

TEXTO PARA DISCUSSÃO N° 1174

CUSTO DE CAPITAL DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA — 2007-2009

**Katia Rocha
Fernando Camacho
Gabriel Fiuza**

Rio de Janeiro, abril de 2006

TEXTO PARA DISCUSSÃO N° 1174

CUSTO DE CAPITAL DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA — 2007-2009*

Katia Rocha**

Fernando Camacho***

Gabriel Fiuza**

Rio de Janeiro, abril de 2006

* Os autores agradecem a Ronaldo Seroa da Motta (Ipea) e Ajax R. B. Moreira (Ipea) pelas valiosas discussões no decorrer deste trabalho e, ainda, aos participantes da segunda jornada de estudos de regulação do Ipea pelos excelentes debates.

** Da Diretoria de Estudos Macroeconômicos do Ipea.
katia@ipea.gov.br e gabriel@ipea.gov.br

*** Do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
camacho@bndes.gov.br

Governo Federal

Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão

Ministro – Paulo Bernardo Silva

Secretário-Executivo – João Bernardo de Azevedo Bringel



Fundação pública vinculada ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, 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

Glauco Arbix

Diretora de Estudos Sociais

Anna Maria T. Medeiros Peliano

Diretor de Administração e Finanças

Cinara Maria Fonseca de Lima

Diretor de Cooperação e Desenvolvimento

Luiz Henrique Proença Soares

Diretor de Estudos Regionais e Urbanos

Marcelo Piancastelli de Siqueira

Diretor de Estudos Setoriais

João Alberto De Negri

Diretor de Estudos Macroeconômicos

Paulo Mansur Levy

Chefe de Gabinete

Persio Marco Antonio Davison

Assessor-Chefe de Comunicação

Murilo Lôbo

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

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

ISSN 1415-4765

JEL L51, G38, G12

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Uma publicação que tem o objetivo de divulgar resultados de estudos desenvolvidos, direta ou indiretamente, pelo IPEA e trabalhos que, 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 dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão.

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

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO 1

2 QUESTÕES METODOLÓGICAS 2

3 TAXA DE REMUNERAÇÃO DE CAPITAL 3

4 CÁLCULO DOS COMPONENTES DO CAPM 4

5 O CAPM AJUSTADO AO MERCADO BRASILEIRO 14

6 A REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DE TERCEIROS 19

7 TAXA DE RETORNO ADEQUADA PARA EMPRESAS DE
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL 22

8 CONCLUSÃO 24

REFERÊNCIAS 25

APÊNDICES 28

SINOPSE

A atual metodologia de estimação da taxa de remuneração de capital (ou custo de capital) estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), no último período de revisão tarifária, pode ser aprimorada através de ajustes nos seguintes parâmetros: *risco país*, *risco cambial* e *risco regulatório*.

Recomendamos a metodologia do Modelo de Equilíbrio de Ativos Financeiros [Capital Asset Pricing Model (CAPM)] global ajustado ao mercado brasileiro, e contrariamente à regulação vigente, a adoção da totalidade do risco país. Essa abordagem torna desnecessário o acréscimo de um prêmio de risco cambial ao custo de capital. Por ser um parâmetro volátil e ter apresentado acentuada queda nos últimos três anos, consideramos ainda diversos cenários para a variável risco país.

A taxa de remuneração foi estimada na faixa de 10,6% – 12,3% em termos reais. Ressaltamos que o estabelecimento da adequada taxa de remuneração de capital é questão atual e presente nas discussões sobre as melhores práticas em economia de regulação e se justifica pelo reconhecimento de que, no longo prazo, o ente regulado privado deve recuperar pelo menos seu custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, o risco do negócio, o risco regulatório e outros específicos dos projetos em que opera.

ABSTRACT

The current methodology adopted by the Aneel to estimate the rate of return (cost of capital) applied in the periodic tariff revision is improved via some modifications in the following parameters: country risk, exchange rate risk and regulatory risk.

We recommend the global CAPM methodology with some adjustments for the specifics of the Brazilian electricity sector such as the addition of the total magnitude of the country risk premium, which the current regulation considers only partially. Such approach makes the correction for the exchange risk premium unnecessary. Since country risk is a volatile parameter presenting a continuing falling over the last 3 years, several scenarios are analyzed.

The appropriate rate of return is estimated in real terms at 10.6% – 12.3%. The relevance of the rate of return adopted by the regulatory agency and the recognition that, in the long run, private investors have to recover the opportunity cost of capital (including the country, regulatory and project-specific risks) are crucial issues in discussions over the best regulatory practices.

1 INTRODUÇÃO

Com o objetivo de aprimorar a metodologia de revisão tarifária para o ciclo 2007-2009, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) abriu espaço para uma ampla discussão entre os agentes do setor, através do Fórum Forte Integração [<http://forum.aneel.gov.br/>], para debater quatro aspectos do processo revisional: Fator X , empresa de referência, base de remuneração e aspectos da revisão tarifária.

O fator X representa o mecanismo de repasse aos consumidores de parte dos ganhos de produtividade e eficiência das distribuidoras, por meio de uma redução no índice de reajuste anual das tarifas. Atualmente, o fator X é composto das parcelas Xa , Xc e Xe . A primeira parcela (Xa) refere-se ao ajuste do componente mão-de-obra pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), a segunda parcela (Xc) incorpora o fator qualidade e desempenho da concessionária, e a última componente (Xe) representa o conceito de eficiência econômica e produtividade.

O conceito de Empresa de Referência (ER) relaciona-se a uma distribuidora de energia elétrica que presta o serviço em condições de eficiência no ambiente no qual desenvolve sua atividade (área de concessão). Na prática, a empresa real compete com a ER desenhada e tem como incentivo conseguir que os seus valores de custos não excedam os reconhecidos na ER, de forma a obter a rentabilidade esperada ou até superá-la.

A base de remuneração consiste no nível de investimentos sobre o qual se aplica a *taxa de remuneração do capital*, para fins de determinação do valor a ser considerado na tarifa, a título de remuneração, sobre os investimentos realizados pela concessionária. Dentre as diversas abordagens possíveis para a determinação da base de remuneração, a Aneel optou pelo método do custo de reposição em valor de mercado para apreçar os ativos, pelo qual se considera somente o valor dos ativos das concessionárias que estão efetivamente prestando o serviço para o consumidor (subestações, linhas de distribuição, edifícios etc.). Conforme previsto na Resolução Aneel 493/02, esse valor é comparado com referenciais construídos pela Aneel para cada empresa e reflete as condições econômicas e geográficas de suas áreas de concessão, além de níveis de eficiência na prestação dos serviços.

No item aspectos da revisão tarifária, a Aneel busca atrair contribuições sobre os distintos aspectos que envolvem a revisão tarifária periódica, sem, no entanto, focar qualquer tema em especial.

Conforme exposto em Rocha, Bragança e Camacho (2006), entendemos que a base de remuneração e a *taxa de remuneração do capital* possuem papéis igualmente relevantes na determinação da remuneração de capital, tanto para a preservação dos investimentos na distribuição de energia elétrica quanto para a promoção da modicidade tarifária. Cabe à referida taxa, definida pela agência reguladora nos períodos de revisão tarifária, a garantia de que no longo prazo o ente regulado privado recupere ao menos o seu custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, o risco do negócio, o risco regulatório e outros riscos específicos dos projetos em que opera.

Em particular, apesar de não constar claramente como elemento de discussão no fórum criado pela Aneel, acreditamos que a atual metodologia de estimação da taxa

de remuneração de capital (ou simplesmente custo de capital), aplicada pela agência reguladora, pode ser aprimorada através de uma série de ajustes. O objetivo deste trabalho consiste em estimar *o custo de capital* adequado para o próximo ciclo de revisões tarifárias (2007-2009), de forma coerente com as melhores práticas da teoria de finanças e economia de regulação, e fornecer maior embasamento para a discussão sobre três elementos da metodologia que consideramos importantes, a saber: *risco regulatório, risco cambial e risco país*.

2 QUESTÕES METODOLÓGICAS

As questões metodológicas pertinentes à apuração da taxa de remuneração de capital de setores de infra-estrutura são atuais e estão presentes em diversos trabalhos como apresentado em Alexander, Estache e Oliveri (1999); Estache, Guasch e Trujillo (2003); Estache, Pardina e Sember (2003); Estache e Pinglo (2004); e Sirtaine *et alii* (2005).

O denominador comum a esses estudos concentra-se na discussão sobre a taxa de remuneração estabelecida pela agência reguladora, na sua consistência temporal em cada período de revisões, na inter-relação com a qualidade de regulação e ambiente regulatório, além do reconhecimento de que, no longo prazo, o ente regulado privado deve recuperar ao menos seu custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, o risco do negócio, o risco regulatório e outros específicos dos projetos no qual opera.

Embora a determinação da taxa de remuneração, isto é, do custo médio ponderado de capital [Weighted Average Cost of Capital (WACC)], seja tópico consolidado em reconhecidos manuais internacionais de finanças corporativas como Brealey e Myers (2003), Copeland, Koller e Murrin (2002) e Damodaran (2002), questões aparentemente simples como as definições sobre taxa livre de risco, prêmio de risco, e periodicidade e intervalos de série ou mais complexas como a estimação do WACC para países emergentes, definição do índice de mercado (global ou local), estimação do risco sistemático (beta), a adoção ou não do risco país e as particularidades inerentes do setor de eletricidade brasileiro, são ainda objeto de ampla discussão e pouco consenso.

O presente trabalho procurou orientar-se a partir de relevantes estudos baseados nas melhores práticas regulatórias internacionais como NECG (2003), AMI (2003), Nera (2004), Wright, Mason e Miles (2003), aliado a critérios consagrados pelo mercado, uma vez que, dentre os objetivos do regulador, consta a atração de novos investimentos, em especial de capital privado. Em relação exclusivamente ao caso do setor elétrico brasileiro, o texto toma como ponto de partida Coutinho e Oliveira (2002) que serviu de subsídio para o primeiro ciclo de revisão tarifária.

2.1 CONTEXTO REGULATÓRIO

O processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica está previsto nos contratos de concessão de serviço público e na Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 — a Lei das Concessões. O objetivo da revisão é o estabelecimento de uma tarifa justa para os consumidores que proporcione o aumento da eficiência e da qualidade do serviço, além de promover a viabilidade econômico-financeira do contrato e a adequada remuneração do capital investido.

A revisão tarifária periódica ocorre de quatro em quatro ou de cinco em cinco anos, dependendo do contrato de concessão, e compreende duas etapas: o reposicionamento tarifário (RT) e a determinação do fator *X*. O reposicionamento tarifário estabelece o nível de custos operacionais eficientes e a justa remuneração do capital investido, e o fator *X* representa o mecanismo de repasse dos ganhos de produtividade e eficiência das distribuidoras aos consumidores através de uma redução no índice de reajuste anual das tarifas, característica usual da regulação por incentivos do tipo *price-cap*.

O reposicionamento tarifário é expresso pela fórmula a seguir, que compara a receita requerida para o ano-teste (período de 12 meses subsequente à data de revisão) com a receita verificada da concessionária. A receita requerida consiste na receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre o capital prudente investido. A receita verificada corresponde à receita que seria auferida com as tarifas vigentes antes da revisão, aplicadas ao mercado de venda do ano-teste. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da receita requerida aquelas originadas da exploração de atividades extraconcessão, da receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e de outras receitas.

$$RT(\%) = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Receitas Extras}}{\text{Receita Verificada}}$$

A receita requerida da concessionária compreende duas parcelas. A parcela *A* corresponde aos custos não-gerenciáveis, como a compra de energia, custos de transmissão e encargos tarifários, sendo repassada diretamente aos consumidores; e a parcela *B* corresponde aos custos gerenciáveis, ou seja, custos operacionais, depreciação e remuneração do capital.

A remuneração do capital é resultado da aplicação do custo de capital estimado para a atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil sobre o valor do investimento a ser remunerado, definido como “base de remuneração”. Essa base corresponde ao valor dos ativos prudentes necessários para prestar o serviço de distribuição, e está definida nos termos da Resolução Aneel 493, de 3 de setembro de 2002 e da Nota Técnica 178/2003-SFF/SRE/Aneel, sendo objeto de bastante debate entre os agentes do setor.

O custo de capital adotado é único para todas as concessionárias e refere-se ao custo de oportunidade para investimentos de risco semelhante. Corresponde à taxa de retorno adequada para a remuneração do capital investido. A metodologia utilizada pela Aneel para estimação do custo de capital está apresentada em Coutinho e Oliveira (2002), e consiste no custo médio ponderado do capital WACC, que considera a remuneração do capital próprio e de terceiros incluindo o benefício fiscal do endividamento, ponderado pela estrutura de capital meta para o setor. A parcela que remunera o capital próprio é estimada através do Modelo de Equilíbrio de Ativos Financeiros [Capital Asset Pricing Model (CAPM)], que inclui o risco país (Country Risk Model) e possui ampla aceitação em finanças corporativas.¹ Devido às incertezas

1. Na verdade, o modelo apresentado por Coutinho e Oliveira (2002) é particular por considerar apenas parte do risco país. Para uma visão geral dos diversos modelos de avaliação para América Latina e mercados emergentes ver Pereira (2001).

presentes no setor elétrico brasileiro e consideradas pelo mercado, o regulador optou por adicionar tanto o risco cambial quanto o risco regulatório ao custo de capital próprio de forma *ad hoc*. A parcela que remunera o capital de terceiros recai basicamente na estimação do risco de crédito das concessionárias somado à parte do risco país e ao risco cambial.

A segunda etapa da revisão tarifária consiste na determinação do fator X que será adotado nos reajustes tarifários anuais entre os períodos de revisão. O fator X representa um redutor sobre o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) que reajusta a parcela B da receita da concessionária, de forma a repassar aos consumidores os ganhos de produtividade estimados para o próximo período tarifário. Por meio da aplicação do fator X sobre o IGP-M estabelecem-se as novas tarifas máximas permitidas, condizentes com o regime de regulação por incentivos *price-cap* híbrido² adotado pelo regulador.

O fator X é composto das parcelas Xa , Xc e Xe . A primeira parcela (Xa) refere-se ao ajuste do componente mão-de-obra pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA); a segunda parcela (Xc) incorpora o fator qualidade e desempenho da concessionária; e o último componente (Xe) representa o conceito de eficiência econômica e produtividade.

O fator Xe é obtido através da aplicação do método de fluxo de caixa descontado do tipo *forward looking*, e consiste na metodologia usual de avaliação de empresas [ver Damodaran (2002)], que iguala o valor presente dos fluxos de caixa, livres de impostos, penalizados pelo fator X e acrescidos do valor residual, ao valor da base de remuneração regulatória líquida, determinada no momento da revisão.

Já o processo de reajuste tarifário é estabelecido anualmente entre o período de revisões e tem por objetivo ajustar a tarifa de acordo com o índice geral de preços, corrigido pelo fator X , estimado no processo de revisão.

A fórmula a seguir apresenta o índice de reajuste tarifário (IRT), onde VPA_1 corresponde ao valor da parcela A , considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do “mercado de referência” (mercado de energia garantida nos 12 meses anteriores ao reajuste); RA_0 correspondendo à receita anual, considerando-se as tarifas homologadas na “data de referência anterior” e o “mercado de referência”, não incluindo o ICMS; VPB_0 ao valor da parcela B , expresso como a diferença entre RA_0 e VPA_0 ; IVI ao índice IGP-M referente ao período do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “data de referência anterior”, e X ao fator X estabelecido no processo de revisão tarifária periódica.

$$IRT(\%) = \frac{VPA_1 + VPB_0 \cdot (IVI \pm X)}{RA_0}$$

2. A regulação brasileira é definida como híbrida uma vez que a parte da tarifa correspondente à parcela A é repassada aos consumidores na data dos reajustes anuais, enquanto a parcela B é reposicionada nos períodos de revisão tarifária e reajustada anualmente por meio do componente $(IGP-M - X)$.

Observe que o reajuste repassa a totalidade do aumento da parcela *A* no período enquanto a parcela *B* é corrigida pelo índice de preços ajustado pelo fator *X*. Portanto, o reajuste poderá ser maior ou menor que o índice de inflação dependendo do aumento na participação dos custos referentes à parcela *A*.

Finalmente, cabe mencionar que a cada reajuste ou revisão tarifária são adicionados ou subtraída do valor da tarifa os componentes financeiros correspondentes à Conta de Compensação de Variação de Valores de itens da parcela *A* (CVA), para compensar os efeitos financeiros entre as datas de reajustes tarifários para os itens da parcela *A*; conta especial para compensar os custos administrativos durante o período do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica (Percee) (acionamento de energia elétrica); e Recomposição Tarifária Extraordinária para recompor a receita da concessionária durante o racionamento de energia em relação ao montante relativo à compra de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) durante o Percee.

3 TAXA DE REMUNERAÇÃO DE CAPITAL

A taxa de remuneração ou custo de capital é um parâmetro-chave em indústrias reguladas e deve ser entendida como *a taxa de retorno que espelhe o risco do setor em que se insere a empresa e seus serviços, de forma a garantir a atratividade adequada aos investidores*. Essa atratividade torna possíveis a qualidade e a expansão do serviço público, fatores que são condicionantes para um crescimento econômico sustentado.

Estabelecer o custo de capital abaixo do nível real do custo de oportunidade pode inviabilizar economicamente os novos investimentos para as empresas do setor. Tal fato pode acarretar maior pressão sobre o negócio regulado, levando a uma redução de investimentos para níveis subótimos e a uma conseqüente degradação da qualidade do serviço. Por outro lado, se a taxa de retorno é sobreestimada ao considerar-se um risco maior que o daquele realmente verificado, o negócio regulado irá se apropriar de uma rentabilidade superior ao custo de capital adequado, acarretando uma distorção dos sinais de preços, tanto para consumidores, quanto para investidores, resultando em uma subalocação dos recursos e níveis de eficiência produtiva. Em última instância, redução de bem-estar para a sociedade.

O primeiro passo a ser adotado para a estimativa do custo de capital é observar que opção metodológica é capaz de atender a um conjunto de princípios gerais, tais como objetividade, transparência, robustez e pragmatismo; que seja operacional e facilmente implementável; esteja em linha com as práticas amplamente aceitas e com a experiência internacional; e, finalmente, que seja baseada em sólida fundamentação teórica. A discussão aqui apresentada será norteada por todas essas diretrizes.

Atualmente, a metodologia-padrão para se estimar o custo de capital, especialmente de setores regulados, compreende os modelos WACC e o CAPM. De fato, essa é a modelagem utilizada pela quase totalidade de agências reguladoras, na Inglaterra, Austrália, Nova Zelândia, Estados Unidos, Espanha, Argentina e Chile. O WACC engloba a remuneração de todo o capital da empresa regulada e, como tal, abrange tanto a parcela da remuneração relativa ao capital próprio quanto o de terceiros, incluindo-se os benefícios fiscais gerados pelo endividamento.

Ao avaliar se o WACC deve ser nominal ou real ou se deve ser antes de impostos ou após impostos, o regulador deve ter em mente que o custo de capital deve ser expresso de forma consistente com a definição da metodologia de base de remuneração.

Na sua forma usual (*vanilla* WACC), o custo de capital é expresso em termos nominais e após impostos, conforme apresentado a seguir:³

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

onde:

r_E = custo de capital próprio;

r_D = custo do capital de terceiros;

τ^* = alíquota marginal corporativa 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 corporativos sobre a estrutura de capital da empresa regulada. As decisões inerentes à estimação de cada um desses tópicos são apresentadas nas subseções seguintes.

3.1 A REMUNERAÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO – CAPM

A relação entre risco e retorno é uma das principais discussões na teoria de finanças, que postula que quanto maior o risco percebido em um ativo maior o retorno requerido pelo investidor racional para assumir esse risco. Essa regra geral aplica-se tanto a um investidor marginal como a corporações cujo objetivo consiste na maximização da riqueza de seus acionistas. Existem, no entanto, formas distintas de se apurar essa relação.

Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1966) desenvolveram o CAPM a partir dos princípios de diversificação de carteiras de Markowitz (1952), sendo até hoje o modelo mais usual para estimação da parcela de remuneração do capital próprio.

O CAPM estabelece que, em um mercado completo e competitivo, a remuneração exigida por um investidor marginal e diversificado varia em proporção direta com a medida do risco sistemático do investimento. Por risco sistemático, entende-se o risco residual não eliminado através de uma estratégia de diversificação. Esse ponto é crítico no entendimento sobre a remuneração de capital, uma vez que a simples existência de riscos não implica um maior retorno requerido ou demandado.

O CAPM tem como principal vantagem a sua simplicidade, porém é muitas vezes criticado pelas suas fortes pressuposições. Segundo as premissas do modelo, o

3. Existe um grande debate sobre a utilização de aspectos específicos do arcabouço tributário brasileiro na formação do WACC, em particular a questão do juro sobre o capital próprio. Optamos neste trabalho por usar a abordagem simplificada e amplamente aceita internacionalmente. A justificativa consta no Apêndice A.

investidor é racional (maximiza a sua riqueza), avesso ao risco, tomador de preços e detentor de expectativas homogêneas. Pressupõe-se ainda que o mercado é líquido, sem imperfeições (impostos e custos de transação) e composto de ativos divisíveis cujos retornos apresentam distribuição normal. Além disso, considera-se que existe um ativo livre de risco, a partir do qual os investidores podem se endividar ou emprestar à mesma taxa.

Modelos alternativos foram criados com o intuito de superar as deficiências do CAPM, entretanto, até o presente momento, ele permanece como a metodologia mais usual e largamente empregada. Dentre os modelos alternativos, destacam-se os modelos multifatorial Arbitrage Pricing Theory (APT), desenvolvido inicialmente por Ross (1976), o de dividendos Dividend Growth Model (DGM) proposto inicialmente por Gordon (1962); e o D-CAPM desenvolvido por Estrada (2000 e 2001) que utiliza como medida de risco o Downside Beta, avaliando somente o risco de perda sistemático na tentativa de aplicação aos mercados emergentes.

O APT é um modelo multifator que permite diversas variáveis explicativas para o retorno do ativo que não somente o índice da carteira de mercado. Dentre essas variáveis destacam-se fundamentos macroeconômicos e variáveis relacionadas à liquidez internacional. Uma vantagem bastante ressaltada pelos seus adeptos reside na possibilidade de levar em conta o impacto do tamanho da empresa em seu risco. A inspiração para essas afirmativas vem de trabalhos empíricos como Fama e French (1992 e 1996), que examinam inúmeros mercados e chegam à conclusão de que firmas menores possuem retornos médios mais altos do que firmas maiores.

Conta a favor do CAPM o fato de que os resultados de Fama e French (1992 e 1996) não constituem um consenso. Autores como Black (1993) e MacKinlay (1995), por exemplo, questionam a generalidade dos resultados argumentando a existência de problemas na amostra considerada nos trabalhos de Fama e French. Ao se considerarem os mercados emergentes, os resultados empíricos a favor do efeito tamanho são ainda mais fracos como evidenciados em Claessens, Dasgupta e Glen (1993, 1995 e 1998) e Barry *et alii* (2002). Os próprios autores Fama e French (1998) encontraram diferenças estatisticamente insignificantes, ainda que positivas, nos retornos das firmas pequenas e das grandes em países em desenvolvimento.

O modelo DGM baseia-se na extração de informações de mercado para estimar o custo de capital próprio através do modelo de avaliação por fluxo de caixa descontado. Esse modelo estabelece que o preço de uma ação é equivalente ao somatório dos fluxos de dividendos futuros descontados, gerados pela ação numa perpetuidade. A taxa de desconto que iguala o somatório desses fluxos ao preço de mercado da ação, naquele momento, é precisamente o custo do capital próprio.

O DGM tem sido cada vez menos utilizado em revisões tarifárias. Dentre as críticas ao DGM estão a arbitrariedade na estimação dos fluxos esperados de dividendos (ou de forma semelhante à sua taxa de crescimento) e o problema da circularidade, uma vez que os próprios dividendos distribuídos dependem do custo de capital próprio da empresa [Chisari, Pardina e Rossi (1999)].⁴

4. O custo de capital é estimado para o cálculo da tarifa do serviço que, por sua vez, define a receita bruta da empresa regulada que tem relação direta com a previsão de distribuição de dividendos.

Conforme exposto, diversas controvérsias ainda permanecem em torno de qual é a metodologia apropriada para a estimação do custo de capital próprio. Entretanto, recomendamos o uso do CAPM adaptado ao mercado brasileiro uma vez que essa é a metodologia mais utilizada por agências reguladoras internacionais, inclusive pela Aneel.

3.2 CAPM GLOBAL OU LOCAL?

A primeira decisão defrontada pelos adeptos dos modelos CAPM para estimar a taxa de remuneração do capital próprio em países emergentes é a opção pela abordagem de mercado local ou global.

A abordagem local pressupõe que a empresa analisada é relativamente isolada e que suas transações são subordinadas ao mercado financeiro do local em que ela atua. Essa abordagem se vale de variáveis extraídas do próprio local de atuação da empresa. No caso brasileiro corresponderia, por exemplo, à utilização da Selic ou CDI como taxa livre de risco e de betas extraídos a partir da própria Bovespa.

A hipótese de eficiência de mercado, implícita na metodologia do CAPM, é bastante controversa na prática, especialmente na análise de empresas reguladas em mercados emergentes. Segundo Pereiro (2001), ao se usar o CAPM para estimar o custo de capital próprio de empresas pertencentes a mercados emergentes, muitas vezes não é claro se as hipóteses de eficiência dos mercados são válidas. Em geral, os mercados acionários dos países emergentes são pequenos, concentrados, possuem baixa liquidez e pouca representação para a economia como um todo. Além disso, apresentam séries históricas de curto período e voláteis, devido à existência de inúmeras quebras estruturais como abertura econômica, políticas de controle inflacionário e mudanças de regime cambial. Por fim, geralmente as normas contábeis locais ainda não estão em conformidade com as diretrizes internacionais do International Financial Reporting Standards (IFRS).⁵

*Recomendamos o uso do CAPM global utilizando o mercado acionário americano, representado pelo índice S&P500, composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova York, e com ajuste para o mercado brasileiro.*⁶

4 CÁLCULO DOS COMPONENTES DO CAPM

O custo de capital próprio (r_E) é dado pelo CAPM global ajustado ao mercado brasileiro de energia elétrica conforme a fórmula a seguir:

$$r_E = r_f + \underbrace{\beta_{BR}^{\text{Realavancado}} \left(\overline{r_M} - r_f \right)}_{\text{CAPM_GLOBAL}} + \underbrace{r_p + r_{reg}}_{\text{AJUSTE}}$$

onde:

r_f = taxa livre de risco;

$\beta_{BR}^{\text{Realavancado}}$ = beta alavancado com a estrutura de capital brasileira;

$\overline{r_M} - r_f$ = prêmio de risco de mercado;

5. Para maiores detalhes, ver o relatório do Global Financial Stability Report (2005).

6. Como comparação, calculamos no Apêndice B o custo de capital utilizando o CAPM local.

r_p = risco país; e

r_{reg} = risco regulatório local do setor.

4.1 MÉDIA HISTÓRICA OU *FORWARD LOOKING*?

Conforme podemos depreender de NECG (2003), Coutinho e Oliveira (2002) e outros trabalhos que tratam da experiência internacional, apesar das limitações, as *médias históricas* são de longe a forma mais usual de se estimarem os componentes do CAPM no âmbito da regulação. Trabalhos como de Wright, Mason e Miles (2003) revelam ainda grande ceticismo a respeito de métodos *forward looking* (e intrinsecamente arbitrários) como o DGM.

4.2 PERÍODO E TIPO DE MÉDIA

Segundo Camacho (2004), para adoção do modelo CAPM, é necessário definir dois elementos: o período de análise e a média a ser empregada para os cálculos.

4.2.1 Período

De acordo com Harrington (1985), uma das fortes hipóteses subjacentes ao CAPM é que os investidores têm horizontes de investimento iguais. Mais especificamente, o modelo pressupõe que investidores comprem todos os ativos da carteira em um determinado período do tempo e os vendem em um mesmo ponto do futuro. Nesse sentido, os componentes do CAPM correspondem a valores esperados para o horizonte temporal do modelo.

Portanto, a escolha do período a ser utilizado para a implementação do CAPM é de extrema importância. Sabe-se que o modelo CAPM é um modelo de período único e portanto *as séries utilizadas devem ser construídas observando-se a consistência temporal. Períodos curtos refletem demasiadamente a conjuntura, enquanto períodos muito longos podem refletir regimes econômicos muito distintos do que se verifica no médio prazo. Além disso, sempre que possível, as estimações devem levar em consideração a maturação de investimentos pertencentes à indústria em análise.*

4.2.2 Média aritmética ou geométrica?

Basicamente, existem duas alternativas para essa estimação: a média aritmética e a média geométrica.

O retorno de um ativo financeiro j no momento t pode ser expresso de acordo com a fórmula a seguir, onde $P_{j,t}$ é o preço de j no período t :

$$R_{j,t} = \frac{P_{j,t}}{P_{j,t-1}} - 1$$

A média aritmética de uma série de retornos é:

$$MA = \frac{R_{j,1} + R_{j,2} + \dots + R_{j,n}}{n}$$

Enquanto a média geométrica é:

$$MG = \left\{ \left[(1 + R_{j,1}) * (1 + R_{j,2}) * \dots * (1 + R_{j,n}) \right]^{1/n} \right\} - 1$$

Segundo Chisari, Pardina e Rossi (1999), a média aritmética de uma série de retornos passados apresenta um desvio superior, ou seja, superdimensiona o verdadeiro retorno médio passado. Já a média geométrica não apresenta desvio. Dessa forma, caso se deseje obter o retorno médio passado de um ativo, o correto é utilizar a média geométrica.

Entretanto, o que nos interessa não é o retorno médio passado de um ativo e sim o retorno médio futuro (abordagem *forward looking*). Os retornos futuros, por construção, não são conhecidos e constituem-se variáveis aleatórias. Para obter a média de uma variável aleatória a média aritmética é a correta.

Recomendamos nesse estudo a adoção da média aritmética como a medida mais correta de uma série de retornos.

4.3 TAXA LIVRE DE RISCO (r_f)

A taxa livre de risco deve ser calculada através de um ativo sem risco ou de menor risco possível que tenha uma *duration* próxima à de projetos do setor de energia. Usualmente considera-se como *proxy* de ativo sem risco o bônus do governo americano de dez anos. A utilização de vencimentos menores do que dez anos implicaria desconsiderar as particularidades do setor em que se está investindo [Lally (2002)].

Considerando-se a média aritmética diária das taxas anuais do bônus do governo americano de maturidade constante de dez anos, desde janeiro de 1995 até dezembro de 2005, obteve-se a taxa de juros média anual de 5,3%.

4.4 O PRÊMIO DE RISCO DE MERCADO ($\overline{r_M} - r_f$)

Para a estimação do prêmio de risco de mercado, o padrão consiste em subtrair a taxa livre de risco encontrada anteriormente do retorno médio anual da série histórica dos retornos diários do S&P500 – índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova York.

O prêmio de risco de mercado dos Estados Unidos tem apresentado uma variação significativa no passado recente. Dessa forma, utilizar uma série histórica de curto prazo não é aconselhável. Por outro lado, a utilização de uma série muito longa atenua os impactos recentes da conjuntura do mercado acionário dos Estados Unidos.

Segundo Wright, Mason e Miles (2003), ao avaliar médias históricas, tanto do prêmio de risco quanto da taxa livre de risco, é importante tratá-las de maneira consistente. Ainda segundo os autores, são comuns argumentos de que o prêmio de

risco histórico sobreestima o verdadeiro prêmio de risco ao passo que subestima a taxa livre de risco em função do impacto de choques assimétricos. Períodos díspares entre essas duas variáveis podem viesar o resultado. O exemplo utilizado pelos autores para ilustrar esse tipo de equívoco refere-se ao trabalho de Giles e Butterworth (2002), em nome da T-Mobile, que baseava o prêmio de risco em uma série muito longa e a taxa livre de risco em uma série muito curta. Isso acabava inflando o resultado.

Portanto, neste trabalho optamos por adotar um intervalo similar ao utilizado para o cálculo da taxa livre de risco. *O prêmio de risco de mercado estimado equivale a 5,9%.*

4.5 BETA (β)

Segundo Brealey e Myers (2003), o beta reflete basicamente dois tipos de risco: o risco do negócio e o risco financeiro. O risco do negócio pode ser definido como o grau de incerteza em relação à projeção do retorno sobre o ativo total inerente ao negócio, que não pode ser eliminado por diversificação. O risco financeiro é o risco adicional devido ao uso de capital de terceiros no financiamento do projeto, isto é, o risco adicionado ao projeto devido a alavancagem financeira ou risco de preços.

O cálculo do beta a ser usado para determinação da taxa de retorno do CAPM envolve vários passos.

Em primeiro lugar, calcula-se o beta de empresas do setor de energia elétrica americano. Os betas encontrados são os betas alavancados, isto é, os betas das empresas considerando-se a estrutura de capital existente, que exprime os riscos de negócio e financeiro da empresa.

O segundo passo é desalavancar os betas, utilizando-se o grau de alavancagem de cada empresa e a alíquota marginal de impostos, obtendo-se assim, o beta desalavancado, $\beta_i^{Desalavancado}$, associado exclusivamente ao risco do negócio. De acordo com a fórmula a seguir, onde $\beta_i^{Alavancado}$ é o beta estimado, E_i é o valor do capital próprio (patrimônio líquido) e D_i o valor do capital de terceiros (dívidas financeiras totais) da empresa i , ambos de preferência em valores de mercado, e T a alíquota de impostos de renda corporativos do país em que a empresa estiver inserida.

$$\beta_i^{Desalavancado} = \left(\frac{\beta_i^{Alavancado}}{1 + \frac{D_i}{E_i}(1-T)} \right)$$

A terceira etapa consiste no cálculo da média aritmética desses betas, cujo resultado será o beta desalavancado médio ou beta médio de negócio do setor de energia elétrica americano, onde I é o número de empresas da área de negócio que estiver sendo analisada.

$$\beta_{US}^{Desalavancado} = \frac{\sum_{i=1}^I \beta_i^{Desalavancado}}{I}$$

A Tabela 1 mostra o cálculo do beta desalavancado atualizado para o setor de energia elétrica americano. A alíquota marginal de impostos adotada equivale a 40% segundo o relatório KPMG's Corporate Tax Rates Survey (2004).

TABELA 1
BETA EMPRESAS AMERICANAS
[em %]

Empresas	$\beta_i^{Alavancado}$	D/E	$\beta_i^{Desalavancado}$
Allegheny Energy	0,94	83,76	0,63
American Elec Power	0,57	74,98	0,39
Aquila	0,76	136,97	0,42
CenterPoint Energy	0,53	192,14	0,25
Constellation Eng	0,64	46,48	0,50
Dominion Resources	0,4	62,13	0,29
DTE Energy	0,34	104,96	0,21
Duke Energy	0,93	59,36	0,69
Edison Intl	0,92	61,66	0,67
Energy East	0,46	106,83	0,28
Entergy	0,46	63,21	0,33
FirstEnergy	0,38	61,26	0,28
FPL	0,4	65,40	0,29
G't Plains Energy	0,49	50,94	0,38
Hawaiian Electric	0,4	130,84	0,22
Idacorp	0,62	86,46	0,41
Northeast Utilities	0,43	128,99	0,24
NSTAR	0,43	91,46	0,28
OGE Energy	0,4	65,10	0,29
Pepco Hldgs	0,63	127,12	0,36
Pinnacle West Cap	0,64	78,57	0,43
PNM Resources	0,71	107,00	0,43
PPL	0,57	65,86	0,41
Progress Energy	0,41	94,25	0,26
Puget Energy	0,47	109,29	0,28
Southern Co	0,1	54,04	0,08
TECO Energy	0,74	109,91	0,45
TXU	0,36	56,01	0,27
Westar Energy	0,63	78,64	0,43
WPS Resources	0,42	51,31	0,32
Média	53,93	86,83	35,84

Fonte: Bloomberg. Beta diário de regressão considerando-se o período de cinco anos com índice S&P 500, em janeiro de 2006. O índice D/E equivale ao valor de mercado do patrimônio líquido (E) e ao valor de mercado das dívidas financeiras totais onerosas (D).

O Beta médio desalavancado do mercado americano ($\beta_{US}^{Desalavancado}$) atualizado foi estimado em 35,84%.⁷

A última etapa consiste em realavancar o beta estimado para o mercado brasileiro. Para tal necessita-se da estrutura de capital do mercado. Como cada concessionária apresenta uma estrutura de capital, optamos por calcular a estrutura de capital média adotada pelas concessionárias brasileiras nos últimos seis anos. Ao contrário da estimação da estrutura de capital americana, onde se utilizaram valores de mercado para o patrimônio líquido, valores contábeis são agora utilizados, de forma a minimizar os problemas advindos da baixa liquidez do mercado brasileiro. A Tabela 2 a seguir mostra a evolução da estrutura de capital próprio das concessionárias brasileiras desde 2000.

TABELA 2
EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE CAPITAL PRÓPRIO (E/V)
[em %]

Concessionárias	2000	2001	2002	2003	2004	2005 ^a
AES Sul	6,35	20,39	-	-	-	-
Ampla	37,98	24,23	40,31	42,30	59,73	56,33
Bandeirante	42,83	44,94	56,37	56,72	51,73	49,85
Caiua	39,02	54,60	45,22	39,31	25,77	56,21
Ceb	94,10	83,17	70,62	50,97	48,33	43,86
CEEE	46,80	42,87	27,01	21,49	24,90	29,41
Celesc	83,29	81,16	93,52	94,33	82,96	85,34
Celg	42,87	24,75	-	7,99	17,40	18,94
Celipa	54,53	68,90	64,15	67,89	67,44	78,21
Celpe	77,89	67,03	57,78	58,07	55,70	54,79
Cemat	42,85	59,77	52,73	52,21	53,12	67,68
Cemig	82,38	74,78	63,62	63,59	63,65	99,08
Coelba	71,68	71,49	65,75	51,86	52,18	57,57
Coelce	85,22	73,30	59,62	62,27	64,12	57,07
Copel	78,02	88,48	77,26	79,12	81,46	82,21
Cosern	65,53	57,37	48,56	53,55	49,54	52,12
Piratininga	-	27,43	34,75	45,72	54,85	55,57
Elektro	90,91	74,42	-	22,41	50,89	75,15
Eletropaulo	58,36	51,21	33,29	40,35	40,06	42,73
Enersul	61,82	55,05	45,71	49,10	51,85	54,96
Escelsa	44,32	37,79	10,33	17,83	23,22	33,33
Cataguazes	63,38	50,98	49,43	48,65	44,09	54,05
Light	27,85	-	11,93	7,34	6,29	7,66
Paulista	89,17	64,53	46,25	50,95	39,54	43,19
RGE	81,40	80,32	66,79	71,68	70,06	64,72
Média	61,19	57,46	50,96	48,15	49,12	55,00

Fonte: Economática. Dados contábeis do demonstrativo financeiro não consolidado relativos à razão do patrimônio líquido (PL) e da soma deste com dívidas financeiras totais. Dados referentes a PL negativos foram eliminados da amostra.

^a Demonstrativo financeiro referente a setembro de 2005.

7. A presente estimação está abaixo da estimação do beta médio setorial desalavancado das empresas de distribuição de energia elétrica do mercado americano, apresentada pelo professor Damodaran em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (47% em janeiro de 2005) porém superior ao beta utilizado pela Aneel (15,90%).

Levando-se em conta a estrutura média desde 2000 temos para o índice $\frac{\overline{D}}{E}$ o valor de 84,41%. A partir da alíquota de 34% de impostos, composta de 25% de alíquota de imposto de renda (IRPJ) e 9% de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), o beta realavancado à estrutura de capital brasileira pode ser obtido através da fórmula a seguir.

$$\beta_{BR}^{Realavancado} = \beta_{US}^{Desalavancado} \left(1 + \frac{\overline{D}}{E} (1 - T) \right)$$

A estrutura de capital brasileira adotada equivale a 53,65% de capital próprio e 46,35% para capital de terceiros, implicando um beta realavancado para o Brasil de 56,3%.

5 O CAPM AJUSTADO AO MERCADO BRASILEIRO

Nesta seção descrevemos o ajuste necessário ao CAPM devido ao mercado brasileiro, conforme descrito anteriormente.

5.1 O AJUSTE PARA O RISCO PAÍS

Ao se considerar o CAPM global para estimação do custo de capital em mercados emergentes enfrenta-se a questão sobre a existência de um prêmio de risco adicional, requerido pelos investidores em países emergentes, em detrimento de investimentos semelhantes em mercados maduros. Caso o risco país não possa ser diversificado, seja pelo fato de o investidor não se encontrar globalmente diversificado, ou ainda devido aos mercados estarem cada vez mais correlacionados, ele deve ser adicionado ao custo de capital da empresa. Essa é a abordagem usual praticada pelos analistas do mercado financeiro como apresentado em Damodaran (2003).

O risco país deve captar todas as barreiras à integração dos mercados financeiros como os custos de transação, custos de informação, controle de capitais, leis sobre tributação que discriminam por país de residência, risco de moratória e risco de futuros controles cambiais [Frankel (1991)]. Percebe-se que o risco de *default* do país deve ser considerado, pois se entende que existe uma alta correlação entre o risco de *default* de um país e as atividades reguladas. Um claro exemplo é o que vem ocorrendo com as empresas reguladas na Argentina após 2001.

Em geral, é comum adotar medidas de risco de crédito como *proxy* para o risco país. Uma importante referência para análise do risco de crédito em mercados emergentes surgiu a partir da introdução do índice Emerging Markets Bond Index (EMBI) publicado pelo banco de investimento americano JP Morgan. O índice EMBI equivale ao retorno total de títulos denominados em dólar relativos à renegociação da dívida externa brasileira (*Bradies*) nos mercados emergentes e que satisfazem a uma série de critérios de liquidez. O índice EMBI+ relaxa alguns critérios de liquidez do EMBI e incorpora mais instrumentos em sua composição. O índice EMBI+ de cada país, publicado como *stripped spreads*, consiste na diferença em pontos-base entre um título com risco emitido pela entidade soberana e um instrumento sem risco de características similares (títulos do governo americano de

mesma duração), onde o valor presente do fluxo de colaterais é removido. Uma vez que colaterais equivalem a um tipo de seguro e não estão sujeitos ao risco soberano.

Recomendamos o ajuste do CAPM à totalidade do risco país representado pela totalidade do índice Emerging Markets Bonds Index Plus relativo ao Brasil (EMBI+Brazil) ao contrário do índice parcial adotado pela Aneel.

A principal dificuldade operacional que o regulador se defronta ao utilizar essa série refere-se ao fato de que ela é bastante curta, começando somente em janeiro de 1998. Além disso, entende-se que o efeito decorrente da quebra de regime de câmbio fixo para flutuante em 1999 deva ser expurgado da série. Por fim, uma série ainda mais curta não seria coerente com as decisões de investimentos de longo prazo relativas ao setor e também por entender que atribuiríamos peso exacerbado ao período atípico recente de excesso de liquidez internacional. Porém, devido à queda considerável do risco país nos últimos anos, muito se argumenta que a utilização de uma série mais curta refletiria, de forma mais realista, o cenário macroeconômico para os próximos anos. Dessa forma, consideramos três cenários:

- a) Após as eleições presidenciais de 2002 (jan./2003 – dez./2005);
- b) após a consolidação do regime de câmbio flexível (jan./2000 – dez./2005); e
- c) após o Plano Real (jan./1995 – dez./2005).⁸

A média diária dos *spreads* está mostrada na Tabela 3:

TABELA 3
RISCO PAÍS (bp)

Cenários	Risco país
I	598
II	799
III	809

Fonte: JP Morgan.

5.2 O AJUSTE PARA O RISCO REGULATÓRIO

O modelo CAPM assume que o risco sistemático a ser remunerado pelo mercado apresenta uma distribuição simétrica, já que usualmente os riscos assimétricos podem ser eliminados através de uma estratégia de diversificação. Entretanto, como enfatizado em NECG (2003), caso os riscos assimétricos não possam ser mitigados, estes deverão ser assumidos pelo investidor e existe um forte argumento a favor de um prêmio de risco atuarial contra esses riscos. O risco regulatório é um exemplo de risco assimétrico, uma vez que, consensualmente, o retorno positivo potencial gerado pela regulação é usualmente menor do que o retorno negativo potencial para a empresa regulada. Wright, Mason e Miles (2003) alertam que o risco regulatório somente é incorrido quando as ações do regulador introduzem risco sistemático para empresa e Grout e Zalewska (2005) mostram como o efeito de mudanças regulatórias impacta o risco do negócio.

8. A série foi construída agregando-se ao EMBI+ Brasil a série de EMBI Brasil até final de 1997.

A quantificação desses riscos, embora reconhecidamente necessária, não encontra consenso sobre a metodologia mais adequada à sua estimação.

Entre os diversos modelos existentes para tal destacam-se aqueles que argumentam em favor de acréscimos adicionais sobre os betas de empresas situadas em regimes regulatórios de maior poder de incentivo em detrimento daqueles de menor poder de incentivo. Esse argumento considera que todo o risco regulatório está embutido na diferença de risco sistemático entre esses dois mercados.

Segundo Green e Pardina (1999), os regimes regulatórios em uma escala de risco (ou incentivos) se encontram dentro de dois extremos, sendo o *Rate of Return* o de menor risco e o *Price Cap* o de maior risco. O regime de *Rate of Return*, como o próprio nome indica, é uma regulação em que se estabelece uma taxa de retorno garantida para a firma regulada. Dessa forma, pode-se dizer que o incentivo que a firma tem em se tornar eficiente é praticamente nulo. Já a regulação do tipo *Price Cap*, pertence à classe das chamadas regulações por incentivo em que a firma regulada é levada a uma eficiência produtiva maior, a qual é compartilhada entre as firmas e consumidores. Por esse motivo, as firmas que estão sob uma regulação *Price Cap* atuam em um ambiente de maior risco se comparado ao ambiente de taxa de retorno garantida e, portanto, requerem uma remuneração maior, de forma a compensar esse risco adicional. Wright, Mason e Miles (2003) concluem apontando o fato de que em presença de incertezas nos custos o regime do tipo *Price Cap* aumenta o risco sistemático (beta) das empresas.

Atualmente, o mercado de energia elétrica no Brasil é norteado através de uma regulação do tipo *Price Cap híbrido*. Dessa forma, torna-se necessário estimar o custo de capital por meio de um mercado em que as empresas do setor elétrico estejam sob esse mesmo tipo de regulação, ou ajustar o custo de capital ao risco de um ambiente *Price Cap*.

Quando se fala em tradição regulatória em mercados elétricos já desenvolvidos existem dois pontos de referência: o mercado *norte-americano* e o mercado *inglês*.

No primeiro, temos um mercado extremamente líquido e amplamente utilizado em estimações de custo de capital. Entretanto, o mercado norte-americano de energia elétrica está sob a regência de uma regulação *Rate of Return*, a qual é distinta da regulação brasileira. A sua utilização requer então o ajuste a um ambiente de preço teto. Por outro lado, o mercado inglês tem a vantagem de apresentar o mesmo tipo de regulação que é implementada no Brasil. A sua utilização tornaria desnecessário o ajuste a outro ambiente regulatório. Porém, a dificuldade de obtenção de séries e um mercado menos líquido pesam contra o mercado inglês.

Outros modelos incluem a adoção do maior estimador para a medida de beta, como prêmio de risco regulatório adicional, e finalmente o entendimento de risco regulatório em mercados emergentes, como o acréscimo de risco sistemático (beta) percebido pela empresa regulada após um certo período de investimento no mercado em questão, como sugerido em Estache, Guasch e Trujillo (2003).⁹

9. Os autores sugerem um prêmio de risco regulatório que varia de 2,5% a 4%.

Recomendamos que o ajuste do CAPM ao risco regulatório seja estimado através da diferença entre os betas desalavancados médios do mercado americano e inglês, como faz a Aneel.¹⁰

O ajuste referente ao risco regulatório é representado pela fórmula a seguir:

$$r_{reg} = (\beta_{UK}^{Desalavancado} - \beta_{US}^{Desalavancado}) \cdot (\overline{r_M} - r_f)$$

A Tabela 4 ilustra as empresas inglesas consideradas para o cálculo do risco regulatório, bem como os respectivos betas e estrutura de capital.

Para o cálculo dos betas desalavancados ingleses a única diferença com relação ao cálculo dos betas desalavancados americanos é a alíquota de impostos que passa de 40% para 30% conforme relatório da KPMG's Corporate Tax Rates Survey (2004).

TABELA 4
BETA EMPRESAS INGLESAS
[em %]

Empresa	$\beta_{UK}^{Alavancado}$	D/E	$\beta_{UK}^{Desalavancado}$
International Power PLC	1,59	58,83	1,13
Jersey Electricity CO-CL A	0,49	0	0,49
National Grid Transco PLC	1,11	83,54	0,70
Scottish Power PLC	0,96	66,09	0,66
Scottish & Southern Energy	0,74	19,12	0,65
Viridian Group PLC	0,52	44,23	0,40
XP Power PLC	0,43	12,72	0,39
Média			63,11

Fonte: Bloomberg. Beta diário de regressão considerando-se o período de cinco anos com índice FTSE 100, em janeiro de 2006. O índice D/E equivale ao valor de mercado do patrimônio líquido (E) e ao valor de mercado das dívidas financeiras totais onerosas (D).

O Beta médio desalavancado, atualizado do mercado inglês ($\beta_{UK}^{Desalavancado}$), foi estimado em 63,11%.¹¹

A estimação do prêmio de risco regulatório é apresentada na Tabela 5.

TABELA 5
CÁLCULO DO PRÊMIO DE RISCO REGULATÓRIO
[em %]

$\beta_{UK}^{Desalavancado}$	$\beta_{US}^{Desalavancado}$	Risco de mercado ($\overline{r_M} - r_f$)	Risco regulatório r_{reg}
63,11	35,84	5,9	1,6

10. Considerar o risco regulatório como a diferença entre os betas alavancados americano e inglês, multiplicado pelo prêmio de risco, seria o mesmo que considerar um modelo CAPM com o beta médio alavancado inglês multiplicado pelo prêmio de risco americano. Nesse caso, estaríamos considerando que o risco regulatório envolve não só o risco de negócio como também o risco de preço. Ver mais detalhes em Camacho (2004). Nesse caso, optamos pelo conservadorismo e consideramos apenas o risco de negócio.

11. Consistente com o beta desalavancado médio do mercado inglês adotado pela Aneel (58,8%).

5.3 O AJUSTE PARA O RISCO CAMBIAL

Conforme colocado, o modelo CAPM adotado neste trabalho e padrão na literatura de finanças mostra que apenas o risco sistemático, ou risco do negócio, deve ser remunerado pelo mercado. Riscos assimétricos são usualmente eliminados através de estratégias de diversificação e caso não possam ser mitigados, deverão ser assumidos pelo investidor, existindo forte argumento a favor de um prêmio de risco adicional na remuneração do seu custo de oportunidade de capital.

Na metodologia apresentada pela Aneel para remuneração de capital, no primeiro ciclo de revisões tarifárias (2003-2004), foi considerado um modelo onde o risco país não foi adotado em sua totalidade adicionando-se separadamente o risco cambial de forma *ad hoc*.

Gostaríamos de salientar que a adoção da totalidade do risco país, além de ser uma forma consagrada na teoria de finanças em se tratando de economias em desenvolvimento, aliada à legislação vigente sobre a questão dos reajustes tarifários e ainda ao pleno desenvolvimento do mercado de derivativos financeiros no mercado brasileiro, torna-se desnecessário o acréscimo de um prêmio de risco cambial ao custo de capital estimado pelo regulador.

Os pontos a seguir ilustram nosso argumento:

a) O processo de reajuste anual da tarifa das concessionárias estabelece como indexador o IGP-M, publicado pela Fundação Getulio Vargas (FGV). Em sua composição o IGP-M apresenta o Índice de Preços por Atacado (IPA), altamente influenciado pelas variações cambiais, com peso de 60%; o Índice de Preços ao Consumidor (IPC), com peso de 30%; e o Índice Nacional de Custo de Construção (INCC), representando 10%. Portanto, o IGP-M já repassa parcialmente às tarifas os efeitos das variações cambiais. Por esse motivo, pode-se argumentar que o prêmio de risco cambial não deve ser remunerado no custo de capital estimado pelo regulador, por não apresentar risco adicional para os investidores.

b) Mecanismos de proteção cambial como contratos de *swaps*, futuros e opções estão mais que desenvolvidos no mercado financeiro de derivativos brasileiro, em especial na Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF), cabendo a sua efetiva utilização às decisões estratégicas e de governança de cada concessionária em relação a questões como gerenciamento e alocação de riscos. Portanto, é questionável se o câmbio, de fato, constitui risco não-diversificável.

c) Finalmente, mesmo que se acredite no acréscimo de um prêmio relativo ao risco cambial à taxa de remuneração de capital do ente regulado, em muitos casos as metodologias existentes são pouco robustas para serem aplicadas no âmbito da regulação. A metodologia utilizada pela Aneel no caso do setor elétrico, por exemplo, corrobora essa crítica. Podemos observar em Coutinho e Oliveira (2002), que o prêmio de risco cambial sugerido de 2% não possui robustez. Basta para isso notar que esse valor foi utilizado a partir de uma média de valores extraídos dos resultados de um modelo de Filtro de Kalman, cujos mesmos resultados apresentam valores mínimos de -59,2%, valores máximos de 114,4%, desvio-padrão de 34,85% e

mediana de $-0,2\%$.¹² Isto é, o prêmio de risco cambial de 2% não é sequer estatisticamente significativa, embora seja adotado como padrão para o setor de energia elétrica.

Recomendamos, dessa forma, que não há necessidade de ajuste ao risco cambial na estimação do custo de capital.

5.4 O CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

Considerando-se todos os cenários apresentados, os valores mínimos e máximos encontrados para o custo de capital próprio são ilustrados na Tabela 6.

TABELA 6
CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO
[em %]

Componentes	Estimação
Taxa livre de risco (r_f)	5,3
Beta médio de empresas americanas desalavancado	35,8
Alíquota marginal de impostos no Brasil (T)	34
Alavancagem brasileira ($D/E+D$)	46,4
Beta médio de empresas brasileiras realavancado	56,3
Prêmio de risco de mercado ($\overline{r_M} - r_f$)	5,9
Risco país (r_p)	6-8,1
Risco regulatório (r_{reg})	1,6
Custo de capital próprio nominal (r_z)	16,2-18,4
Inflação americana projetada ^a (π_{us})	2,6
Custo de capital próprio real ($r_{z,real}$)	13,4-15,4

^a Média aritmética anual do índice CPI americano no período 2000-2004.

6 A REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DE TERCEIROS

Uma empresa não é financiada somente por capital próprio, mas também por endividamento, ou seja, capital de terceiros. Esse capital não necessariamente possui o mesmo risco do capital próprio e, por conseguinte, sua remuneração deve ser também estimada.

A taxa que representa o custo do endividamento (r_D) reflete a taxa de juros em que a empresa consegue se financiar no mercado e normalmente é representada pela taxa livre de risco (r_f) adicionada a um prêmio pelo risco (r_C) de inadimplência (default) da empresa regulada e um prêmio pelo risco do país (r_p) em que ela está inserida.

$$r_D = r_f + r_C + r_p$$

A taxa que representa o custo efetivo da dívida, ou seja, que remunera o capital de terceiros pode ser estimada das seguintes formas:

12. Coutinho e Oliveira (2002, p. 51), resultados do programa E-Views.

a) A partir de classificações de *ratings* de empresas classificadoras de risco, sendo o custo da dívida normalmente representado pela taxa livre de risco adicionado a um prêmio pelo risco de inadimplência (*default*) da empresa regulada e um prêmio pelo risco país em que ela está inserida.

b) A partir das taxas efetivas de financiamento no mercado de debêntures ou títulos.

c) Construindo-se um *rating* sintético através de dados dos demonstrativos financeiros e metodologias como, por exemplo, as de análise discriminante introduzida por Altman (1968), Kanitz (1974), Elizabetsky (1976), Matias (1976), e Pereira da Silva (2003), entre tantas.

Neste trabalho enfatizamos as duas primeiras abordagens.

Empresas de classificação de risco como Moody's e Standard & Poor's utilizam uma série de indicadores financeiros que informam sobre a capacidade de pagamento para então classificar o risco (*rating*) da empresa regulada. A partir dessa classificação de risco pode-se estimar a taxa média em que a empresa consegue financiamento. Quanto melhor (pior) a escala de classificação de risco, menor (maior) a probabilidade de inadimplência da empresa e menor (maior) o *spread*, ou seja, o prêmio de inadimplência requerido pelo mercado para fornecer o empréstimo. Em geral, existem várias escalas de classificação de risco (escala global de moeda estrangeira, escala global de moeda local e escala nacional). A escala global de moeda local é a mais indicada para se estimar o risco de inadimplência sendo comparável globalmente, além de incluir efeitos do ambiente macroeconômico do país, tais como a taxa de juros, a produtividade, os ciclos econômicos, o poder de compra do consumidor e o risco de desvalorização. A escala nacional é uma escala relativa da capacidade de pagamento dentro de um país em particular, e não reflete a percepção do *spread* demandado pelo mercado. Além disso, não é comparável entre países, mas somente de forma a direcionar o risco de crédito relativo dentro do próprio país.

A Tabela 7 a seguir ilustra o *rating* em janeiro de 2006 para as concessionárias brasileiras distribuidoras de energia elétrica.

TABELA 7
RATINGS: ESCALA GLOBAL DE MOEDA LOCAL

Concessionária	Moody's	Standard&Poor's
AES Sul	Ca	
Ampla		BB-
Cataguazes		B+
Ceb	Ba3	
Celpe		B-
Cemat		B-
Cemig	B1	
Coelce	Ba3	
Copel	Ba3	
Escelsa		B+
RGE	Ba2	

Fonte: Lista de *ratings* da Moody's para o Brasil (janeiro de 2006)

Dentro do contexto da regulação por incentivos, como forma de se estimular a *competição por comparação* (*Yardstick Regulation*), interessa ao regulador o custo de capital de uma empresa de referência. Dessa forma, foi adotado o melhor *rating* obtido por empresas nacionais (*Ba2* segundo a terminologia da Moody's e *BB* pela terminologia S&P) como *proxy* para o risco de crédito relacionado ao custo de capital de terceiros.

O *spread médio diário atualizado de janeiro de 2000 a dezembro de 2005 para empresas da classificação de risco de crédito equivalente para economias desenvolvidas foi estimado em 405 pontos-base conforme evidencia a Tabela 8.*

TABELA 8
RISCO DE CRÉDITO

Classificação de risco	<i>Spread</i> (%)
Moody's Ba2	3,8
S&P BB	4,3
Média	4,1

Fonte: JP Morgan. Developed Market HY.

Seguindo-se essa abordagem, e novamente considerando-se os cenários apresentados para o risco país, os valores mínimos e máximos encontrados para o custo de capital de terceiros são apresentados na Tabela 9.

TABELA 9
CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS
[em %]

Componentes	Estimação
Taxa livre de risco (r_f)	5,3
<i>Spread</i> de risco de crédito (r_c)	4,1
Risco país (r_p)	6 – 8,1
Custo de capital de terceiros nominal (r_D)	15,4 – 17,5
Inflação americana projetada ^a (π_{US})	2,6%
Custo de capital de terceiros real ($r_{D,real}$)	12,5 – 14,5

^a Média aritmética anual do índice CPI americano no período 2000-2004.

Abstraindo-se problemas de liquidez e inconsistência intertemporal das emissões, apenas para efeito ilustrativo, a Tabela 10 a seguir apresenta a média histórica do custo de capital de terceiros das concessionárias brasileiras.

O custo em termos reais do endividamento para as concessionárias foi em média 15,26% a.a., valor ainda acima da faixa superior obtida pela metodologia proposta (14,5% a.a.), porém mais próximo se comparado com o valor adotado pelo regulador (13,05%).

TABELA 10
TAXA DE FINANCIAMENTO VIA DEBÊNTURES
 [em %]

Emissor	Data	Remuneração	DI 360 dias	Custo do endividamento
AES Sul	Dez./2000	DI + 1,00	18,26	19,44
Ceb	Ago./2001	109 CDI	25,80	28,12
Celpe	Ago./2005	DI + 1,75	18,36	20,43
Cemig	Nov./2001	DI + 1,20	24,03	25,52
Coelba	Jun./2005	DI + 1,40	18,55	20,21
Coelce	Fev./2004	116 CDI	15,94	18,49
Copel	Mar./2002	DI + 1,50	18,94	20,72
Copel	Fev./2005	115 CDI	18,88	21,71
Cosern	Set./2005	DI + 1,30	18,41	19,95
Elektro	Set./2005	DI + 1,65	18,41	20,36
Eletropaulo	Ago./2005	DI + 2,90	18,57	22,09
Eletropaulo	Dez./2005	DI + 2,50	16,45	19,36
Cataguazes	Jul./2003	DI + 4,50	20,97	26,41
Paulista	Jun./2001	DI + 0,60	23,00	23,74
Paulista	Jul./2004	109 CDI	17,02	18,55
RGE	Abr./2005	106 CDI	19,26	20,42
Taxa média nominal				21,6
Inflação brasileira prevista 2005				5,50
Taxa média real				15,26

Fontes: Sistema Nacional de Debêntures. Cadernos de Debêntures. www.debentures.com.br, Banco Central do Brasil (Bacen) e BMF – taxas referenciais de *swap* pré x DI.

7 TAXA DE RETORNO ADEQUADA PARA EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Uma vez obtidos tanto o custo de capital próprio como o de terceiros, pode-se estimar, a partir dos cenários apresentados, os valores mínimos e máximos encontrados para o custo de capital (WACC). A Tabela 11 a seguir apresenta os componentes do WACC estimados em contraponto com as estimações da Aneel.

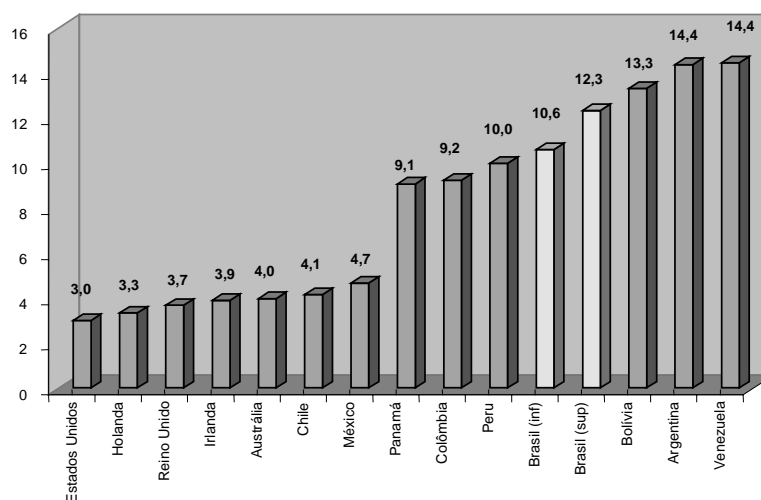
TABELA 11
TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO
 [em %]

Componentes	Estimativa	Aneel 2002	Aneel 2006 ^a
Custo de capital próprio nominal após impostos	16,2-18,4	17,47	15,11
Taxa livre de risco (r_f)	5,3	6,01	5,27
Beta médio das empresas americanas desalavancado	35,8	15,90	16,00
Alíquota marginal de impostos no Brasil (T)	34	34	34
Alavancagem brasileira (D/E+D)	46,3	50,00	50,00
Beta médio das empresas brasileiras realavancado	56,3	26,39	26,56
Prêmio de risco de mercado ($\overline{r_M} - r_f$)	5,9	7,76	6,53
Risco país (r_p)	6-8,1	4,08	3,97
Risco regulatório (r_{reg})	1,6	3,33	2,14
Risco cambial (r_x)	-	2,00	2,00
Custo de capital de terceiros após impostos nominal	15,4-17,5	15,76	14,91
Taxa livre de risco (r_f)	5,3	6,01	5,27
Risco de crédito (r_c)	4,1	3,67	3,67
Risco país (r_p)	6-8,1	4,08	3,97
Risco cambial (r_x)	-	2,00	2,00
WACC nominal após impostos	13,4-15,2	13,93	12,48
Inflação americana (π_{us})	2,6	2,40	2,46
WACC real após Impostos	10,6-12,3	11,26	9,78

^a Valor obtido a partir dos novos parâmetros obtidos na revisão tarifária da CTEEP. Audiência pública 001/2006 Aneel, Nota Técnica nº 049/2006-RT/Aneel.

O gráfico a seguir ilustra o custo de capital calculado para diversos países no segmento de distribuição de energia elétrica.

TAXA DE REMUNERAÇÃO (WACC) DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO EM DIVERSOS PAÍSES
 [em %]



Fontes: Necg (2003) e Sirtaine *et alii* (2005).

8 CONCLUSÃO

A relevância da taxa de remuneração de capital, estabelecida pela agência reguladora nos períodos de revisão tarifária, é questão atual e presente em diversos estudos sobre infra-estrutura e se justifica pelo reconhecimento de que, no longo prazo, o ente regulado privado deve recuperar ao menos seu custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, o risco do negócio, o risco regulatório e outros específicos dos projetos em que opera.

Apesar de não constar como elemento de discussão do fórum de integração criado pela Aneel, ao final de 2005, entendemos que a atual metodologia de estimação da taxa de remuneração de capital (ou custo de capital) pode ser aprimorada por meio de uma série de ajustes, de forma a se alinhar com as melhores práticas da teoria de finanças e economia de regulação, e, principalmente, fornecendo maior embasamento para a discussão de alguns elementos da metodologia que consideramos importantes, a saber: risco país, regulatório e cambial, bem como a estrutura de capital e capital de terceiros.

Referenciamos a metodologia do CAPM global ajustado ao mercado brasileiro, que enfrenta a questão sobre a existência de um prêmio de risco adicional, requerido pelos investidores em países em desenvolvimento, em detrimento de investimentos semelhantes em mercados maduros.

Recomendamos, contrariamente à regulação vigente, a adoção da totalidade do risco país, que além de ser forma consagrada na teoria de finanças em se tratando de economias em desenvolvimento, aliado à legislação vigente referente aos reajustes tarifários e ao pleno desenvolvimento dos derivativos financeiros no mercado brasileiro, torna desnecessário o acréscimo de um prêmio de risco cambial ao custo de capital estimado pelo regulador. Adicionalmente, essa abordagem tem como mérito se configurar como opção simples e replicável, qualidades desejáveis a qualquer regulação. Entretanto, por ser um parâmetro volátil e ter apresentado acentuada queda nos últimos três anos, decidimos considerar *diversos cenários para a variável risco país*.

Em relação ao cálculo do risco regulatório, consideramos dados efetivos do mercado inglês em vez da adoção arbitrária de um beta definido como 1. Já em relação à estrutura de capital, optamos pela média histórica brasileira como estimador da alavancagem ótima do setor de distribuição. Finalmente, a estimação do custo de capital de terceiros na faixa superior se aproximou mais da média histórica da taxa de financiamento e classificação de risco (*rating*) do setor do que a adotada pelo regulador.

O custo de capital foi estimado na faixa de 10,6% – 12,3% em termos reais, totalizando margens de 1,6% a 3,3% sobre a expectativa de juros reais para quatro anos, segundo os contratos de cupom do Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) publicados em março de 2006 na BMF que projetam taxas de juros reais de 9%.

Ressaltamos que, apesar da dificuldade, o alinhamento de forma consistente ao custo de oportunidade efetivo do setor é questão essencial, em especial no Brasil, tendo em vista a necessidade de novos investimentos para a expansão do sistema. Erros nessa tarefa podem prejudicar tanto a competição por preços excessivamente

altos quanto os investimentos através do estabelecimento de tarifas não atrativas para o investidor em infra-estrutura.

REFERÊNCIAS

- ALEXANDER, I., ESTACHE, A., OLIVERI, A. *A few things transport regulators should know about risk and the cost of capital*. Policy Research Working Paper Series, 2.151, 1999.
- ALTMAN, E. Financial ratios, discriminant analysis and the prediction of corporate bankruptcy. *Journal of Finance*, v. 23, n. 4, p. 589-609, 1968.
- AMI. *Estimating the cost of capital for fixed and mobile SMP operators in Sweden*. Andersen Management International A/S, 2003.
- ANEEL. *Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Transmissão de Energia Elétrica Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista — CTEEP*, 2006 (Nota Técnica 049/2006-RT/Aneel).
- BARRY, C., GOLDREYER, E., LOCKWOOD, L., RODRIGUEZ, M. Robustness of size and value effects in emerging equity markets, 1985-2000. *Emerging Markets Review*, v. 3, p. 1-30, 2002.
- BLACK, F. Beta and return. *Journal of Portfolio Management*, v. 20, p. 8-18, 1993.
- BREALEY, R., MYERS, S. *Principles of corporate finance*. McGraw-Hill, 2003.
- CAMACHO, F. Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil. *Revista BNDES*, v. 21, p. 139-163, 2004.
- CHISARI, O., PARDINA, M., ROSSI, M. El costo de capital en empresas reguladas: incentivos y metodología. *Desarrollo Económico*, v. 38, n. 152, 1999.
- CLAESSEN, S., DAGUPTA, S., GLEN, J. *Stock price behavior in emerging markets*. Artigo apresentado no simpósio do Banco Mundial “Portfolio Investment in Developing Countries”, 1993.
- _____. Return behavior in emerging stock markets. *World Bank Economic Review*, v. 9, n. 1, p. 131-151, 1995.
- _____. The cross-section of stock returns: evidence from the emerging markets. *Emerging Markets Quarterly*, v. 2, p. 4-13, 1998.
- COPELAND, T., KOLLER, T., MURRIN, J. *Valuation — measuring and managing the value of companies*. Makron Books Ltda, 2002.
- COUTINHO, P., OLIVEIRA, A. *Determinação da taxa de retorno adequada para concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil*. Fubra, 2002 (Relatório Final).
- DAMODARAN, A. *Investment valuation. Tools and techniques for determining the value of any assets*. Wiley, 2002.
- _____. *Measuring company exposure to country risk: theory and practice*. Stern School of Business. Sep. 2003 (Working Paper).

- ELIZABETSKY, R. *Um modelo matemático para a decisão no banco comercial*. Trabalho de Formatura – Production Engineering Department, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1976.
- ESTACHE, A., GUASCH, J. L., TRUJILLO, L. *Price caps, efficiency payoffs and infrastructure: contract renegotiation in Latin America*. 2003 (Policy Research Working Paper Series, 3.129).
- ESTACHE, A., PARDINA, M. SEMBER, G. *et alii*. *An Introduction to financial and economic modeling for utility regulators*. 2003 (Policy Research Working Paper Series, 3.001).
- ESTACHE, A., PINGLO, M. *Are returns to private infrastructure in developing countries consistent with risk since the asian crises?* 2004 (Policy Research Working Paper Series, 3.373).
- ESTRADA, J. The cost of equity in emerging markets: a downside risk approach. *Emerging Markets Quarterly*, p.19-30, Fall, 2000.
- _____. The cost of equity in emerging markets: a downside risk approach II. *Emerging Markets Quarterly*, p. 67-72, Spring 2001.
- FAMA, E. F., FRENCH, K. R. Multifactor explanations of asset pricing anomalies. *Journal of Finance*, v. 51, p. 55-84, 1996.
- _____. Value versus growth: the international evidence. *Journal of Finance*, v. 53, p. 1975-1999, 1998.
- _____. The cross-section of expected stock returns. *Journal of Finance*, v. 47, p. 427-465, 1992.
- FISHER, I. *The theory of interest*. New York, 1965.
- FRANKEL, J. A. Quantifying international capital mobility in the 1980s. *On Exchange Rates*. Cambridge, MIT Press, 1991.
- GILES, T., BUTTERWORTH, D. *Cost of capital in the U.K mobile services market*. Report to the Competition Commission on behalf of T-Mobile, Charles River Associates Limited, 2002.
- GORDON, M. *The investment, financing, and valuation of the corporation*. Irwin, Homewood, IL, 1962.
- GREEN, R., PARDINA, M. *Resetting price controls for privatized utilities: a manual for regulators*. The World Bank Institute, 1999.
- GROUT, P., ZALEWSKA, A. The impact of regulation on market risk. *The Journal of Financial Economics*, 2005 (forthcoming).
- HARRINGTON, D. R. *Modern portfolio theory, the capital asset pricing model and arbitrage pricing theory: a user's guide*. 2nd ed. Prentice Hall, 1985.
- IMF. *Global financial stability report: market developments and issues*. Chapter II. International Monetary Fund, Apr. 2005.
- KANITZ, S. C. Como prever falências de empresas. *Revista Exame*, p. 95-102, 1974.

- LALLY, M. *Determining the risk free rate for regulated companies*. Prepared for The Australian Competition and Consumer Commission, 2002. Acessível em: <<http://www.accc.gov.au/content/index.phtml/itemId/332450>>.
- 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.
- MACKINLAY, A. C. Multifactor models do not explain deviations from the CAPM. *Journal of Financial Economics*, v. 38, p. 3-28, 1995.
- MARKOWITZ, H. M. Portfolio selection. *Journal of Finance*, v. 7, n. 1, p. 77-91, 1952.
- MATIAS, A. B. *Indicadores contábeis e financeiros de previsão de insolvência: a experiência da pequena e média empresa*. Faculdade de Economia e Administração de São Paulo, 1976.
- MODIGLIANI, F., MILLER, M. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. *American Economic Review*, v. 48, 1958.
- MOODY'S. *Lista de rating da Moody's para o Brasil*. Janeiro 2006.
- 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.
- NERA. *Report on OFGEM'S Proposed Cost of Capital for Electricity Distribution Network Operators*, 2004.
- OFGEM. *Electricity distribution price control review background information on the cost of capital*. Office of Gas and Electricity Markets, 2004.
- PEREIRA DA SILVA, J. *Gestão e análise de risco de crédito*. 4ª ed. São Paulo: Atlas, 2003.
- PEREIRO, L. The valuation of closely-held companies in Latin America. *Emerging Markets Review*, v. 2, p. 330-370, 2001.
- PÓVOA, A. *Valuation. Como precificar ações*. São Paulo: Globo, 2004.
- ROCHA, K., BRAGANÇA, G., CAMACHO, F. *Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa*. Ipea, 2006 (Texto para Discussão, 1.153).
- ROSS, S. The arbitrage theory of capital asset pricing *Journal of Economic Theory*, v. 13, p. 341-360, 1976.
- 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.
- SIRTAINE, S., PINGLO, M., GUASCH, J., FOSTER, V. *How profitable are infrastructure concessions in Latin America? Empirical evidence and regulatory implications*. World Bank Group, 2005.
- WRIGHT, S., MASON, R., MILES, D. *A study into certain aspects of the cost of capital for regulated utilities in the UK*. Smithers & Co Ltd. Report for the U.K. Economic Regulators and the Office of FairTrading, 2003.

APÊNDICE A

JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

O benefício fiscal do endividamento tem sido amplamente aceito na literatura de finanças quando da estimação do custo médio ponderado de capital desde a teoria clássica de Modigliani e Miller (1958). Em sua teoria os autores afirmam que, a partir de um mercado perfeito e sem impostos, a estrutura de capital, conseqüentemente seu grau de alavancagem, é irrelevante para se determinar o valor de mercado de uma empresa. Posteriormente, ao relaxarem as hipóteses de perfeição de mercado, incluindo impostos, custos de agência e de falência, o valor de mercado de uma empresa passa a ser definido como o valor de uma empresa não alavancada, adicionada ao valor gerado pelos benefícios fiscais de seu endividamento até o limite onde o endividamento excessivo aumenta o risco financeiro dos acionistas.

No Brasil, a partir de 1996, a pessoa jurídica pode deduzir na determinação do lucro real, observado o regime de competência, os juros pagos ou creditados individualizadamente a titular, sócios ou acionistas, a título de remuneração do capital próprio, calculados sobre as contas do patrimônio líquido e limitados à variação *pro rata* dia da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) — Lei 9.249, de 1995, art. 9º; RIR/1999, artigo 347; e IN SRF 93, de 1997, artigo 29. O montante dos juros remuneratórios do capital passível de dedução como despesa operacional limita-se ao maior dos seguintes valores (RIR/1999, artigo 347, § 1º):

a) 50% do lucro líquido do período de apuração a que corresponder o pagamento ou crédito dos juros, após a dedução da contribuição social sobre o lucro líquido e antes da provisão para o imposto de renda e da dedução dos referidos juros; ou

b) 50% dos saldos de lucros acumulados e reservas de lucros de períodos anteriores (as reservas de lucros somente foram incluídas para efeito do limite da dedutibilidade dos juros a partir de 1º/1/1997, pela Lei 9.430, de 1996, artigo 78).

Dessa forma, a remuneração do capital próprio configura-se como um benefício fiscal que deve ser considerado no estabelecimento do custo médio ponderado de capital da empresa. O benefício será composto da taxa TJLP sobre o patrimônio líquido, mas limitado às letras (a) e (b), descritas anteriormente.

Em uma situação hipotética onde esse limite não é alcançado temos a seguinte equação para o cálculo do WACC:

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

onde:

r_E = custo de capital próprio para o setor no Brasil;

r_D = custo do capital de terceiros para o setor no Brasil;

t = alíquota marginal corporativa de impostos (taxa efetiva) para o setor no Brasil;

E = patrimônio líquido; e

D = dívida financeira total.

Póvoa (2004) estima que desde 1996 a relação entre a TJLP e o custo de capital próprio de empresas brasileiras gira em torno de 37%, sendo, portanto, o benefício fiscal gerado pela remuneração do capital próprio da ordem de 12,6% ao considerarmos uma alíquota marginal de 34% como no caso brasileiro.

Acreditamos no mérito das hipóteses simplificadoras apresentadas para o tratamento da questão do benefício fiscal no cálculo do WACC. No entanto, devido à diversidade dos demonstrativos financeiros das concessionárias brasileiras, nos limites específicos quanto à dedutibilidade presentes na legislação sobre a remuneração de capital próprio, no estabelecimento da relação entre TJLP e custo médio ponderado de capital e, finalmente, quanto à política de remuneração por juros de capital próprio influenciada por diversos fatores específicos de cada concessionária como políticas de dividendos e boa governança entre tantos, julgamos mais apropriado recomendar a abordagem simplista ao não considerar esse benefício fiscal.

APÊNDICE B

CAPM LOCAL *VERSUS* GLOBAL

Embora recomendemos o uso do CAPM global neste texto, de forma a compararmos os resultados, estimamos também o custo de capital próprio utilizando o CAPM local segundo Pereiro (2001). O custo de capital próprio (r_E) pode ser estimado segundo a fórmula a seguir:

$$r_E = \underbrace{r_{f_US} + r_p}_{\text{Taxa de Juros local}} + \beta_{BR_Local} (\overline{r_{M_US}} - r_{f_US})$$

A Tabela B.1 ilustra os betas do setor para o Brasil.

TABELA B.1
BETA DISTRIBUIDORAS BRASILEIRAS
[em %]

Concessionárias	2005
AES Sul	-
Ampla	159,00
Bandeirante	122,00
Caiua	-
Ceb	100,00
CEEE	79,00
Celesc	132,00
Celg	-
Celpa	-
Celpe	77,00
Cemat	322,00
Cemig	196,00
Coelba	98,00
Coelce	161,00
Copel	181,00
Cosern	-
Piratininga	-
Elektro	160,00
Eletropaulo	238,00
Enersul	52,00
Escelsa	75,00
Cataguazes	142,00
Light	231,00
Paulista	73,00
RGE	-
Média	144,33

Fonte: Economática. Beta diário de regressão considerando-se o período de cinco anos, com índice S&P 500, em junho de 2005.

A Tabela B.2 compara os resultados e mostra a *consistência* entre as duas abordagens.

TABELA B.2
CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO
 [em %]

Componentes	CAPM local	CAPM global
Taxa livre de risco (r_f)	11,3 – 14,4	5,3
Beta médio das empresas americanas desalavancado	–	35,84
Alíquota marginal de impostos no Brasil (T)	34	34
Alavancagem brasileira ($D/E+D$)	–	46,35
Beta médio das empresas brasileiras realavancado	144,33	56,29
Prêmio de risco de mercado ($\overline{r_M} - r_f$)	5,9	5,9
Risco país (r_p)	–	6 – 8,1
Risco regulatório (r_{reg})	–	1,6
Risco cambial (r_x)	–	0
Custo de capital próprio nominal (r_i)	19,8 – 21,9	16,2 – 18,5
Inflação projetada ^a (π_{BR} / π_{US})	5,50	2,55
Custo de capital próprio real ($r_{E,real}$)	13,6 – 15,6	13,4 – 15,4

^a Média aritmética anual do índice CPI americano no período 2000-2004 e meta de inflação brasileira.

EDITORIAL

Coordenação

Ronald do Amaral Menezes

Supervisão

Marcos Hecksher

Revisão

Alejandro Augusto S. V. A. Poinho

Eliezer Moreira

Elisabete de Carvalho Soares

Lucia Duarte Moreira

Marcio Alves de Albuquerque

Míriam Nunes da Fonseca

Editoração

Carlos Henrique Santos Vianna

Joanna Silvestre Friques de Sousa

Roberto das Chagas Campos

Emilia Teles da Silva (estagiária)

COMITÊ EDITORIAL

Secretário-Executivo

Marco Aurélio Dias Pires

SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES,

9^a andar – sala 908

70076-900 – Brasília – DF

Fone: (61) 3315-5406

Correio eletrônico: madp@ipea.gov.br

Brasília

SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES,

9^a andar – 70076-900 – Brasília – DF

Fone: (61) 3315-5090

Fax: (61) 3315-5314

Correio eletrônico: editbsb@ipea.gov.br

Rio de Janeiro

Av. Nilo Peçanha, 50, 6^a andar — Grupo 609

20044-900 – Rio de Janeiro – RJ

Fone: (21) 2215-1044 R. 234

Fax (21) 2215-1043 R. 235

Correio eletrônico: editrj@ipea.gov.br

Tiragem: 136 exemplares