPMorgan (2004).

A tabela 7 ilustra os dados de risco país estabelecidos pelas agências reguladoras brasileiras nos processos de revisões tarifárias, além dos dados médios anuais do índice EMBI+BR do banco de investimentos JPMorgan referente a dois períodos: de janeiro de 2001 a dezembro de 2010 e outro de janeiro de 2006 a dezembro de 2010.

TABELA 7
Estimação do risco país

Referências	Países	Dados médios (%)
Aneel (2010)	Brasil	4,42
Aneel (2011)	Brasil	4,25
ARSESP (2011)	Brasil	2,67
ANTAQ (2009)	Brasil	2,69
ANTT (2009)	Brasil	6,77
JPMorgan 2001-2010	EMBI+BR	5,26
JPMorgan 2006-2010	EMBI+BR	2,45

Fonte: Elaboração própria.

4. Usualmente taxas de juros de títulos do tesouro americano – *Treasury Notes*.

Dessa forma, para o risco país, optou-se por um intervalo de valores relacionados ao primeiro e terceiro quartil (2,68% e 4,84%) além do valor médio (4,07%).

4.4 ESTRUTURA DE CAPITAL E ALÍQUOTA MARGINAL CORPORATIVA

Admite-se que, como agentes racionais, a maioria dos investidores em fonte de energia renovável procure se financiar na totalidade disponível do programa Finem/BNDES Energias Alternativas, ou seja, através de uma estrutura de capital de endividamento equivalente a 80%. No entanto, o BNDES limita o endividamento ao índice de cobertura da dívida, sendo usual uma alavancagem da ordem de 50%, o que está em concordância com o valor adotado pelo *benchmark* da UNFCCC (2011).

Admite-se ainda que os investidores no setor de energias renováveis formem uma SPE e sejam tributados com base no Lucro Presumido.

De acordo com a Artigo 14 da Lei nº 9.718/1998 com nova redação dada pela Lei nº 10.637/2002, estão autorizadas a optar pela determinação do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) com base no lucro presumido, as pessoas jurídicas cuja receita bruta total no ano-calendário anterior tenha sido igual ou inferior a R\$ 48.000.000,00 (quarenta e oito milhões de reais). De acordo com o Decreto nº 3.000 de 1999, do Regulamento do Imposto de Renda (RIR/1999, Art. 526), a partir de 1º de janeiro de 1998, do imposto apurado com base no lucro presumido não será permitida qualquer dedução a título de incentivo fiscal.

Portanto a alíquota marginal de impostos será zero não existindo benefícios fiscais de endividamentos.

Considerando uma alavancagem de 50% de endividamento e 50% de capital próprio e uma alíquota marginal de 0%, obtém-se o beta de 1,03 para o setor de energia elétrica renovável brasileiro.

$$\beta_{alavancado} = \beta_{desalavancado} \times \left[1 + (1 - \tau) \cdot \frac{D}{E} \right] = [0,515] \times \left[1 + (1 - 0\%) \cdot \frac{50\%}{50\%} \right] = [1,030] \quad (4)$$

4.5 CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS

A taxa de juros cobrada na linha de financiamentos do BNDES para energias renováveis corresponde à TJLP somada à remuneração do BNDES (0,9% a.a.) e a taxa de risco de crédito (até 3,57% a.a., conforme o risco de crédito do cliente):

Para a TJLP utilizamos um período de cinco anos – janeiro de 2006 até dezembro de 2010 –, o que totaliza uma taxa de 6,87% a.a., nominal. Considerando a remuneração do BNDES (0,9%) e o *spread* de risco de crédito (3,57%) temos uma taxa de financiamento de 11,34% a.a.

TABELA 8
Custo da dívida
(Em %)

Período	Média TJLP (nominal) % a.a.	BNDES	Risco de crédito	Total
2006-2010	6,87	0,90	3,57	11,34

Fonte: Ipeadata. Elaboração própria.

4.6 A TAXA DE RETORNO DO SETOR DE ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL

Considerando os parâmetros anteriormente citados, a tabela 9 apresenta o custo de oportunidade para capital próprio (CAPM) e o custo médio ponderado de capital (WACC) (nominal e real pós-taxas) para investimentos em energias renováveis no Brasil.

Analisando os resultados, pode-se dizer que o Brasil apresenta o valor médio para custo do capital próprio real (*equity IRR*) no segmento de energia renovável da ordem de 12,31% a.a., valor acima do proposto pela UNFCCC (2001) de 11,75%.

Caso optemos por uma ótica conservadora de forma a subsidiar esse segmento no país, poderíamos chegar a um valor real e plausível de 15,60% a.a.

TABELA 9
Taxa de retorno para energia renovável no Brasil
(Em %)

Taxa de retorno para energia renovável no Brasil (eólica, bicombustível e solar)				
Parâmetros WACC	Mínimo	Médio	Máximo	UNFCCC (2011)
Taxa livre de risco	4,83	5,29	5,48	
Prêmio de mercado	5,00	5,54	6,00	
Beta desalavancado	0,515	0,515	0,515	
Beta alavancado	1,030	1,030	1,030	
Risco país	2,45	4,07	6,77	
CAPM vanilla (nominal)	12,43	15,07	18,43	
Custo da dívida (nominal)	11,34	11,34	11,34	
Meta da inflação BR	4,50	4,50	4,50	
Alavancagem	50	50	50	
CAPM (real)	9,74	12,31	15,60	11,75
WACC vanilla (nominal)	11,89	13,20	14,89	
CPI US	2,45	2,45	2,45	
Custo da dívida (real)	6,55	6,55	6,55	
WACC (real)	8,14	9,43	11,07	

Fonte: Elaboração própria.

Obs.: O centro da meta da inflação brasileira estabelecida pelo BCB desde 2005 corresponde a 4,5% a.a.; a média anual do Consumer Price Index-United States (CPI-US) desde 2005 foi da ordem de 2,5% a.a. segundo dados disponíveis no Federal Reserve Economic Data.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS E CONCLUSÕES PRINCIPAIS

Sob um ponto de vista ambiental, a escolha da taxa de desconto tem implicações importantes. Uma alta taxa de desconto tem o efeito de que um menor número de projetos passa nos testes usuais, principalmente aqueles com receitas futuras num horizonte de tempo mais longo e com elevados custos iniciais, bem ilustrado por projetos hidroelétricos. Outros projetos, do tipo reflorestamento, em particular de espécies de crescimento lento, muito dificilmente se justificam usando as regras usuais. Outra questão importante refere-se ao tratamento dado a consequências potencialmente catastróficas que, quando descontadas, podem adquirir uma importância relativa mínima. Portanto, considerações ambientais tendem a atuar no sentido de reduzir a taxa de desconto.

Por outro lado, como vimos anteriormente, um importante incentivo para as energias renováveis é o MDL, definido no âmbito do Protocolo de Kyoto, através das

RCEs, estabelecidas pela UNFCCC. Em julho de 2011 a Junta Executiva da UNFCCC aprovou uma guia revisada para taxas de retorno que poderiam vir a ser utilizadas como valores aproximados de *benchmark* para a análise de adicionalidade de projetos de MDL por grupos de indústrias e países. Para o setor de energia renovável no Brasil, foi proposta uma taxa de 11,75% a.a. em termos reais para o custo do capital próprio. Entretanto, a UNFCCC, abre possibilidade para proposição de outros valores, incluindo a metodologia de CAPM desde que tenham sua análise econômico-financeira baseada nas melhores práticas financeiras de mercado e em fontes que possam ser validadas pela Junta Executiva, além de propriamente justificadas.

À luz das considerações anteriores e dos parâmetros aqui obtidos, conclui-se que a taxa de retorno proposta pela UNFCCC para o Brasil se encontra abaixo do esperado. Caso optemos por uma ótica conservadora de forma a subsidiar esse segmento no país, poderíamos chegar a um valor real e plausível de 15,60% a.a. Essa análise é de suma importância, uma vez que a energia eólica, junto com a bioeletricidade e com as PCHs se constituem, atualmente, nas opções apontadas como as mais promissoras para o Brasil, sendo capazes de atender a critérios ambientais e promover a necessária complementação ao atual parque hídrico brasileiro. Podemos concluir, de forma tentativa, que seria necessária a criação de outros instrumentos para estimular a implementação de projetos de energia renovável em linha com as diretrizes propostas pelo governo brasileiro.

REFERÊNCIAS

AER. **Network Industry Submission – AER Proposed Determination** – Review of the Weighted Average Cost of Capital (WACC) parameters for electricity transmission and distribution. 2009.

ANEEL. **Nota Técnica** nº 262/2010-SRE/ANEEL. 2010.

_____. **Nota Técnica** nº 025/2011-SRE/ANEEL. 2011.

ANTAQ. **Nota Técnica** nº 25/2009 – GPP – A. Atualização do custo médio ponderado de capital – WACC, calculado na Nota Técnica nº 17/2007 – GPP, 2009.

ANTT. **Nota Técnica** nº 002/MR/PROPASS. Definição da taxa interna de retorno para os estudos de viabilidade do ProPass Brasil, 2009.

ARSESP. **Nota Técnica** nº RTS/01/2011. Definição de metodologia e cálculo do custo médio ponderado de capital (WACC).

DAMODARAN, A. **Investment valuation**. Tools and techniques for determining the value of any assets. Wiley Frontiers in Finance, 2002.

_____. 2010. Disponível em: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>

DONOVAN, C.; NUNEZ, L. Figuring what's fair: the cost of equity capital for renewable energy in emerging markets. **Energy Policy**, 2011. Forthcoming.

GRIFFIN, J. M.; KAROLYI, A. Another look at the role of the industrial structure of markets for international diversification strategies. **Journal of Financial Economics**, v. 50, p. 351-373, 1998.

HAIL, L.; LEUZ, C. **International differences in the cost of equity capital**: do legal institutions and securities regulation matter? The Wharton School, University of Pennsylvania, 2004 (Working Paper).

HARVEY, F. Beware the carbon offsetting cowboys. **Financial Times**, April 26, 2007.

HESTON, S. L.; ROUWENHORST, K. G. Does industrial structure explain the benefits of international diversification? **Journal of Financial Economics**, v. 36, p. 3-27, 1994.

JPMORGAN. **Emerging Markets Bond Index Plus** (EMBI+). 2004.

KPMG. **KPMG's Corporate and Indirect Tax Rate Survey 2009**. 2009.

LINTNER, J. The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. **Review of Economics and Statistics**, v. 47, n. 1, p. 13-37, 1965.

MARISCAL, J.; LEE, R. **The valuation of Mexican stocks**: an extension of the capital asset pricing model. New York: Goldman Sachs, 1993.

MARKOWITZ, H. M. Portfolio selection. **Journal of Finance**, v. 7, n. 1, p. 77-91, 1952.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2010.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. **American Economic Review**, v. 48, n.3, p. 261-297, 1958.

MOSSIN, J. Equilibrium in a capital asset market. **Econometrica**, v. 34, n. 4, p. 768-783, 1966.

NECG. **International comparison of WACC decisions**. Submission to the Productivity Commission Review of the Gas Access Regime. Network Economics Consulting Group, 2003.

PEREIRO, L. The valuation of closely-held companies in Latin America. **Emerging Markets Review**, n. 2, p. 330-370, 2001.

PETTIT, J.; FERGUSON, M.; GLUCK, R. A method for estimating global corporate capital costs: the case of Bestfoods. **Journal of Applied Corporate Finance**, v. 12, n. 3, 1999.

SHARPE, W. F. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. **The Journal of Finance**, v. 19, n. 3, p. 425-442, 1964.

THE HARVARD PROJECT ON INTERNATIONAL CLIMATE AGREEMENTS. **Options for reforming the clean development mechanism**. Cambridge, MA, 2009 (Issue Brief 2009-1).

UNEP. United Nations Environment Programme. **Financing a global deal on climate change**. 2009.

UNEP/SEFI. **Renewable power, policy, and the cost of capital**. Improving capital market efficiency to support renewable power generation projects. 2007.

UNFCCC. **Annex 13** - Guidelines on the assessment of investment analysis (version 05). 2011.

_____. 2009. Disponível em: </http://cdm.unfccc.int/Statistics/index.html>

WARA, M.; VICTOR, D. G. **A realistic policy on international carbon offsets**. Stanford University, Program on Energy and Sustainable Development, 2008 (Working Paper, n. 74).

WORLD BANK. **How to revitalize infrastructure investments in Brazil**: public policies for better private participation. 2010 (Report, n. 36624-BR).

EDITORIAL

Coordenação

Cláudio Passos de Oliveira

Supervisão

Andrea Bossle de Abreu

Revisão

Eliezer Moreira

Elisabete de Carvalho Soares

Fabiana da Silva Matos

Lucia Duarte Moreira

Luciana Nogueira Duarte

Míriam Nunes da Fonseca

Editoração

Roberto das Chagas Campos

Aeromilson Mesquita

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Carlos Henrique Santos Vianna

Maria Hosana Carneiro Cunha

Capa

Luís Cláudio Cardoso da Silva

Projeto Gráfico

Renato Rodrigues Bueno

Livraria do Ipea

SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES, Térreo.

70076-900 – Brasília – DF

Fone: (61) 3315-5336

Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Tiragem: 500 exemplares

Missão do Ipea

Produzir, articular e disseminar conhecimento para aperfeiçoar as políticas públicas e contribuir para o planejamento do desenvolvimento brasileiro.

