

3 Regulação sobre a taxa de retorno

3.1. Taxa de retorno em setores regulados

Os setores que representam a prestação dos serviços públicos no Brasil e em boa parte das economias do mundo ocidental estão adotando, cada vez mais, o modelo de regimes regulatórios, no qual um órgão regulador independente visa coordenar a dinâmica do setor com regras claras que assegurem um bom equilíbrio entre os agentes (acionistas, clientes e governos, nas suas diversas esferas). Por bom equilíbrio leia-se modicidade tarifária e boa prestação de serviço para os clientes, remuneração do capital para os acionistas e a expansão sustentável do serviço em questão o que atende aos anseios da sociedade como um todo, inclusive o do governo.

Nos processos de revisão tarifária que ocorrem de anos em anos de acordo com a legislação de cada setor, cada órgão regulador de acordo com a forma de regulação de preços que adota, estabelece o preço (tarifa) a ser pago pelo serviço prestado.

Existem duas formas básicas de regulação de preços: a *rate of return* (taxa de retorno) ou *cost plus* (custo do serviço) e a *price cap* (preço-teto). Existem também algumas formas classificadas como híbridas que mesclam um pouco das duas formas, mas, não são observadas com tanta frequência como as duas primeiras.

A primeira forma de regulação de preços, adotada pelos Estados Unidos, é tida como de risco baixo para o investidor, uma vez que se caracteriza pelo fato do órgão regulador assegurar a taxa de retorno para a firma regulada, ou seja, seus custos (contemplando suas eficiências e suas ineficiências) são repassados para o consumidor. Há poucos riscos para a empresa prestadora de serviço e o incentivo por ser eficiente só

existe caso ela esteja inserida em um mercado competitivo, como é o caso da experiência de mercado norte-americana.

A segunda forma de regulação de preços, adotada pelo Reino Unido, Argentina, Chile e Brasil entre outros países, por sua vez, é tida como de maior risco para os investidores, haja vista que nesta forma, os preços são confeccionados com incentivos de produtividade embutidos, o chamado Fator X, que fazem com que as ineficiências operacionais da distribuidora não sejam repassadas ao consumidor.

No modelo acima mencionado, o órgão regulador estuda a estrutura de custos da distribuidora e repassa de forma reduzida (pelo Fator X) para a sociedade, de maneira que a concessionária precisa se tornar a cada revisão de preços, eficiente para se adequar à estrutura de custos contemplada na tarifa e com isso obter ganhos e ser sustentável.

Os investidores desta forma enxergam o modelo de regulação *price cap* como mais arriscado, pois o ganho é muito atrelado à capacidade gerencial das companhias reguladas e também porque neste modelo uma eventual má apuração de qualquer custo e conseqüentemente da tarifa, por parte do órgão regulador, só pode, em princípio, ser reparada por ele na próxima janela de revisão tarifária prevista em lei, de modo que o “prejuízo” é arcado por todo o ciclo tarifário.

O cálculo e a definição do custo de capital a ser remunerado pelos consumidores de serviços públicos, também é alvo de mensuração por parte dos órgãos reguladores e é parte integrante da tarifa final a ser paga.

No caso dos modelos de regulação de preço *price cap* o custo de capital também é estipulado pelo órgão regulador com eficiências embutidas, de sorte que tal exercício consiste em algo bastante importante para a dinâmica das empresas e que caso mal apurado pode gerar conseqüências bastante indesejadas, uma vez que pode gerar tanto a degradação do serviço regulado quanto o entesouramento indevido de recursos por parte das concessionárias e seus acionistas.

Segundo Camacho (2004, p. 140):

“De fato, é essencial que a taxa de retorno seja definida em um nível apropriado, que reflita o risco do ambiente regulado. Estimar uma taxa de retorno abaixo do custo de fundos do mercado pode tornar o investimento em novas plantas (ou até mesmo na expansão das redes) pouco atraente para os investidores do setor regulado. [...]. Por outro lado, se a taxa de retorno é estimada considerando um risco maior do que o realmente verificado, o negócio regulado irá se apropriar de uma taxa maior do que o custo de capital adequado. Isso acarretaria uma distorção dos sinais de preço [...]”.

3.2.

O setor elétrico brasileiro

Após um nascedouro essencialmente calcado no capital privado, passando por experiências estatizantes, a última grande reestruturação de vulto do setor elétrico brasileiro ocorreu a partir de 1994, durante o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso. A base legal para a reestruturação foi a Lei Geral de Concessões, marco na história recente deste país, que estabeleceu as regras para licitações e concessões em vários segmentos, energia elétrica entre eles, o que desencadeou todo o processo de privatizações do final do século passado no Brasil.

Desde então o setor elétrico brasileiro vivenciou seguidas mudanças das mais diversas naturezas, desde a criação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 26 de dezembro de 1996, passando pelas privatizações mencionadas acima, pela crise de fornecimento de energia em 2001 até o processo de desverticalizações (que desmembrou as empresas que faziam as três atividades clássicas do setor: geração, transmissão e distribuição) que visava maior competitividade e menores custos para a sociedade. Já no governo do presidente Luís Inácio Lula da Silva outras ações foram implementadas, merecendo destaque a criação da Empresa de Planejamento Energético (EPE) que elabora os planos decenais de expansão da geração e da transmissão, assumindo assim o planejamento da expansão do setor. Enfim, uma seqüência de transformações que exigiu num curto espaço de tempo, uma aguçada capacidade administrativa dos executivos do setor.

No bojo das mudanças citadas acima o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, em particular, talvez tenha sido o que mais vivenciou alterações dentre os setores regulados de serviços públicos no país, refletindo na constante mudança do perfil controlador das empresas.

Num intervalo de aproximadamente dez anos muitas distribuidoras nacionais migraram do domínio empresarial estatal, para o privado, ora com predomínio de capital estrangeiro ora com predomínio de capital nacional, ora com grande participação do BNDES ora com pouca participação, fruto em boa medida, das instabilidades presentes no setor que eram refletidas automaticamente na percepção de risco dos diversos investidores.

3.3.

WACC no processo de revisão tarifária do setor elétrico no Brasil

Conforme mencionado anteriormente o modelo de regulação de preços adotado no setor elétrico brasileiro é o *price cap*, de maneira que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de acordo com a lei em vigor, de cinco em cinco anos analisa o setor elétrico nacional e determina os preços máximos (tarifas máximas por níveis de tensão de consumo) de cada distribuidora, estipulando uma estrutura tarifária que vigora até a revisão seguinte e que incorpora uma gama de eficiências (o chamado Fator X) a serem perseguidas pelas concessionárias, para que estas obtenham ganhos.

Dentre os itens que contemplam eficiências incorporadas na estrutura tarifária, que vale para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, figura o custo médio ponderado de capital do setor.

O órgão regulador determina no bojo de cada ciclo de revisão tarifária, através de aprovações em audiências públicas, o dito WACC regulatório do setor ou a taxa de retorno pela qual o capital das distribuidoras será remunerado pelos consumidores, via tarifas, até o final do ciclo de revisão tarifária vigente.

O cálculo da taxa de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica feito pela ANEEL, que será detalhado mais adiante nesse trabalho, passa pela estimação dos seguintes parâmetros: cálculo da taxa de retorno requerida pelos acionistas (custo do capital próprio), taxa de retorno requerida pelos terceiros (custo do capital de terceiros) e estrutura alvo de capital (percentual de capital próprio e percentual de capital de terceiros).

3.4. Risco e retorno: a metodologia da ANEEL

A nota técnica nº302/2006-SER/ANEEL de 19 de dezembro de 2006 apresenta a metodologia e os critérios adotados pelo órgão regulador do setor elétrico brasileiro para determinação da estrutura ótima de capital e do custo de capital a ser utilizado no cálculo das remunerações das instalações de distribuição de energia elétrica, aplicado no segundo ciclo de revisão tarifária Periódica das concessionárias, ciclo este que está em curso no momento em que este trabalho é confeccionado.

Vale mencionar que a metodologia citada no parágrafo anterior foi aprovada na audiência pública (AP nº008/2006).

3.5. Metodologia para o cálculo do custo de capital segundo a ANEEL

A ANEEL utiliza para determinação da taxa de retorno do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) em combinação com o Capital Asset Pricing Model (CAPM).

3.5.1. O custo do capital próprio

De acordo com a nota técnica nº302/2006-SER/ANEEL pg 10:

“A opção feita pela ANEEL para o cálculo do custo de capital próprio é o modelo do CAPM. Este método assume que o prêmio de risco requerido pela ação é proporcional ao seu coeficiente beta, o qual mede a volatilidade e indica a covariação dos retornos da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário”.

O mercado de referência utilizado pelo órgão regulador brasileiro é o mercado norte-americano, entendido como mais maduro e líquido, de modo que por conta desta premissa, a metodologia prega a adição à equação fundamental do CAPM, de riscos que permitam a incorporação das especificidades do mercado e do setor de energia nacional. Os riscos adicionados são os seguintes: risco país, risco cambial e risco regulatório.

Assim sendo a equação do cálculo do custo de capital próprio fica da seguinte forma:

$$R = R_f + (R_m - R_f) \times \beta + R_{BR} + R_x + R_r \quad (7)$$

Onde:

R = Retorno do custo de capital próprio

R_f = Taxa de retorno do ativo livre de risco

R_m – R_f = Prêmio de risco do mercado de referência

R_{BR} = Prêmio de risco Brasil

R_x = Prêmio de risco Cambial

R_r = Prêmio de risco Regulatório

3.5.2

Taxa livre de risco

De acordo com a nota técnica nº302/2006-SER/ANEEL (2006, p. 12):

“[...] devido às características da economia brasileira (“emergente”) e a tendência de globalização da economia, o mais indicado para cálculo da taxa livre de risco é utilizar a taxa de um bônus zero cupom do governo dos EUA (referência do mercado global), compatível com a concessão do serviço de distribuição (longo prazo)”.

A opção do órgão regulador foi trabalhar o rendimento do bônus do tesouro americano com prazo de 10 anos até o vencimento, que tem uma *duration* de aproximadamente 8 anos. Para esse título, utilizou-se a média das taxas de juros anuais do período de 1995-2006, obtendo-se através de média aritmética uma taxa de juros média anual de 5,32%.

3.5.3.

Prêmio de risco de mercado

Haja vista que o mercado referência foi o mercado dos Estados Unidos, a ANEEL escolheu para medir a performance do mercado o desempenho do S&P500.

Com base nas séries históricas de 1928 a 2006, encontrou-se a série mensal do retorno de mercado, que nada mais é do que a diferença entre o retorno do mercado acionário (aqui representado pelo S&P500) e a taxa livre de risco (mensurada na seção anterior).

O resultado para o prêmio de mercado foi uma taxa anual média (aritmética) de 6,09%.

3.5.4.

Beta do setor elétrico de distribuição

A ANEEL buscou o beta do setor elétrico de distribuição também no mercado norte americano. Sua metodologia seguiu os seguintes passos: cálculo dos betas alavancados das empresas norte americanas de distribuição e transmissão de energia elétrica (foram utilizadas 15 empresas), desalavancagem dos betas de cada empresa conforme sua estrutura de capital e alíquota de imposto de renda, cálculo do beta do setor ponderando pela participação de cada ativo no total da amostra, realavancagem deste beta do setor pela estrutura alvo definida pela ANEEL e pela alíquota de imposto de renda da pessoa jurídica e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

Vale citar que a ANEEL calculou o beta das empresas para o período de 60 meses, entre julho de 2001 a junho de 2006, obtendo-se o valor de 0,88 e após desalavancar esse beta segundo a estrutura de capital das empresas e alíquota de imposto de 40%, chegou a um beta desalavancado médio igual a 0,273.

Esse beta desalavancado de 0,273 foi então realavancado segundo a estrutura ótima de capital estabelecida pela ANEEL de 55,40% de Capital de Terceiros e 44,60% de Capital Próprio e alíquota de imposto de renda de pessoa jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (total de 34%), chegando a um beta alavancado (que reflete o risco do negócio e o risco financeiro) de 0,497.

3.5.5. Risco de regime regulatório

Conforme mencionado no início desta seção existem dois regimes clássicos de regulação: o *price cap* que é caracterizado pelos incentivos à produtividade, embutidos na tarifa e o *rate of return* ou *cost plus* com baixo poder de incentivo e repasse das ineficiências ao consumidor.

Também foi mencionado que o modelo *price cap* o qual é adotado no Brasil, pela ANEEL, para estipular as tarifas de distribuição de energia elétrica, é mais arriscado para os investidores do que o *cost plus*, adotado pelos Estados Unidos.

Uma vez que o mercado referência utilizado pelo órgão regulador foi o norte americano, o beta das empresas americanas calculado no item anterior que, serve como beta do negócio distribuição de energia elétrica reflete o beta de um setor menos arriscado por conta do regime regulatório, de modo que, faz-se necessário apurar o delta a ser adicionado à equação do CAPM, para refletir o risco do regime *price cap*, tal delta é o que a ANEEL entende como risco regulatório.

Para apurar a diferença de risco existente entre os dois ambientes regulatórios, a ANEEL apurou o beta desalavancado do setor elétrico inglês (cujo modelo é o *price cap*) encontrando o valor de 0,514, valor este que foi subtraído do beta desalavancado norte americano cujo valor era de 0,273. O resultado (0,241) foi multiplicado pelo prêmio de mercado de 6,09% para se encontrar o Risco Regulatório a ser acrescido à equação do CAPM (1,47%).

3.5.6. Risco país

O risco país mede o quanto um investidor deve ser recompensado por investir em um ativo ou projeto que tenha uma probabilidade de default em relação a um título de um país tido como soberano.

É o risco adicional inerente ao projeto pelo fato dele ser desenvolvido no seio de uma economia emergente.

Partindo do princípio que o risco país não pode ser espelhado integralmente no risco de default das indústrias do país, pois deve-se observar a realidade de cada empresa, de cada setor e ponderar as características antes de replicar os valores; o setor de energia elétrica, segundo a ANEEL, em virtude da cláusula de equilíbrio econômico-financeiro inclusa em seus contratos de concessão e haja vista a importância estratégica do mesmo, precisa ter o risco de moratória separado do risco país ao se calcular o seu custo de capital próprio.

De acordo com a nota técnica nº302/2006-SER/ANEEL (2006, p. 20):

“O prêmio de risco país é definido então como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. O prêmio de risco soberano é o *spread* que um título de renda fixa do governo brasileiro denominado em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA. O prêmio de risco de crédito Brasil é computado como o *spread* sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA, com a mesma classificação de risco que o Brasil”.

Assim sendo, o prêmio de risco Brasil (R_{BR}) é definido pela ANEEL pela seguinte equação:

$$R_{BR} = R_s - R_{CBR} \quad (8)$$

Onde R_s corresponde ao prêmio de risco soberano e R_{CBR} ao prêmio de risco de crédito Brasil.

Para o cálculo do prêmio de risco soberano a ANEEL utilizou o EMBI-BR calculado pelo banco JP Morgan desde 1992. A série utilizada foi de abril de 1994 a junho de 2006, resultando no valor médio de 7,87%.

Para o cálculo do prêmio de risco de crédito Brasil a ANEEL utilizou a classificação da Moody's de risco Ba2 (*rating* soberano do Brasil), obtendo-se 2,96% como média dos spreads das empresas deste *rating* ao longo da série de abril de 1994 a junho de 2006.

O prêmio de risco Brasil apurado pela ANEEL foi então de 7,87% - 2,96% = 4,91%.

3.5.7. Prêmio de risco cambial

O prêmio de risco cambial visa medir o risco que um investidor global incorre ao investir no Brasil e que no momento das suas movimentações financeiras que envolvam trocas de moedas, se depara com uma taxa de câmbio que não reflita uma situação de equilíbrio como a condição de paridade coberta da taxa de juros.

A ANEEL utiliza a metodologia de Garcia e Didier (2001), segundo a qual para países emergentes a taxa doméstica de juros pode ser representada de acordo com a definição de paridade coberta da taxa de juros, acrescida do risco país:

$$i = i^* + (f - s) + R_{BR} \quad (9)$$

Onde i é a taxa de juros doméstica, i^* é a taxa de juros externa, f é o logaritmo do valor futuro do dólar, s é o logaritmo do valor do dólar hoje e R_{BR} é o prêmio de risco Brasil.

O segundo termo $(f - s)$, por seu turno, é medido no mercado futuro e pode ser visto como a expectativa de desvalorização da taxa de câmbio no período do prazo do contrato, uma vez que se espera que a taxa de câmbio celebrada num contrato futuro de dólar represente uma boa estimativa do dólar na data de vencimento do contrato. Vale mencionar que “ f ” representa o valor futuro do dólar e “ s ” o valor do dólar hoje.

O contrato futuro de dólar opera como um *hedge* quanto às incertezas cambiais. Tais incertezas são incorporadas ao preço futuro a partir de um prêmio de seguro, que é o risco cambial. Da decomposição de $(f - s)$ encontra-se o valor deste risco.

$$(f - s) = E(S_T - S_t) + R_x \quad (10)$$

Onde S_T é a taxa de câmbio do dólar a vista no futuro, S_t é a taxa de câmbio de dólar a vista hoje e R_x é o risco cambial.

Define-se o prêmio de risco cambial como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial.

Após encontrar o risco cambial em R_x a ANEEL submete o resultado a um tratamento estatístico através do Filtro de Kalman (método de estimação estocástica que combina modelos determinísticos e estocásticos) proposto por Kalman (1960) e encontra como Risco Cambial o valor de 1,78%, a partir de dados mensais do mercado futuro cambial da BMF de julho de 1999 a junho de 2006.

3.6.

O custo de capital próprio encontrado pela ANEEL

Uma vez calculado todos os itens que compõem o modelo do CAPM global adotado o custo do capital próprio nominal para o setor elétrico brasileiro de distribuição apurado pela ANEEL foi de 16,50%, conforme demonstrado a seguir:

$$R = R_f + (R_m - R_f) \times \beta + R_{BR} + R_x + R_r \quad (7)$$

Sendo os resultados apurados:

$$R_f = 5,32\%$$

$$(R_m - R_f) = 6,09\%$$

$$B = 0,497$$

$$R_{BR} = 4,91\%$$

$$R_x = 1,78\%$$

$$R_r = 1,47\%$$

$$R = 5,32 + (6,09) \times 0,497 + 4,91 + 1,78 + 1,47 = \mathbf{16,50\%}$$

3.7.

O custo do capital de terceiros segundo a ANEEL

Conforme mencionado anteriormente neste trabalho, o custo de capital de terceiros consiste no retorno exigido pelos credores da dívida da empresa por um novo empréstimo, pela dívida marginal.

Vale destacar que o custo de capital de terceiros deve refletir da forma mais realista possível o mercado local de financiamento, por isso tal custo é muitas vezes, calculado com base nas últimas emissões de dívida feitas por empresas do setor regulado em estudo.

A metodologia que a ANEEL adotou para mensurar o custo de capital de terceiros foi o do CAPM da dívida, método este que consiste a acrescentar à taxa livre de risco os prêmios exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição de energia elétrica no Brasil.

A fórmula confeccionada pela ANEEL é a seguinte:

$$R_d = R_f + R_c + R_{BR} + R_x \quad (11)$$

Onde R_d é o custo de capital de terceiros, R_f a taxa de retorno do ativo livre de risco, R_c é o prêmio de risco de crédito, R_{BR} é o prêmio de risco Brasil e R_x é o Prêmio de risco cambial.

O prêmio de risco de crédito (único cuja metodologia de cálculo da ANEEL ainda não foi demonstrada neste trabalho) segundo a nota técnica nº302/2006-SER/ANEEL pg 27: “[...] deve representar o spread sobre a taxa livre de risco que pagam as empresas com a mesma classificação de risco das distribuidoras de energia elétrica brasileiras.”.

A ANEEL utilizou como base a empresa de distribuição de energia possuidora do melhor *rating*, a RGE (Rio Grande Energia), cuja classificação era Ba2 e ao calcular a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determinou uma taxa média de 2,96% como prêmio de risco de crédito.

Por fim, somando o valor do prêmio de risco de crédito aos demais riscos destacados anteriormente, a ANEEL estimou o custo do capital de terceiros nominal para o setor elétrico brasileiro de distribuição como sendo de 14,97%, conforme descrito a seguir:

$$R_d = R_f + R_c + R_{BR} + R_x \quad (11)$$

$$R_d = 5,32\% + 1,78\% + 4,91\% + 2,96\% = \mathbf{14,97\%}$$

3.8.

Estrutura ótima de capital segundo a ANEEL

A estrutura de capital corresponde à proporção que cada tipo de capital (próprio ou terceiro) tem na composição das fontes de financiamento de uma empresa.

O fato é que as empresas buscam a estrutura mais barata que maximize o seu valor, chamada de estrutura alvo.

Segundo Brigham, Gapenski e Ehrhardt (2001, p. 579): “A teoria da estrutura de capital sugere que cada empresa tem uma estrutura de capital ótima, aquela que maximiza seu valor e minimiza seu custo de capital total.”

Importante destacar que devido ao tratamento contábil diferenciado que recebem os juros de dívida, uma vez que os juros pagos são descontados para efeito de cálculo de imposto de renda, o uso de capital de terceiros ao diminuir o recolhimento de impostos aumenta o retorno sobre o capital próprio.

Todavia, a própria alavancagem financeira, por seu turno, possui um limite ótimo, haja vista que o aumento contínuo na captação de dívidas faz com que a percepção de risco de insolvência aumente e como consequência os juros cobrados pelos credores tendem a subir.

A metodologia adotada pela ANEEL procura analisar a relação dívida/ativos de empresas de diversos países que atuam no setor de distribuição de energia elétrica. Os países escolhidos pelo órgão regulador foram: Argentina, Chile, Grã-Bretanha, Austrália e Brasil.

De acordo com a nota técnica nº302/2006-SER/ANEEL (2006, p. 07):

“Esses países foram agrupados em três grupos, de acordo com seu grau de desenvolvimento e tipo de regulação do setor de distribuição, e foram calculadas faixas para a razão dívida/ativos desses grupos. Essas faixas foram então combinadas de maneira a produzir uma faixa de referência contra a qual os dados das empresas brasileiras pudessem ser comparados. Após essa comparação, foi estabelecida uma faixa de 45,52% a 67,36% para a relação dívida/ativos, resultando no valor de 55,40% como meta pontual para a estrutura ótima de capital a ser utilizada no cálculo do custo de capital”.

A ANEEL ainda realizou um segundo ajuste de 0,8% na meta de dívida/ativos por conta do uso de recursos subsidiados pelas concessionárias, de sorte que a relação dívida/ativos resultou no valor de 56,20%

Assim sendo a ANEEL determinou que a proporção de capital de terceiros ótima é de 56,20%, ao passo que a proporção ótima de capital próprio é de 43,80%.

3.9.

O WACC regulatório aplicado no segundo ciclo de revisão tarifária

A ANEEL, no bojo do processo de revisão tarifária, estipula a taxa pela qual os ativos das concessionárias serão remunerados pelos clientes, tal taxa de remuneração é o WACC regulatório, que serve como uma taxa de referência alvo para as concessionárias.

A fórmula do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) é a seguinte:

$$WACC = \left(\frac{E}{E+D}\right).K_s + \left(\frac{D}{E+D}\right).K_d.(1-T) \quad (12)$$

Onde:

Ks = Custo do Capital Próprio

Kd = Custo do Capital de Terceiros ou da Dívida

E = Capital próprio

D = Capital de Terceiros ou Dívida

T = Alíquota tributária marginal da entidade objeto da avaliação

Uma vez que:

$$K_s = 16,50\%$$

$$K_d = 14,97\%$$

$$E/(E+D) = 43,80\%$$

$$D/(E+D) = 56,20\%$$

$$T = 34\%$$

$$\text{WACC Nominal} = (0,4380 \times 16,50) + (0,5620 \times 14,97 \times 0,66) = \mathbf{12,78\%}$$

De acordo com a nota técnica nº302/2006-SER/ANEEL (2006, p. 29):

“Deflacionando-se o custo nominal pela taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2005 de 2,54%, obtém-se enfim o custo em termos reais [...] dessa forma o custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil no segundo ciclo de revisão tarifária será igual a **9,98%** em termos reais e depois de impostos”.

3.10.

Algumas contribuições dos agentes à metodologia da ANEEL

Desde o primeiro ciclo de revisão tarifária a ANEEL vem recebendo comentários e contribuições de vários agentes no que tange à metodologia que emprega para o cálculo do WACC regulatório.

Alguns pontos levantados na Audiência Pública nº 008/2006 merecem destaque.

Uma das críticas tecidas pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) diz respeito à confecção da taxa livre de risco, uma vez que o órgão regulador valeu-se da série histórica de títulos do governo norte americano com prazo de 10 anos até o vencimento, que tem uma *duration* de 8 anos e utilizou-se da média das taxas de juros anuais do período de 1995-2006, período este considerado pequeno, primeiramente porque quanto maior a série melhor a realidade é retratada e segundo porque para o prêmio de risco de mercado, na apuração do retorno do mercado o período de apuração da performance do S&P500 foi de 1928 a 2006, de modo que os períodos não são os mesmos.

No que tange ao risco país, também na Audiência Pública nº 008/2006, a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) e a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) criticaram a exclusão de qualquer fator de risco embutido no risco país, como fez o órgão regulador, por não haver precedentes na literatura técnica nem nas práticas de mercado que sustente tal decisão. O risco país é um prêmio adicional por investir no país, independentemente de ser uma empresa.

Quanto ao risco regulatório, Elektro, CELPA, COELCE e CEMIG apontam para o fato de que apesar do modelo inglês ser o mesmo que o brasileiro, não basta incluir apenas o risco do modelo de regulação puro, haja vista que o modelo na Grã-Bretanha encontra-se mais consolidado. Desta forma, criticam a não inclusão de um risco regulatório relativo à qualidade da regulação brasileira e ao aparato legal nacional.

Vale destacar também a crítica acerca da mensuração do custo de capital de terceiros feita pela ABRADEE na Audiência Pública nº 008/2006, segundo a associação:

“Cada empresa do setor regulado possui uma classificação de risco própria que está diretamente relacionada à sua estrutura de capital. Portanto, para estimar o risco de crédito de uma empresa sintética de referência é necessário que o mesmo seja compatível com a estrutura ótima de capital definida pelo regulador. Considerando que a melhor classificação de risco para distribuidora brasileira publicada pela Moody’s (Ba2), e que esta empresa tem uma estrutura de capital menos alavancada do que a estrutura de capital proposta pela ANEEL, recomendamos que seja utilizado o spread de risco de crédito associado à empresas que possuam estrutura de capital semelhante àquela recomendada pelo regulador”.

Importante frisar que as sugestões e críticas mencionadas nesta seção, referentes à taxa de remuneração (WACC), são apenas alguns dos pontos levantados na Audiência Pública nº 008/2006, pontos estes que o órgão regulador não considerou para efeito de posterior revisão de seus cálculos.