UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PPGE – EP/FEA/IEE/IF

MARCO ANTÔNIO LUZ PAUPERIO

**MODELO REGULATÓRIO E RISCO DE MERCADO:
UMA COMPARAÇÃO ENTRE AS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE GÁS E ENERGIA ELÉTRICA NORTE AMERICANAS E SUAS
CONGÊNERES NO BRASIL, CHILE E ARGENTINA**

São Paulo
2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Pauperio, Marco Antônio Luz.

MODELO REGULATÓRIO E RISCO DE MERCADO:
UMA COMPARAÇÃO ENTRE AS EMPRESAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS E ENERGIA ELÉTRICA NORTE
AMERICANAS E SUAS CONGÊNERES NO
BRASIL, CHILE E ARGENTINA. São Paulo, 2012.

89 p. : il. ; 30 cm

Dissertação de Mestrado, apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia – Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física – da Universidade de São Paulo /USP.

Orientador: Parente, Virginia.

**MODELO REGULATÓRIO E RISCO DE MERCADO:
UMA COMPARAÇÃO ENTRE AS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS E
ENERGIA ELÉTRICA NORTE AMERICANAS E SUAS CONGÊNERES NO
BRASIL, CHILE E ARGENTINA**

**Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Energia –
Escola Politécnica / Faculdade de
Economia, Administração e Contabilidade /
Instituto de Eletrotécnica e Energia /
Instituto de Física – da Universidade de São
Paulo como parte dos requisitos para
obtenção do título de Mestre em Energia.**

Orientação: Prof^a Dr^a Virginia Parente

Versão Corrigida

(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

São Paulo

2012

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE – IF

MARCO ANTONIO LUZ PAUPERIO

“Modelo regulatório e risco de mercado: uma comparação entre as empresas de distribuição de gás e energia elétrica norte americanas e suas congêneres no Brasil, Chile, e Argentina”

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof^a Dr^a Virgínia Parente – PPGE/USP
Orientadora e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. José Roberto Securato – FEA/USP

Prof. Dr. George Ohanian – FGV/SP

SUMÁRIO DA DISSERTAÇÃO

1. Introdução	06
2. Monopólios naturais e sua regulação	13
2.1 Teoria econômica dos monopólios naturais	
2.2 Regulação por Custo de Serviço	13
2.3 Regulação por Incentivos	20
2.4 Regulação da Qualidade do Serviço	26
2.5 Regulação por Comparação	29
2.6 Alternativas à regulação	38
3. WACC e Taxa de Retorno Ajustada ao Risco	39
3.1 Custo do capital próprio	46
3.2 Custo do capital de terceiros	47
4. Metodologia, Análise e Resultados	55
4.1 Inspiração Metodológica	62
4.2 Procedimentos de Estimativa e Aplicação da Metodologia	64
4.3 Resultados da Análise	71
5. Conclusões	78
Bibliografia	81
Anexos	88

RESUMO

A legislação brasileira estabelece que o Estado tem a obrigação de preservar o equilíbrio econômico financeiro das concessões de serviços públicos. Assim o Estado deve garantir que as tarifas dessas concessões sejam capazes de cobrir os seus custos operacionais e ainda ofereçam um retorno justo para os agentes privados que nelas investiram. Nas concessões de distribuição de gás natural canalizado e de energia elétrica os reguladores brasileiros optaram por aplicar uma regulação baseada em incentivos, que se inspira no modelo inglês de regulação por “preço teto”. Esta opção regulatória fez com que a Agência Nacional de Energia Elétrica adicionasse à remuneração dos acionistas das concessionárias um prêmio de risco regulatório refletindo a diferença entre o risco das distribuidoras inglesas e o risco das norte americanas, pois as inglesas praticam uma forma de determinação de tarifas considerada mais arriscada que as norte americanas. Tal adição de retorno encontra amparo na teoria econômica, mas é questionada por estudos empíricos que mostram que a diferença entre os graus de risco do regime inglês e norte americano não é estatisticamente significativa. Nesta dissertação é testada a hipótese de que o grau de risco de mercado da regulação por preço teto é maior do que o da regulação por custo de serviço. Para tanto são usados dados de distribuidoras de gás natural e energia elétrica da Argentina, Brasil, Chile e Estados Unidos, sendo que apenas neste último país se pratica regulação por custo de serviço e nos demais é adotada a regulação por “preço teto” de inspiração inglesa. Os testes aqui realizados indicam que não há evidências de que o risco de mercado seja maior em países com regulação por preço-teto do que em países com regulação por custo de serviço. Mais do que isso, esta dissertação conclui que o principal determinante do diferencial entre o risco de mercado das concessionárias brasileiras e o risco de mercado das empresas norte americanas comparáveis de distribuição de energia elétrica e de gás natural é a volatilidade do índice IBOVESPA e não o modelo tarifário adotado pelos reguladores.

Palavras Chave:

Regulação econômica, energia elétrica, gás natural, risco, CAPM, beta, regulação por custo de serviço, regulação por incentivo, regulação por preço teto, tarifas.

Abstract

Brazilian Law establishes that preservation of the economic balance of utilities is an obligation of the Brazilian State. Thus the State must set tariffs that not only cover utilities operational costs but also cover its capital cost, giving a fair return for utilities investors. In tariff setting, Brazilian regulators estimate a weight average cost of capital, of which market risk is one of the components. Brazilian regulators of natural gas and electricity distribution utilities choose an incentive based model of regulation, inspired in the English regulatory model of price cap, or RPI – X. This regulatory model is considered riskier than the American model of cost of service, or (fixed) rate of return regulation. Thus, the choice for a price cap model made Brazilian electricity regulator (ANEEL) add a regulatory risk premium in the equity component of WACC to incorporate the risk differential between the English and the American regulatory models. Such regulatory risk premium is validated by economic theory, but is questioned by empiric studies that show that, across many countries, the difference between the risk of English and American models are not statistically significative. This dissertation tests the hypothesis that the market risk of price cap regulation is greater than cost of service regulation. In order to test such hypothesis data from natural gas and electric energy distributors from Argentina, Brazil, Chile and United States is used. Only the latter practices cost of service regulation and all other countries adopt the english inspired price cap regulation. The tests performed indicate that there is no evidence that the market risk is greater in countries adopting price cap regulation than in countries using cost of service regulation. Moreover, this dissertation concludes that the main aspect determining the difference between market.risk of Brazilian utilities providers and American comparable natural gas end electric energy distributors is the volatility of the IBOVESPA index in spite of the tariff model adopted by the regulators.

Keywords:

Economic regulation, electricity, natural gas, risk, CAPM, beta, rate of return regulation, incentive based regulation, price cap regulation, tariffs.

Lista de Figuras

FIGURA 1 – CURVAS DE CUSTO MÉDIO E MARGINAL DE LONGO PRAZO EM UM MONOPÓLIO NATURAL PERMANENTE	18
FIGURA 2 – VALOR PRESENTE DOS BENEFÍCIOS TOTAIS X BENEFÍCIOS AO CONSUMIDOR COMO PERCENTUAL DOS BENEFÍCIOS TOTAIS	25
FIGURA 3 – DURAÇÃO ESPERADA DOS CORTES POR REGIÃO DO BRASIL DE 2004 A 2010	32
FIGURA 4 – FREQUENCIA ESPERADA DOS CORTES POR REGIÃO DO BRASIL DE 2004 A 2010	33
FIGURA 5 – MINUTOS PERDIDOS POR CONSUMIDOR NA ITÁLIA (DEC)	36
FIGURA 6 – MINUTOS PERDIDOS POR CONSUMIDOR (DEC) POR REGIÃO DA ITÁLIA	37
FIGURA 7 – NÚMERO DE INTERRUPÇÕES LONGAS POR CONSUMIDOR POR ANO (FEC) NA ITÁLIA	37
FIGURA 8 – BETAS DESALAVANCADOS DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELETRICA	71
FIGURA 9 – VOLATILIDADE DOS MERCADOS NORTE AMERICANOS DE AÇÕES (STOCKS) E RENDA FIXA (T-BILLS)	74
FIGURA 10 – VALOR FUTURO DO INVESTIMENTO DE US\$100 EM 1928 EM AÇÕES DA NYSE, T. BILLS, E T. BONDS	75
FIGURA 11 – VOLATILIDADE DO IBOVESPA E DO CDI	75
FIGURA 12 – VALOR FUTURO DO INVESTIMENTO DE R\$100 EM SETEMBRO DE 1994 NO IBOVESPA, E NO CDI	76

Lista de Tabelas

TABELA 1 – ESTATÍSTICAS DA REGRESSÃO DOS BETAS DAS EMPRESAS DE GN CONTRA SUAS DETERMINANTES FUNDAMENTALISTAS	71
TABELA 2 – COEFICIENTES DA REGRESSÃO DOS BETAS DAS EMPRESAS DE GN CONTRA SUAS DETERMINANTES FUNDAMENTALISTAS	72
TABELA 3 – ESTATÍSTICA DA REGRESSÃO DOS BETAS DAS EMPRESAS DE EE CONTRA SUAS DETERMINANTES FUNDAMENTALISTAS	73
TABELA 4 – COEFICIENTES DA REGRESSÃO DOS BETAS DAS EMPRESAS DE EE CONTRA SUAS DETERMINANTES FUNDAMENTALISTAS	73

1. Introdução

A Lei nº 8.666/93 estabelece que o Estado detenha a obrigação de preservar o equilíbrio econômico financeiro das concessões de serviços públicos. Assim o Estado, através de suas agências reguladoras, deve incumbir-se dos reajustes e revisões tarifárias levando em conta, entre muitos aspectos, que as tarifas definidas sejam capazes de cobrir os custos operacionais e ainda ofereçam um retorno justo para os investidores privados que atuam em tais concessões.

Na composição tarifária das agências reguladoras de energia, federais e estaduais é atribuída aos investidores uma taxa de retorno baseada no custo médio ponderado de capital, do qual um dos componentes é o risco de mercado. Nas concessões de distribuição de gás natural canalizado e de energia elétrica os reguladores brasileiros optaram por aplicar uma regulação baseada em incentivos, que se inspira no modelo inglês de regulação por “preço teto”. Esta opção regulatória fez com que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adicionasse à remuneração dos acionistas das concessionárias a diferença entre o beta médio das distribuidoras inglesas e o beta médio das distribuidoras norte americanas, pelo fato de que as primeiras praticam uma forma de determinação de tarifas considerada menos arriscada que as segundas. Tal adição de retorno encontra amparo na teoria econômica, mas é questionada por estudos empíricos que mostram que a diferença entre os graus de risco do regime inglês e norte americano não é estatisticamente significativa.

Nesta dissertação é testada a hipótese de que o grau de risco de mercado da regulação por preço teto é maior do que o da regulação por custo de serviço. Para tanto são usados dados de distribuidoras de gás natural e energia elétrica da Argentina, Brasil, Chile e Estados Unidos, sendo que apenas neste último país se pratica regulação por custo de serviço e nos demais é adotada a regulação por “preço teto” de inspiração inglesa.

Se a diferença entre o grau de risco de mercado das empresas submetidas ao regime de preço teto e o grau de risco de mercado das empresas submetidas ao regime de custo de serviço for significativa, então a ANEEL estaria correta em remunerar os acionistas das distribuidoras de energia elétrica incluindo a diferença de betas na fórmula de retorno de seus investimentos. Se, por outro lado, a referida diferença de betas não for significativa,

então a ANEEL permitiu aos acionistas das distribuidoras de energia elétrica obter um retorno extraordinário que resultou em tarifas maiores do que as que deveriam ser pagas pelos consumidores locais.

1.1 Objetivos

Os objetivos deste trabalho podem ser divididos em objetivos central e específicos. O objetivo central é verificar, do ponto de vista empírico, se há relação entre risco de mercado das concessionárias de distribuição de eletricidade e de gás natural canalizado que atuam no Brasil, Argentina e Chile e os modelos de regulação econômica aplicados a elas. Esses modelos de regulação referem-se ao *modelo por custo de serviço* e ao *modelo por preço teto*.

Dentre os objetivos específicos destacam-se:

- Revisar a literatura sobre os principais modelos teóricos de regulação econômica aplicada a monopólios naturais com foco nos *modelos por custo de serviço* e *por incentivos*, tomando por base os sistemas adotados respectivamente nos Estados Unidos e no Reino Unido, sendo este último país um paradigma para os reguladores latinoamericanos os quais adotaram a regulação por incentivos de origem inglesa;
- Estimar e ordenar o grau de risco de mercado para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica e de gás natural canalizado bem como para aquelas na Argentina e Chile.

1.2 Motivação e Justificativa

A energia elétrica e o gás natural estão entre os principais energéticos de usos finais no Brasil. De acordo com o Balanço Energético Nacional, divulgado em 2009, com dados referentes ao ano de 2008, a energia elétrica e o gás natural representavam respectivamente 17,4% e 7,2% do consumo final energético no país. Ambas as fontes têm demonstrado

exercer um profundo impacto na qualidade de vida de seus usuários finais residenciais, provendo-lhes conforto e inclusão social, pois permitem o uso das múltiplas tecnologias – de comunicação (televisores, rádios), de informação (computadores e Internet), de cocção (microondas e fogões), de refrigeração e aquecimento – todos essas considerados elementos indispensáveis ao bem estar humano (SEN, 2000).

De fato, como alerta Sen (2000), a indisponibilidade de energia elétrica impõe uma condição de pobreza aos que dela são privados. Para esse autor, a pobreza pode ser definida em oito dimensões, a saber: i) privação de alimentos; ii) privação de uma nutrição adequada; iii) privação de cuidados de saúde; iv) privação de saneamento básico ou água potável; v) privação de uma educação eficaz; vi) privação de liberdades políticas; vii) privação de segurança econômica e social; viii) privação de um emprego rentável.

Com efeito, pode-se argumentar que a indisponibilidade de energia elétrica (EE) é um fator causal da pobreza em seis das oito dimensões definidas por Sen. Nas duas primeiras dimensões, observa-se que a falta de EE dificulta a refrigeração a conservação dos alimentos que podem se deteriorar. Na terceira dimensão, a falta de EE restringe o acesso a televisores e rádios que divulgam, dentre outras informações, campanhas de saúde pública e cuidados pessoais. Na quarta dimensão, nota-se que a falta de EE pode impedir as empresas de saneamento de bombear a água potável e tratar adequadamente o esgoto. Na quinta dimensão, é fácil constatar que a falta de EE impede o acesso à Internet, dificultando o desenvolvimento de habilidades de aprendizagem demandadas pela moderna sociedade da informação. Na sexta dimensão, verifica-se que a falta de EE, ao restringir o acesso aos meios de comunicação, reduzem o grau de participação dos eleitores na vida política nacional.

A privação de acesso ao gás natural (GN), por sua vez também implica em privações similares, porém em menor grau. Isso decorre do fato de o GN poder ser mais facilmente substituído do que a EE em seus usos finais residenciais, por outros energéticos. Cada um dos energéticos alternativos ao GN para cocção e aquecimento residencial, por exemplo, pode traz consigo, entretanto, riscos ambientais e de saúde pública. O gás liquefeito de

petróleo (GLP) tem maior impacto ambiental que o GN, pois seu ciclo de vida mais longo (extração e refino do petróleo, transporte do GLP em botijões e queima) implica na emissão de um volume maior de CO₂ por kJ consumido nos usos finais em relação ao GN que apenas precisa ser extraído e transportado. O uso do GLP também traz uma maior probabilidade de ocorrência de explosões, pois o GLP é mais denso que o ar e, quando ocorrem vazamentos ele se acumula ao invés de se dispersar.

Já a queima de combustíveis não comerciais como a lenha e o carvão vegetal traz danos à saúde provocados pela emissão de fuligem e gases tóxicos. Os fogões e aquecedores elétricos têm custos de investimento e de operação mais altos do que os do GN. Enfim, para o usuário final residencial o GN significa um suprimento regular de um energético de menor impacto ambiental e com menores riscos à saúde.

A EE e o GN são também determinantes da produtividade dos usuários finais comerciais e industriais. Uma interrupção do fornecimento desses energéticos paralisa ou diminui severamente o ritmo de produção de muitas indústrias, reduzindo a quantidade de produto por unidade de tempo. Essa interrupção afeta, assim, a produtividade negativamente e aumenta os custos dos produtos que usam EE e GN como insumos de produção, sejam esses energéticos usados para gerar calor, refrigeração ou força motriz.

A importância da EE e do GN ficou evidente nos racionamentos de EE de 2001 e de GN (para usuários industriais) entre 2006 e 2008. De acordo com estudos da Fundação Getúlio Vargas¹, a redução na oferta de energia elétrica de 20%, em 2001, teve o efeito de reduzir o crescimento do PIB em 1,5 ponto percentual, o nível de emprego em 850 mil postos de trabalho e as arrecadações de tributos em R\$ 6,6 bilhões. Naturalmente, sem um suprimento regular de EE a maior parte das empresas não poderia funcionar pois quase todos os processos de automação comercial e industrial são alimentados pela EE.

Já o GN, apesar de ter vários substitutos, é superior em aplicações que exigem calor de processo tanto pela maior segurança e regularidade do suprimento quanto pela sua superior

¹ FGV (2001).

qualidade enquanto combustível². Em 2008 a incerteza sobre a oferta futura de gás natural em São Paulo e no Rio de Janeiro fez vários setores industriais abandonarem parte dos seus projetos em expansão da capacidade conforme Folha (2008). Muitos novos investimentos da indústria que dependiam da expansão da oferta de gás natural foram adiados ou cancelados. Os setores mais afetados foram o químico, cerâmico, têxtil e de vidro conforme Folha (2008).

Observa-se que a oferta de EE e GN necessita crescer mais rápido do que o PIB brasileiro para que o crescimento do país seja sustentável. De fato, segundo o BEN (2008), entre 1990 e 2007 o PIB brasileiro cresceu apenas 2,82% aa enquanto que o consumo de EE cresceu 3,83% aa e o de GN 10,5% aa. Pode-se verificar que a expansão da oferta energética de EE e GN constituiu-se, dentro do modelo econômico com forte participação em bens energo-intensivos escolhido pelo Brasil, uma pré-condição para o crescimento econômico sustentado do país.

Nessa mesma linha de observação, a metodologia proposta por Goldemberg (2008) define que a energia necessária para permitir a expansão da atividade econômica em um país qualquer depende de fatores como: (i) o Produto Interno Bruto da unidade econômica (município, estado ou país) analisada e (ii) a elasticidade-renda do consumo de energia. Como no Brasil, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética a elasticidade renda do consumo de energia é superior à unidade³, prova-se ser necessário aumentar a oferta de energia elétrica em um ritmo superior ao do crescimento do PIB. Para o caso do GN a FIESP (2009) estimou que o consumo de GN no Estado de São Paulo cresce 4,8 vezes⁴ mais rápido que o PIB industrial do referido Estado⁵.

Em 2004 estimava-se que haveria uma necessidade de investimentos na distribuição de EE de R\$ 3,4 bilhões por ano⁶. Estudos mais recentes como os realizados pela EPE (2007-1) e

² Moutinho dos Santos (2002) on Gás Natural. Estratégias para uma energia nova no Brasil. Ed Annablume 2002

³ EPE 2007-2

⁴ Tecnicamente, diz-se que a elasticidade renda do consumo de GN é 4,8.

⁵ FIESP(2009) – A Revisão Tarifária da Comgás – 19/06/2009

⁶ Tendências (2004)

EPE (2007-2) mostraram que se houver uma expansão acelerada do PIB (taxa de crescimento econômico de 5% aa), a necessidade de investimentos na distribuição de energia elétrica pode chegar a R\$ 4,6 bilhões por ano. Esses estudos também indicaram que seria necessário investir US\$ 160 milhões por ano na distribuição de GN até 2030 para que o consumo possa aumentar de 21 bilhões m³/ano para 97 bilhões m³/ano no mesmo período. Dados os limites impostos à pela Lei de Responsabilidade Fiscal, significativa parte dos recursos para estes investimentos terá de vir de investidores privados.

A operação privada dos monopólios naturais de distribuição de EE e GN envolve a aquisição de ativos específicos cujos retornos apenas ocorrem em longo prazo. Também, observa-se que tais retornos se realizam de acordo com condições contratuais definidas em um processo regulatório cuja concepção e implementação afetam o interesse dos investidores privados em imobilizar capital nestes setores. Ademais, tais setores de distribuição de EE e GN, por sua vez, são politicamente sensíveis, uma vez que a base de consumidores coincide com a base de eleitores conforme Parente (2007), o que indica que os governos têm incentivos a desequilibrar, na maior parte das vezes, o fiel da balança para o lado dos consumidores, em detrimento do interesse dos investidores que representam em conjunto um menor número de eleitores. Já autores como Moreira et al (2003) ponderam que o atual arranjo institucional do setor elétrico tem se mostrado pouco capaz de atrair e remunerar adequadamente o capital privado necessário para viabilizar a expansão eficiente da oferta de energia elétrica necessária para assegurar o crescimento econômico sustentado no Brasil.

A elaboração e implementação de modelos regulatórios adequados aplicados ao controle de monopólios naturais de energia é um dos principais desafios nos países que, como o Brasil, optaram por conceder a operação destes monopólios a operadores privados. De acordo com Joskow (1998-b) a adoção de um modelo regulatório adequado pode atrair investimentos privados necessários para suprir o atual déficit de infra-estrutura de um país, permitindo conciliar retornos adequados para os investidores privados, eficiência de custos na política tarifária, qualidade e segurança de suprimento para os consumidores, assim como uma trajetória de crescimento econômico e desenvolvimento social para o país.

Por outro lado, também segundo Joskow (1998-b), adotar um modelo regulatório inadequado pode implicar em uma combinação dos seguintes cenários: (i) taxas de retorno acima do mérito e risco assumido para os investidores privados e tarifas abusivas para os consumidores; (ii) taxas de retorno abaixo do mérito e do risco assumido para os investidores privados e tarifas módicas para os consumidores, mas qualidade inadequada dos serviços prestados e investimentos menores do que os necessários para garantir a futura expansão da demanda, gerando o risco de racionamento e de queda na qualidade e na segurança do suprimento dos serviços; (iii) taxas de retorno incertas para os investidores privados devido à incerteza regulatória causada por freqüentes intervenções ou mudanças nas regras do jogo e conseqüente precificação do maior risco por essa incerteza no retorno implicando serviços mais caros.

Os principais processos de revisão tarifária⁷ de agências reguladoras como A, B e C incorporam as noções de taxa de retorno ajustada ao risco (*fair rate of return*) e de equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Nesse contexto, o regulador costuma impor a taxa *justa*, calculando-a a partir do custo médio ponderado de capital por ele estimado, tendo sempre um componente polêmico que é a remuneração do investimento dos acionistas. Este investimento, denominado pela literatura de finanças de “capital próprio”, tem tido seu retorno *justo* sempre estimado por alguma variante do modelo de precificação dos ativos de capital conhecido como Capital Asset Pricing Model ou CAPM.

Ao discutir a influência do modelo regulatório na composição do risco de mercado, a presente dissertação que será desenvolvida a partir da presente proposta busca contribuir com os reguladores na estimativa com maior precisão do custo do capital próprio das empresas reguladas e, assim, contribuir/ fornecer subsídios para aperfeiçoar os processos de revisão tarifária. Este estudo poderá ter interesse também para os acionistas de empresas reguladas e para as associações de grandes consumidores desses serviços interessados que são no resultado final da fixação do nível tarifário.

⁷ As revisões tarifárias dos concessionários de distribuição de energia elétrica e gás natural canalizado organizados respectivamente pelas agências reguladoras ANEEL, ARSESP e AGERNESA.

1.3 Questão Central e Hipótese

A teoria econômica da regulação, segundo Grout (2006), sugere que empresas sujeitas à *regulação por incentivos* tais como a *regulação por preço teto* adotada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), estão expostas a mais risco de mercado do que as empresas sujeitas à *regulação por custo de serviço*. Isso ocorre porque a *regulação por custo de serviço*, diferentemente da *por preço teto*, garante às empresas uma taxa de retorno fixa sobre seu capital investido, independente do estado da natureza que venha a se realizar no futuro. Esse é o caso da regulação norte-americana aplicada a monopólios naturais na distribuição de energia elétrica e gás natural. Assim, pode-se esperar que a um maior risco corresponda uma tarifa maior que viabilize um maior retorno. Assim, as taxas de retorno requeridas pelos investidores de empresas sujeitas à regulação por preço teto tenderiam a ser maiores que aquelas sujeitas à regulação por custo de serviços

Neste contexto, a *questão central* da dissertação é:

A regulação por incentivos implica em maior risco de mercado para as empresas de distribuição de energia elétrica e gás natural nos países da amostra?

A hipótese a ser testada é de há mais risco de mercado na regulação por incentivos do que na regulação por custo de serviços.

Conforme será visto na revisão da literatura pertinente ao tema, pode-se verificar que a medida que serve de ponto de partida para o padrão de risco de mercado é o beta desalavancado. O beta é o coeficiente de regressão entre os retornos das ações de uma empresa e os retornos do índice da bolsa de valores no qual esta ação é listada. Como cada empresa adota uma diferente estrutura de capital, o beta estimado deve ser desalavancado para remover o efeito do endividamento. Nesta dissertação foi usada uma amostra de betas

desalvancados de empresas reguladas dos setores de distribuição de energia elétrica e de gás natural canalizado no Brasil, Estados Unidos, Argentina e Chile. Os betas médios das empresas do Brasil, Argentina e Chile serão comparados com os betas médios das empresas norte americanas e, havendo um diferencial positivo e estatisticamente significativo, rejeita-se a hipótese nula de que os graus de risco sejam iguais, confirmando-se que há há mais risco de mercado na regulação por incentivos do que na regulação por custo de serviços

1.4 Estrutura Capítular

A presente dissertação está subdividida em cinco capítulos. Além deste primeiro capítulo que contempla a introdução, na qual estão a apresentação do tema, os objetivos do trabalho, a motivação, a questão central a ser respondida e hipótese a ser testada, há portanto mais quatro capítulos.

No contexto dos capítulos restantes, o capítulo 2 traz uma revisão da literatura sobre monopólios naturais e sobre a teoria da regulação econômica aplicada a esses monopólios. Nele está contextualizada a literatura empírica que analisa os resultados da implementação dos modelos de regulação econômica sobre os monopólios naturais. Já o capítulo 3 discute o custo médio ponderado de capital (WACC) e seus componentes, o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros. O capítulo 4, por sua vez, descreve e aplica a metodologia de análise dos dados de risco de mercado através da regressão de dados em *cross-section* e faz uma análise e discussão dos resultados encontrados. Por fim, o capítulo 5 traz uma síntese dos resultados.

Capítulo 2 – Monopólios naturais e sua regulação

A revisão bibliográfica que aqui é apresentada tem por objetivo prover subsídios a tanto à análise de modelos regulatórios quanto à análise de risco de mercado a que as concessionárias de distribuição de energia elétrica e gás natural estão sujeitas no Brasil, Argentina e Chile, especificamente naquelas dos países que serão analisados em capítulos seguintes (Brasil, Argentina e Chile). Para isso, esta etapa da revisão bibliográfica está subdividida em duas seções teóricas.

A primeira dessas duas seções corresponde a uma seção de teoria econômica, na qual se discutem as falhas de mercado inerentes aos setores que são monopólios naturais. Ademais na referida seção são mostradas quais são as alternativas de política pública para remediar as consequências das falhas de mercado previamente detalhadas.

A segunda seção discute a remuneração do investidor privado na forma do custo médio ponderado de capital, o WACC (weighted average cost of capital) e seus componentes, o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros. Por estar fora do escopo desta dissertação, a estrutura de capital não será discutida.

2.1 Teoria econômica dos monopólios naturais

A primeira subseção deste capítulo apresenta o problema dos monopólios naturais e discute o potencial dano que eles podem causar aos consumidores e à sociedade. A segunda subseção teórica revisa o conceito de *regulação por custo de serviço* e discute vários dos principais artigos teóricos sobre esta modalidade de regulação. A terceira subseção teórica revisa o conceito de *regulação por incentivos*. A quarta subseção discute a regulação da qualidade do serviço. A quinta subseção discute a regulação por comparação ou *benchmarking*. A sexta e última subseção teórica discute as alternativas não regulatórias do

Estado para o monopólio natural enquanto falha de mercado: a propriedade estatal, o franqueamento competitivo e a desregulação.

De acordo com Viscusi (2000), um setor de atividade opera em monopólio natural se a produção do bem ou serviço deste setor por uma única empresa minimiza o custo de produção. Ou seja, monopólios naturais ocorrem quando o maior fornecedor em um setor de atividade econômica tem uma significativa vantagem de custo sobre seus concorrentes atuais e também sobre qualquer possível entrante.

De forma simplificada, em um monopólio natural permanente, se o monopolista produzir um único tipo de produto, então o seu custo médio de longo prazo (CMeLP) será uma função estritamente decrescente qualquer que seja o nível de produção. Como consequência matemática, o seu custo marginal de longo prazo (CMgLP) será sempre menor do que o CMeLP.

Figura 1: Curvas de Custo Médio e Marginal de Longo Prazo em um monopólio natural permanente.

Fonte: Viscusi (2000).

O caso ilustrado na Figura 1 mostra o dilema de política pública do monopólio natural. A questão é, dado que seria ineficiente ter duas ou mais empresas fornecendo o serviço, como a sociedade poderia se beneficiar o máximo possível do potencial de operação a custos reduzidos do monopólio natural se este, deixado à sua própria discrição, tende a operar extraindo excedente dos consumidores e causando perdas advindas de “peso morto” como será definido adiante. A firma única iria expandir sua produção e baixar seus custos médios até eventualmente conquistar todo o mercado. Após conquistar o mercado ela iria então praticar o preço de monopólio, com um nível de preços maior do que o socialmente ótimo, e um nível de produção menor do que o socialmente ótimo. Se for livre para estabelecer preço e nível de produção o monopolista o fará quando os seus custos marginais forem iguais às suas receitas marginais, obtendo com isso um lucro extraordinário que reduz na mesma medida o excedente do consumidor.

Pindyck e Rubinfeld (2008) mostram que o monopólio tem a propriedade de extrair rendas dos consumidores e produzir uma quantidade menor do que a que seria produzida em um setor competitivo e vendendo a um preço maior do que o do setor competitivo. Esta extração de rendas pelo monopólio constitui uma falha de mercado, pois reduz o bem estar da sociedade ao manter recursos ociosos (produzindo menos do que o socialmente ótimo) e cobrando excessivamente (preço maior do que o custo marginal) pela produção que maximiza o lucro do monopolista privado.

Ainda pior, o monopolista gera uma perda de peso morto que reduz o excedente do consumidor sem que haja transferência para o monopolista ou qualquer outro agente. Para evitar que este comportamento predatório do monopolista privado ocorra há duas grandes alternativas: a propriedade estatal e a regulação econômica do monopolista privado pelo Estado. Nesta dissertação a propriedade estatal será brevemente discutida mas o maior foco recairá sobre a regulação econômica do monopolista privado e, especificamente, qual taxa de retorno sobre seus investimentos deve este monopolista receber e como esta taxa de retorno deve ser calculada de forma a não onerar as tarifas nem prejudicar a qualidade dos serviços prestados pelos monopolistas dos setores de distribuição de EE e GN.

Ainda do ponto de vista microeconômico, se é feita a opção política pela operação privada e regulação pública de um monopólio natural, surge naturalmente a questão de quais preços e quantidades deverá o regulador induzir o monopolista privado a cobrar e a produzir. Nos termos de Train (1991), o regulador deve desenhar mecanismos para induzir as firmas reguladas a operar em níveis socialmente ótimos. Para tanto, os níveis de preços e produção socialmente ótimos devem ser definidos. Se a empresa fornecer um único tipo de produto, então a análise das curvas de demanda, custo médio e custo marginal.

Para Araújo e Oliveira (2005) os setores de distribuição de EE e de GN canalizado são monopólios naturais. Em ambos os setores há uma marcada predominância dos custos fixos do investimento sobre os custos variáveis, criando economias de escala ou funções de custo médio estritamente decrescentes. Seria muito dispendioso, em relação ao potencial de receitas do empreendimento, construir novas redes de distribuição de gás natural e de energia elétrica apenas para instituir a competição. Do mesmo modo, seria economicamente inviável para um potencial competidor fazer os investimentos de capital necessários para entrar no mercado atualmente explorado pelo monopolista natural. Desta forma, se a função de custo médio for estritamente decrescente ou tiver um ponto de mínimo de magnitude suficiente para suprir todo o mercado consumidor então haverá um monopólio natural (VISCUSI, 2000).

A falha de mercado no setor de distribuição de energia elétrica é particularmente grave, conforme discutido por Joskow (2003). Nela, a demanda por este bem/serviço é fortemente inelástica aos preços no curto prazo o que permitiria a um monopolista não regulado atuante nesse setor exercer seu poder de mercado e extrair montantes relativamente altos de renda dos consumidores.

Ainda para Joskow (2000), no setor de distribuição de GN canalizado, existe uma maior flexibilidade tecnológica para que os consumidores possam substituir o GN por outros energéticos tais como o óleo combustível ou o óleo diesel. Assim, o poder de mercado de um distribuidor de GN é menor quando comparado ao distribuidor de energia elétrica, mas

ainda é significativo. Desse modo, configura falha de mercado capaz de lesar os consumidores através da prática de preços majorados em relação aos preços competitivos.

Muitos autores dentre os quais Araújo e Oliveira(2005) e Vickers e Yarrow(1988) apontam a regulação do monopolista privado pelo Estado como uma das possíveis soluções para ineficiência alocativa do monopólio privado. A regulação econômica consiste na correção da falha de mercado do setor privado através da exigência imposta pelo Estado, de que o monopolista privado cumpra certas normas em relação ao preço e à qualidade dos produtos fornecidos em regime de monopólio. Embora os processos regulatórios tenham sido criados para corrigir falhas de mercado, a implementação desses processos pode implicar em falhas de Estado, tais como a captura do regulador pelos entes regulados e o uso político da regulação. Assim, serão discutidas a *regulação por custo de serviço*, a *regulação por incentivos* e as alternativas à regulação.

2.2 Regulação por Custo de Serviço

De acordo com Araújo e Oliveira (2005) a *regulação por custo de serviço* (RCS) é a forma mais antiga e mais difundida de regulação econômica de monopólios naturais. Ela também é chamada de *regulação por custo histórico*, por custo contábil ou “à taxa de retorno fixa”.

Como implicado no próprio nome, neste modelo de regulação é estabelecida uma taxa fixa de retorno para o concessionário privado que é aplicada à *base de ativos regulatória* (BAR) qualquer que seja o estado da natureza que venha a se realizar. A expressão matemática do modelo de custo de serviço é dada pela seguinte fórmula:

$$\text{Receita} - \text{Despesas} - \text{Depreciação} - \text{Impostos} = r (\text{BAR}) \quad (\text{E1})$$

Sendo que “*r*” é a taxa de remuneração fixa, normalmente estabelecida em lei ou ato normativo do regulador e a BAR ou *base de ativos regulatória* do investidor privado é igual ao total de investimentos não depreciados feitos pela concessionária.

Ainda segundo Araújo e Oliveira (2005) na RCS a Receita das concessionárias reguladas de energia é calculada pelo produto da tarifa pelo consumo dos usuários finais, sendo a tarifa determinada de modo a permitir que o investidor privado receba a remuneração “ r ” previamente acordada. Nota-se ainda, segundo esses autores, que os pontos críticos desse modelo são o grau de eficiência econômica das “despesas operacionais” da concessão e a “natureza prudencial” dos investimentos feitos na BAR. Com efeito, se o regulador permitir que o concessionário tenha despesas operacionais maiores do que as despesas eficientes então os usuários finais pagarão com maiores tarifas para que os investidores privados mantenham seu retorno “ r ” a despeito do grau de ineficiência na gestão das operações das concessionárias.

Segundo Viscusi (2000), o mesmo ocorre se o regulador permitir que os gestores da concessionária façam investimentos excessivos ou não “prudenciais”. Nesse contexto, a BAR seria inflada e os usuários finais pagariam maiores tarifas para remunerar tais investimentos desnecessários. Averch e Johnson (1962), por sua vez, mostraram que o uso da *regulação por custo de serviço* induz a concessionária a inflar a BAR ao investir mais capital do que seria socialmente ótimo, pois a esse modelo regulatório garante a concessionária uma remuneração sobre sua base de ativos, qualquer que seja o estado da natureza que venha a se realizar. Ou seja, a remuneração ocorre quer haja um mercado consumidor maior ou menor do que o projetado ou quer se realizem ou não choques de preços nos custos dos insumos.

Ao garantir o retorno sobre o capital investido, o regulador permite à concessionária arbitrar taxas de retorno a partir dos mercados de capitais, os quais, cientes do arranjo regulatório, aceitam financiar a concessionária a um custo de capital mais baixo do que a remuneração fixada pelo regulador. Como o sobre-investimento da concessionária tem de ser remunerado à taxa “ r ” estipulada pelo regulador, o impacto da maior base de ativos será transferido à tarifa que irá onerar os consumidores finais com custos maiores. Tal sobre-investimento e seu correspondente impacto nas tarifas se tornaram conhecidos na

literatura como o *efeito Averch-Johnson* (A-J) que é a mais conhecida crítica feita à *regulação por custo de serviço*.

O alcance e as implicações do efeito A-J foram, desde o início, objetos de grande controvérsia, como em Takayama (1969). Esse autor demonstrou que, apesar da principal proposição de A-J referente à intensidade de capital não ser a socialmente ótima, muitas implicações normalmente feitas não se sucederiam. Nesse sentido, Takayama (1969) prova que mesmo que o efeito A-J ocorra, não haverá, necessariamente, uma produção maior do que aquela do monopólio não regulado. Isso porque, embora a concessionária empregue mais capital do que usaria se não estivesse sendo regulada por custo de serviço, empregará também menos trabalho do que usaria normalmente. Assim, para o autor em questão não é verdadeira a afirmação de que a *regulação por custo de serviço* produz uma quantidade maior de produto.

Baumol e Klevorick (1970), embora reconheçam a contribuição teórica do efeito A-J, questionam a relevância prática desta contribuição. Segundo eles, outras distorções alocativas de maior magnitude no processo regulatório podem minimizar as consequências do efeito A-J tornando-o um efeito de segunda ordem em um quadro regulatório mais complexo do que o modelado por Averch e Johnson (1962).

Em particular, Baumol e Klevorick (1970) mostram que o efeito A-J não é válido na presença do *lag-regulatório* ou defasagem temporal entre as revisões tarifárias e os choques exógenos que alteram a rentabilidade da firma regulada. Assim, na prática regulatória, a restrição de manter a taxa de retorno constante não pode ser garantida continuamente, mas apenas em períodos discretos de tempo, nos quais a firma regulada pode: (i) usufruir retornos maiores do que o retorno ajustado ao risco até que ocorra a próxima revisão tarifária ou (ii) ser injustamente penalizada com retornos menores do que o retorno ajustado ao risco.

Para Baumol e Klevorick (1970) a ação prudencial dos reguladores combinada com as ações gerenciais dos administradores das concessionárias leva a um aumento da

produtividade que tende a induzir a situação (i) dado que os investimentos das concessionárias em inovações e aumentos de produtividade são a única forma de garantir retornos extraordinários aos acionistas das concessionárias. Segundo estes autores, seria desejável permitir que a concessionária obtenha retornos extraordinários em um período limitado de tempo e que tais ganhos de produtividade sejam compartilhados com o consumidor via revisão tarifária no final deste período. Assim, o período ideal para realizar as revisões tarifárias deveria ser suficientemente longo para continuar induzindo as inovações e os ganhos de produtividade, mas também finito e contemplando a repartição tempestiva destes ganhos com o consumidor.

Baumol e Klevorick (1970) demonstraram analiticamente que, se a defasagem regulatória fosse zero, todo e qualquer ganho de produtividade seria repassado instantaneamente aos consumidores via menores tarifas. Não haveria, assim, incentivo à inovação por parte das concessionárias e portanto não haveria como reduzir custos, pois investimentos nessa linha não teriam nenhum retorno para os acionistas.

Da mesma forma, se a defasagem regulatória fosse infinita, isto é, se nunca houvesse revisão tarifária, além daquela destinada a repor as perdas inflacionárias, o incentivo das concessionárias a investir para reduzir custos seria máximo. Isso porque elas poderiam absorver na forma de maiores lucros todos os ganhos de produtividade auferidos com as inovações decorrentes dos investimentos. Nesse caso, entretanto, não haveria repartição dos benefícios com os consumidores.

Na figura 2 Baumol e Klevorick (1970) mostram que no ponto A, no qual a defasagem regulatória é zero, o regulador consegue transferir para os consumidores todo o ganho de produtividade das inovações dos concessionários, mas não há inovações pois inexitem incentivos para que estas se realizem. No ponto B, no qual a defasagem regulatória é infinita, são máximos os investimentos em inovações e os ganhos de produtividade, mas nulas as transferências aos consumidores.

Figura 2: Valor Presente dos Benefícios Totais x Benefícios ao Consumidor como Percentual dos Benefícios Totais

Fonte: Baumol e Klevorick (1970).

Para Baumol e Klevorick (1970) a defasagem regulatória ideal deveria maximizar o *valor presente dos benefícios ao consumidor*. Como esse *valor presente dos benefícios ao consumidor* este é uma fração dos ganhos do concessionário que são nulos quando a defasagem for zero, então se deve estabelecer um período de revisão tarifário finito e que considere, explicitamente, a condição de maximização de lucros da concessionária que irá escolher as trajetórias de composição de insumos x_1 , x_2 e x_3 que são respectivamente, capital, trabalho e conhecimento, sendo as derivadas do capital e do conhecimento, respectivamente, as taxas de investimento e o fluxo de atividade em pesquisa e desenvolvimento de melhores práticas e processos. Sendo " p " a tarifa em cada instante " t ", " $F(x_1, x_2, x_3)$ " a função de produção, " v " o custo de capital da concessionária.

Assim para Baumol e Klevorick (1970), a função objetivo das concessionárias é maximizar:

$$\Pi = \sum_{i=1}^{\infty} \int_{(i-1)T}^{iT} [p_t F(x_1, x_2, x_3) - r_2 x_2 - g(\dot{x}_1) - h(\dot{x}_3)] e^{-\rho t} dt . \quad (E2)$$

Na equação E2, “ Π ” significa o valor presente dos lucros econômicos futuros do concessionário privado. Tal valor é consistente com a teoria econômica da firma a qual postula como objetivo das firmas privadas maximizar a riqueza dos acionistas, que é o mesmo que maximizar o valor presente dos projetos. Já “ p_t ” denota o preço ou tarifa cobrado pela empresa pelos seus produtos ou serviços; “ $F(x_1, x_2, x_3)$ ” é a função de produção que transforma o vetor de insumos (x_1, x_2, x_3) em uma quantidade de produto “ q ”; “ $p_t F(x_1, x_2, x_3)$ ” é o faturamento da empresa em cada instante t ; r_2 é o preço da mão de obra ou salário; “ x_2 ” é a quantidade de mão de obra; “ $r_2 x_2$ ” é o gasto com mão-de-obra; “ $g\left(\dot{x}_1\right)$ ” é a variação do estoque de capital, medido como o gasto com investimentos líquido da depreciação deste capital; “ $h\left(\dot{x}_3\right)$ ” é a variação do estoque de conhecimento, medido como o gasto com investimentos na aquisição de conhecimentos para expandir a produtividade.

Ao tirar a integral “ $\int_{(t=1)T}^{iT} [*] e^{-\rho t} dt$ ”, calcula-se o valor presente das rendas da concessionária durante cada defasagem regulatória, já líquidas dos gastos com pessoal, investimentos na expansão do capital e investimentos na expansão do conhecimento. O regulador pode então simular o efeito das variações na defasagem regulatória “ T ” sobre as trajetórias de gastos em pesquisas e desenvolvimento, assim como no montante total de excedente gerado, de forma a escolher uma defasagem regulatória que permita maximizar o montante de benefícios distribuídos aos consumidores.

Outra contestação ao efeito A-J foi feita por Spiegel (1996) que mostrou que, em um regime de custo de serviço, se o processo regulatório for analisado como um jogo não cooperativo de quatro estágios, a firma pode agir com oportunismo regulatório. Se assim o fizer, a firma irá escolher uma tecnologia que tenha maiores custos variáveis (que são pagos

pelo consumidor) e menores custos fixos (que decorrem de investimentos remunerados à taxa fixa estipulada pelo regulador). A lógica por trás dessa escolha é que tecnologias com menores custos marginais levam a menores tarifas e maiores investimentos de capital e são pouco interessantes para os investidores privados.

A crítica de Spiegel (1996) é especialmente pertinente em países que tem uma matriz termoeletrica, pois implica que o modelo de custo de serviço induz a ineficiência energética em nome da eficiência econômica do investidor privado. Tal distorção pode apenas ser minimizada pelo financiamento via capital de terceiros. No Brasil – que a partir de 2002 optou por uma matriz hidrotérmica, expandindo a oferta através de maiores incrementos em novas usinas termoeletricas e em cujos mercados de capitais o financiamento através de capitais de terceiros é escasso e dispendioso – a consequência pode ser a constituição de um parque gerador ineficiente no consumo de combustíveis e mais oneroso para os consumidores.

2.3 Regulação por Incentivos

Segundo Araújo e Oliveira (2005) a *regulação por incentivos* (RI) surgiu como resposta às limitações da *regulação por custo de serviço* (RCS), quando foram privatizadas as empresas britânicas de serviços públicos, na primeira metade dos anos 90. Define-se RI como o uso de recompensas e/ou punições para alinhar os interesses do concessionário com os do regulador.

Os três tipos de regulação por incentivos são o *preço-teto* (PT), a *receita-teto* (RT) e a *regulação por comparação* ou *benchmarking*. A maior parte dos reguladores adota modelos híbridos que têm características combinadas de dois ou mais dos modelos de RI, frequentemente incorporando também algumas características da RCS.

A ANEEL, por exemplo, combina elementos de RI com RCS no seu modelo de revisões tarifárias periódicas (vigente até 2009). Assim, a Agência estabelece *ex-ante* um índice de

reajuste das tarifas, mas adota também uma taxa de *retorno* “*r*” e uma *base de ativos regulatória* (BAR), Tais componentes garantam a remuneração do investidor privado, determinando a tarifa inicial no começo de cada ciclo de revisões tarifárias.

De acordo com Joskow (2006), na regulação por *preço teto* (PT) o regulador estabelece um preço inicial P_0 (ou um vetor inicial de preços se a distribuidora tiver múltiplos produtos regulados). Em seguida, o regulador estabelece um índice de reajuste anual para repor as perdas inflacionárias (RPI) e uma meta anual de ganhos de produtividade, conhecida como “fator X”. Tal meta será subtraída do reajuste previamente calculado visando beneficiar os consumidores com as reduções esperadas de custos de empresas buscando continuamente a eficiência econômica. A ele somam-se ainda as variações não controláveis (que podem ser positivas ou negativas) nos custos, que denominou-se de fator Z. A fórmula de reajuste anual de acordo com o *modelo de preço teto* (PT) seria então dada por

$$P_1 = P_0 * [1 + RPI - X - Z] \quad (E3)$$

O PT permite então que o concessionário reajuste suas tarifas por uma medida de inflação previamente acordada, subtraída de uma expectativa de aumento da produtividade arbitrária “X”. Por esse motivo o PT também é conhecido como regulação “RPI – X” sendo RPI a taxa de variação no índice de preços ao consumidor ou *retail price index*. A RT permite que o concessionário expanda sua receita total de acordo com uma fórmula do tipo RPI – X, mas dando liberdade para que o concessionário estabeleça diretamente o preço de cada serviço prestado sujeito apenas à restrição de que a receita total do concessionário se expanda à taxa RPI – X.

A regulação dos setores de distribuição de EE e GN no Brasil pode ser caracterizada como RI e PT. A Lei nº 8.666/93 entretanto estabelece que o Estado deve preservar o equilíbrio econômico financeiro das concessões de serviços públicos. Esta lei é o Estatuto de Licitações e Contratos da Administração Pública, ao qual estão subordinados todos os contratos de concessão. Optou-se então por uma modalidade de PT sujeito ao equilíbrio econômico financeiro (EEF) da concessionária. Trata-se pois de um regime PT híbrido que

procura preservar o EEF das concessionárias que é garantido no estabelecimento do Po e que pode ser restabelecido com uma Revisão Tarifária Extraordinária que irá alterar novamente a base de preços sobre a qual os reajustes anuais $RPI - X + Z$ serão calculados.

A modalidade de PT adotada no Brasil apresenta então as seguintes características: i) Reposicionamento periódico do preço-teto, de modo que tanto os custos operacionais eficientes quanto a remuneração adequada de investimentos prudentes sejam adequadamente cobertos pela tarifa; ii) Reajuste tarifário anual promovendo o repasse da inflação e ganhos de produtividade para os consumidores; iii) Revisão tarifária extraordinária diante de eventos inesperados ou mudanças de custo de magnitude igualmente inesperada.

De acordo com PUC-RJ (2002), o estímulo à eficiência decorrente do regime de PT sujeito ao EEF, de forma análoga ao que ocorre na RCS, depende da adoção de uma defasagem regulatória longa o bastante para que os gestores das concessionárias consigam ganhos de produtividade que possam capturar e repassar a seus acionistas. Os acionistas e gestores devem ser capazes de manter parte desses ganhos como incentivo ao aumento de produtividade e redução de custos. O intervalo de tempo entre as revisões tarifárias deve então ser suficiente para a adoção de medidas de redução de custos. Como já foi discutido no caso da regulação por custo de serviço, se as revisões tarifárias fossem muito freqüentes, as concessionárias iriam se acomodar, pois os constantes reajustes preservariam o EEF sem que muito esforço gerencial fosse necessário. De fato, esse intervalo, que corresponde à defasagem regulatória (*regulatory lag*) é extremamente importante. Na hipótese em que o fator X seja igual a zero, quanto maior for esse intervalo de tempo, maior o incentivo para a firma reduzir seus custos via inovação e melhor reorganização dos fatores de produção. No entanto, haverá uma maior espera para que os consumidores possam usufruir dessa maior eficiência. Por outro lado, quanto menor for o intervalo, mais cedo os consumidores irão beneficiar-se, mas menor será o incentivo à eficiência. Trata-se de um *trade-off* entre eficiência estática e dinâmica.

2.4 Regulação da Qualidade do Serviço

A despeito das suas qualidades para induzir as concessionárias a reduzir custos operacionais e da possibilidade de reduzir as tarifas dos consumidores, a regulação por PT pode induzir também o corte de gastos necessários à manutenção dos ativos e assim deteriorar a qualidade do serviço prestado. Fraser (1994) demonstrou analiticamente que a omissão dos atributos de qualidade do serviço na fórmula do PT induz o monopólio privado de fornecimento de eletricidade a reduzir a confiabilidade do suprimento para aumentar seus lucros, sendo confiabilidade foi definida como a probabilidade de não haver suprimento do serviço. Fraser demonstrou também que a inclusão de um fator de qualidade na fórmula do PT induz ao aumento da qualidade mas que isso pode ocorrer a partir de um comportamento oportunista do monopólio privado que se aproveita da relação positiva entre tarifa e qualidade para maximizar seus lucros reduzindo o bem estar dos consumidores por trocar uma maior qualidade do que a desejada pelos consumidores por uma tarifa maior do que a desejada por estes, ou seja um trade-off que não favorece o consumidor, mas o monopolista privado. Para evitar a apropriação indevida do excedente do consumidor pelo monopolista privado, Fraser mostra que o regulador deve sim incluir a qualidade dos serviços na fórmula do PT mas aplicando um peso menor do que a unidade de forma a reduzir os incentivos à apropriação indevida do excedente do consumidor pelo monopolista privado.

Para viabilizar a inclusão da qualidade no modelo PT, ela deve ser formalmente definida e incorporada ao modelo tarifário. Neste sentido, Currier (2007) propõe que se ajuste a fórmula do PT para uma versão que incorpora variações na qualidade dos serviços prestados, premiando com aumentos – limitados – de tarifas as melhorias na qualidade da prestação de serviços e punindo com reduções tarifárias a deterioração na qualidade dos serviços em relação, sendo que tanto melhorias quanto deteriorações são medidas em relação à qualidade contratualmente estabelecida como adequada.

$$P^t < P^{t-1} [1 + RPI - X + Q] \quad (E\ 4)$$

Combinado as equações 3 e 4, temos

$$P^{t+1} < P^t [1 + RPI - X - Z + Q] \quad (E 5)$$

Reichl et al exploram a relação entre o regime tarifário e a qualidade do serviço para o setor de distribuição de EE na Austria. Contrastando com os demais estudos sobre o tema, na Austria a qualidade do serviço não é regulada e as firmas podem escolher de forma discricionária qual qualidade de serviço querem prestar. Reichl et al descobriram que (i) a correlação entre tarifas e qualidade é significativa e (ii) uma redução nas tarifas leva, mesmo no curto prazo, a uma menor confiabilidade do suprimento de EE. A estimativa econométrica deste artigo é de que uma redução de 1€/MWh na tarifa de distribuição resulta em um aumento de 1.36 minutos na duração anual média de interrupções por capacidade instalada no ano seguinte.

A adoção de um indicador apropriado de qualidade para os serviços prestados pelos monopólios deve ser feita com cuidado. No primeiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica, a ANEEL(2002) incluiu um componente de qualidade no fator X, o componente Xc, associado ao IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor) e poderia implicar acréscimo ou redução de até 1% sobre o índice de reajuste da concessionária, dependendo exclusivamente da avaliação do consumidor em relação ao serviço prestado coletada através da pesquisa de campo.

O IASC tinha, entretanto, um sério viés estatístico: o IASC subia quando as tarifas caíam e caía quando as tarifas subiam, não estando de fato relacionada à qualidade do serviço prestado. A própria ANEEL reconheceu o viés estatístico do IASC e em 31 de outubro de 2006, publicou a Resolução ANEEL No 234, apresentou a proposta de alteração na metodologia de cálculo do Fator X, eliminou o componente Xc da composição do Fator X, expurgando o IASC da fórmula tarifária. A partir da Resolução ANEEL No 234 a deterioração da qualidade dos serviços de distribuição passou a ser punida não com reduções tarifárias mas com multas lançadas contra as concessionárias. A análise do indicador DEC (Duração Esperada dos Cortes) mostra que, no conjunto do Brasil o DEC aumentou de 2006 até hoje, mostrando que a eliminação do ajuste Xc e a sua substituição por multas às concessionárias, não gerou incentivos para a melhoria ou mesmo para a

manutenção da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. A incorporação de uma métrica objetiva de qualidade, independente da opinião dos usuários pode, como propõe Currier (2007), estabelecer os incentivos adequados para que as concessionárias de distribuição de energia elétrica façam os investimentos e o custeio prudenciais e necessários para que os serviços de distribuição sejam prestados com a qualidade julgada adequada pelo regulador.

Além da deterioração do indicador DEC em termos nacionais, indicando que os consumidores brasileiros em média, sofreram em 2010 interrupções no fornecimento de energia elétrica maiores do que as sofridas em 2009 ou 2008, também há uma questão regional na distribuição dos DEC's, pois nos Estados da Região Norte o DEC subiu significativamente mais do que nos Estados das demais regiões, passando de 41 horas de interrupções em 2006 para 51 horas em 2007, 61 horas em 2008, 67,8 horas em 2009 e 76,8 horas em 2010. Uma possível explicação é o fato das concessionárias da Região Norte serem federalizadas, isto é, serem subsidiárias integrais da Eletrobrás, e terem um sistema de gestão diferente daquele observado nas demais concessionárias de distribuição de energia elétrica, em geral de capital privado ou de capital estatal estadual como a CEMIG.

Valores apurados em 16/03/2011 e sujeitos à revisões

Figura 3: Duração Esperada dos Cortes por Região do Brasil de 2004 a 2010.

Fonte: ANEEL (2011).

Figura 4: Frequencia Esperada dos Cortes por Região do Brasil de 2004 a 2010

Fonte: ANEEL (2011).

Quanto ao indicador FEC ou Frequências Esperadas de Corte de energia elétrica, ele mede o número de vezes nas quais o consumidor pode esperar ter cortes de energia durante o ano. Pode-se observar na figura 4 do FEC que o número de cortes esperados por ano está estável em termos nacionais desde 2006, tendo oscilado em torno da média de 11,5 vezes por ano. Observa-se também que há uma significativa piora do indicador FEC na Região Norte, tendo o número de cortes esperados passado de 38 vezes por ano para 49 vezes por ano.

Face à deterioração do indicador DEC e a não melhoria do indicador FEC, pode-se concluir que a qualidade dos serviços de distribuição de eletricidade piorou nacionalmente tendo um agravante regional nas concessionárias da Região Norte. Uma possível solução seria a incorporação de métricas não viesadas de qualidade ao modelo tarifário de forma a alinhar os incentivos das concessionárias à melhoria contínua da qualidade dos serviços até que sejam atingidos os patamares de qualidade desejados pelos consumidores.

Tal alinhamento de incentivos usando modelos tarifários foi praticado com sucesso nos últimos onze anos por inúmeras autoridades regulatórias europeias conforme Fumagalli & Schiavo (2009), cujo foco é a experiência da Autoridade Regulatória Italiana de Eletricidade e Gás (ARIEG) na busca por melhoria da qualidade usando, inclusive, o modelo tarifário. Neste estudo mostrou-se que a aplicação de um benchmark de qualidade no modelo tarifário, na modalidade sugerida por Currier (2007), levou a significativas melhorias na qualidade dos serviços de eletricidade a um custo extremamente baixo para os consumidores.

Havia também na Itália uma questão de desigualdade regional na qualidade da prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, pois nos distritos territoriais do sul do país a qualidade dos serviços era, a princípio menor do que a qualidade observada nos distritos territoriais do norte do país.

Em 2000, a ARIEG introduziu um modelo tarifário que vinculou a tarifa de distribuição de energia elétrica a uma medida de continuidade da oferta: a duração média de interrupções por consumidor, análogo ao nosso DEC, para interrupções longas (mais de três minutos) e não programadas. Este indicador foi medido em mais de trezentos distritos territoriais cobrindo todo o território nacional da Itália (cada distrito inclui municípios que são homogêneos em densidade populacional, que são localizados na mesma província e cuja rede é gerenciada pela mesma empresa de distribuição). Os incentivos financeiros são calculados por distrito em bases anuais como uma função da diferença entre o DEC benchmark e o DEC realizado. A tarifa nacional de distribuição de energia elétrica, p_t no ano t é calculada de acordo com uma fórmula de preço-teto modificada:

$$p_t = p_{t-1} \cdot (1 + RPI - X + Q) \quad (\text{E } 6)$$

Sendo p_t a tarifa do ano corrente, p_{t-1} a tarifa do ano anterior, RPI a variação percentual no índice de preços do varejo, X o ganho esperado de eficiências, e Q o fator de ajustamento de preços pela qualidade. Valores anuais do parâmetro Q são calculados, ex post, com base na performance das distribuidoras de eletricidade e podem assumir tanto sinais positivos

quanto negativos. Quando Q é positivo, isto significa que, em termos nacionais, a qualidade melhorou mais do que o benchmark requerido e então os consumidores são chamados a contribuir com um aumento de tarifas. Quando Q é negativo, a qualidade da distribuidora de energia elétrica falhou em atingir o benchmark requerido e então os consumidores recebem como compensação uma redução de tarifas.

Como resultado da aplicação deste modelo tarifário ajustado para a qualidade dos serviços prestados ao longo de três ciclos de revisão tarifária, a ARIEG conseguiu não só melhorar a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica na média do país, mas também promover a convergência dos padrões de qualidade regionais para a nova média nacional conforme pode ser observado nas figuras 5, 6 e 7.

A aplicação de um mecanismo semelhante no Brasil poderia tanto melhorar a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras como promover a desejável convergência da qualidade de serviços das distribuidoras das regiões Norte e Centro Oeste para a média nacional. Uma vantagem regulatória do uso das tarifas ajustadas à qualidade sobre as multas para baixa qualidade é que as multas podem ser – e são – contestadas no judiciário em processos que duram, em média, 8 anos e o regulador tem liberdade discricionária para estabelecer a fórmula tarifária que estabelece destarte um incentivo mais forte para as concessionárias do que as multas.

Entretanto, para que tal mecanismo tarifário ajustado à qualidade dos serviços prestados seja aplicado é necessário que as medições de DEC e FEC passem a ser auditadas pelo regulador ANEEL ou seus delegados nas agências reguladoras estaduais o que atualmente não ocorre, sendo as medições de DEC e FEC feitas pelas concessionárias e informadas à ANEEL sem procedimentos de auditoria sobre os números.

Figura 5: Minutos perdidos por consumidor (DEC)

Fonte: Fumagalli & Schiavo (2009)

DNO: Distribution Network Operator ou Operador de Distribuição de Rede

Figura 6: Minutos perdidos por consumidor (DEC) por região

Fonte: Fumagalli & Schiavo (2009)

Figura 7: Número de interrupções longas por consumidor por ano (FEC)

Fonte: Fumagalli & Schiavo (2009)

2.5 Regulação por Comparação

A regulação por comparação é um modelo que pode ser usado para regular com base na comparação do desempenho de monopólios naturais em distintas, porém similares áreas de concessão de modo a induzir a competição por *benchmarking*. Diversas fórmulas regulatórias podem ser usadas tais como determinar a tarifa de uma concessionária pelos custos unitários de outra concessionária (ou da combinação de outras concessionárias). Entretanto, se as firmas puderem entrar em conluio elas podem frustrar a aplicação eficaz deste modelo regulatório fazendo com que a ineficiência alocativa das firmas comparadas permaneça a despeito da comparação de padrões de desempenho entre elas.

Shuttleworth (2005) mostra que a aplicação da regulação por comparação como método de determinação dos custos eficientes para a revisão tarifária é inadequada pois atribui a empresas que geram a melhor performance apenas a remuneração média do mercado de capitais para o grau de risco que correm, tornando difícil, senão impossível atrair e reter capitais para investimentos na expansão da rede. Para este autor, a regulação por comparação é uma técnica desenvolvida para propósitos gerenciais e sua aplicação implica em adicionar uma subjetividade indesejável no processo regulatório ao permitir que, na definição das variáveis explicativas e da forma funcional da função de custo total, haja espaço para ações arbitrárias do regulador não embasadas em evidências comprovadas. Segundo ele a arbitrariedade pode ocorrer em cinco distintas dimensões.

A primeira dimensão é a escolha da técnica de benchmarking. As três principais são a Análise de Dados Envelopados (DEA), a Fronteira Estocástica e a de Mínimos Quadrados Corrigidos. Cada técnica gera resultados diferentes, e como não há consenso teórico sobre qual é a melhor os resultados da aplicação de qualquer técnica escolhida são passíveis de questionamentos justificáveis pelos concessionários.

A segunda dimensão é a escolha das variáveis e da forma funcional. Há muitas especificações possíveis quanto a variáveis explicativas e forma funcional da função custo,

como cada especificação gera diferentes resultados, a escolha do regulador pode ser questionada como arbitrária e casuística.

A terceira dimensão é a interpretação dos resíduos do modelo. A técnica do benchmarking assume que toda a diferença entre o custo observado e o estimado decorre da ineficiência operacional da empresa regulada, quando parte desta diferença pode ser explicada pela omissão de variáveis que não foram incluídas no modelo.

A quarta dimensão é a o ônus da prova. Neste modelo, a empresa regulada deve se provar inocente das acusações de má gestão e ineficiência explicando custos maiores do que os estimados pelo modelo, o que requer profundos conhecimentos não apenas das próprias operações mas também das operações das demais empresas da amostra de comparação.

A quinta dimensão é a duração da trajetória de ajustamento. Se o regulador puder arbitrariamente decidir quanto tempo a empresa regulada deve cortar seus custos até atingir o nível previsto pela comparação, isso também aumenta o risco regulatório para os investidores na empresa.

2.6 Alternativas à regulação

As principais alternativas à regulação são aqui discutidas em três tópicos. No primeiro discute-se a propriedade estatal, no segundo a desregulação e no terceiro o franqueamento competitivo. No caso do setor elétrico brasileiro, a propriedade estatal está limitada pela capacidade de investimento e custeio do orçamento da União, a desregulação levaria a falhas de mercado permitindo a formação de preços monopolísticos e o franqueamento competitivo induziria deterioração na qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias.

Como vimos, para garantir o futuro crescimento econômico do Brasil serão necessários grandes investimentos na provisão das infra-estruturas de energia elétrica, parte dos quais

será público e parte será privado, e cabe discutir brevemente os pontos favoráveis e contrários da propriedade privada e da estatal segundo a teoria econômica neo-clássica. Conforme o referencial microeconômico contido em Vickers (1988), o melhor tipo de propriedade deve ser decidido com base nos seguintes critérios:

Em primeiro lugar no grau de competição não regulada. Quanto maior a competição maiores os incentivos à gestão privada eficiente. Embora possa se defender a propriedade pública dos equipamentos de infra-estrutura em saneamento, eletricidade, transporte de massa metropolitano e em outros setores similares nos quais há monopólios naturais, setores naturalmente competitivos como a produção de automóveis e roupas devem ser deixados à iniciativa privada que, neste caso conseguem produzir com um grau de eficiência e Bem Estar Social superior ao das empresas estatais.

Em segundo lugar na presença de falhas de mercado, externalidades e poder de mercado. Quanto maiores as falhas de mercado, maior deverá ser a intervenção governamental, seja na forma da propriedade estatal, seja na forma da regulação técnica e econômica da atuação das empresas privadas

Em terceiro lugar na rapidez do progresso técnico. Quanto mais acelerada a taxa de progresso técnico mais eficiente será a gestão privada. No setor de Tecnologia de Informação as empresas privadas inovam continuamente tanto em produtos como em processos permitindo obter cada vez mais capacidade de processamento por um custo unitário cada vez menor. Tal dinamismo seria difícil de se obter com as estruturas de incentivo das empresas estatais as quais priorizam a estabilidade dos processos e o baixo grau de risco das operações. Outro exemplo de dinamismo tecnológico que reverte em benefício dos consumidores (e da sociedade pelo aumento de produtividade e expansão do excedente) é o do setor de telecomunicações em países nos quais este é bem regulado pode-se observar a expansão quantitativa e qualitativa dos serviços e com quedas reais de preços como na UE onde as Tarifas de Telecom decaíram monotonicamente nos últimos 10 anos⁸.

⁸ Deutsche Bank Research. Telecom regulation in EU facing change of tack. July 2008

2.6.1 Propriedade Estatal

Na propriedade estatal, o Estado enquanto controlador tem objetivos muito distintos daqueles dos controladores privados. Em geral pode-se assumir que os controladores estatais buscam maximizar uma função de bem estar social W que pode ser definida como a soma ponderada dos excedentes do consumidor e do produtor.

Ainda conforme Vickers (1988) as Empresas Estatais maximizam o “Bem Estar” do seu processo produtivo, entendido como a soma (ponderada) dos excedentes do consumidor e da firma. Em geral, se o monitoramento for igualmente eficiente, a empresa com propriedade estatal quando comparada com a empresa de propriedade privada implica em uma produção de equilíbrio com as seguintes propriedades: A empresa estatal produz maior quantidade do que a empresa privada; a empresa estatal produz a um preço menor do que o preço da empresa privada; a empresa estatal produz com um esforço gerencial maior do que o da empresa privada; a empresa estatal produz com um custo variável unitário maior do que o da empresa privada pois a função de custo marginal é crescente e convexa e a quantidade produzida pela empresa estatal é maior; empresa estatal produz com um Bem Estar Social maior do que o da empresa privada pois produz uma quantidade maior a um preço menor.

Para que o monitoramento seja igualmente eficiente é necessário implantar um sistema de governança pública que mantenha os executivos das estatais alinhados com os objetivos do interesse público, o que pode ser feito, conforme o relatório do Banco Mundial (1993), usando como ferramentas de governança e controle os Contratos de Gestão.

Quanto mais intensa for a competição em um mercado menos necessárias serão as intervenções regulatórias sendo o inverso também verdadeiro. Assim, sempre que possível, o Regulador deve incentivar a competição entre as empresas ou, como veremos pelas empresas (pelo direito de operar um monopólio por exemplo) de forma a gerar o maior

excedente produtivo possível, lembrando que na formulação neo-clássica o Bem Estar Social W é definido como a soma dos excedentes do produtor e do consumidor.

2.6.2 Franqueamento Competitivo

Franqueamento Competitivo é o leilão do direito de operar o monopólio pela menor tarifa. Para Demsetz (1968) a concorrência pelo mercado pode substituir com vantagens a concorrência no mercado e o franqueamento competitivo deveria promover a competição entre distintos grupos empresariais com interesse em operar um determinado monopólio natural através de um leilão reverso no qual o vencedor seria aquele que oferecesse a menor tarifa (ou o melhor pacote custo-benefício para tarifa-serviços). Em teoria os lances prosseguiriam até que o valor da tarifa fosse aquele que iguala custo marginal à receita média que é o resultado que se obteria fosse o mercado perfeitamente competitivo.

Entretanto, os supostos concorrentes no leilão pelo direito de operar o monopólio podem, ao perceber que há vários monopólios cujo direito de operar está sendo leiloadas, entrar em conluio em um jogo cooperativo e oferecer lances de tarifas abusivas sem que tais lances sejam contestados pelos demais.

Como contraponto, Williamson (1976) mostra que em alguns setores de operação complexa e ativos específicos, tais como os de Saneamento, Energia Elétrica e Distribuição Canalizada de Gás Natural, optar pelo franqueamento competitivo pode implicar uma regulação de igual ou maior complexidade e custo o que contra-indica esta opção do leilão da concessão pela menor tarifa nestes setores complexos nos quais a regulação e o franqueamento competitivo diferem apenas na forma sendo o conteúdo substantivo destas duas ferramentas essencialmente o mesmo, pois os incentivos à redução de custos das concessionárias exigem que o regulador monitore intensa e freqüentemente a qualidade dos serviços prestados, não diferindo da regulação por preço-teto.

Assim, mesmo que não haja conluio entre os concorrentes no leilão, pode haver problemas regulatórios pós-leilão quando da operação do monopólio se este tiver uma complexidade tecnológica que implique assimetria informacional o grupo empresarial vencedor pode prover os serviços ao preço do leilão mas com qualidade inferior reduzindo os investimentos de capital e os custos operacionais para aumentar o seu lucro até patamares injustificáveis. Neste caso não se recomenda o uso do Franqueamento Competitivo pois a variável “qualidade do serviço prestado” certamente será usada pelo concessionário para maximizar seus lucros em detrimento dos consumidores e da sociedade em geral pelas externalidades negativas que a prestação irregular destes serviços costuma acarretar.

2.6.3 Desregulação

Para Stigler e Friedland (1962) a regulação do setor de energia elétrica norte-americano seria irrelevante, pois, com base nos dados setoriais daquele país, a demanda por energia elétrica nos Estados Unidos seria fortemente elástica a preços, sendo a referida elasticidade estimada em -8, o que implicaria em um lucro monopolista apenas 3,5 pontos percentuais acima do lucro competitivo. A elevada estimativa da elasticidade preço da energia elétrica foi atribuída pelos autores à competição intra (outras empresas de energia elétrica) e intersetorial de outras fontes de energia como o gás natural, o óleo combustível e o carvão. Desta forma na conclusão deste estudo as variáveis determinantes do lucro econômico extraordinário seriam inferiores em ordem de magnitude àquelas sujeitas à interferência regulatória e assim, quaisquer ações do regulador seriam inócuas e representariam um custo maior para a sociedade do que qualquer benefício que pudessem potencialmente trazer. A regulação seria assim um custo desnecessário para a sociedade, a ser rateado entre todos os contribuintes incluindo os acionistas das concessionárias e os consumidores de energia elétrica.

Andrade e Lobão (1997) estimaram que a elasticidade-preço da demanda residencial por eletricidade no Brasil é relativamente baixa, variando entre (-0,050) e (-0,065), que levariam a preços e lucros monopolistas muito acima dos correspondentes competitivos, o

que justifica e até mesmo exige a existência e interferência dos reguladores nos setores de distribuição de energia elétrica e de distribuição de gás natural brasileiros, dada a estrutura com menor número de competidores por setor e menor disponibilidade de energéticos alternativos e como consequência, de menor elasticidade preço para o Brasil, o que indica a possibilidade de grandes danos de práticas não competitivas se os setores de distribuição de energia elétrica e de gás natural fossem desregulados.

Defensores contemporâneos da desregulação, como Treynor (2003) que sugerem que os modelos regulatórios em uso, quais sejam, o de preço-teto e de taxa de retorno constante, apenas estabelecem diferentes incentivos para que as concessionárias privadas burlem a regulação, sejam ineficientes e onerem os consumidores com sua ineficiência. Para Treynor a melhor solução para regular os monopólios de serviços públicos seria incentivar a competição e diminuir a assimetria de informações nas transações alcançando a eficiência produtiva via mercado e não via regulação.

Outros defensores do uso de mecanismos de mercado para substituir a regulação de tarifas como Wolak (2003), sugerem permitir uma maior variabilidade anual dos preços aos consumidores finais para mitigar parte do risco de racionamento devido a fatores hidrológicos, pois quando a água para geração de eletricidade se tornar escassa, a alta dos preços finais da eletricidade poderá, em certa medida, conter o consumo desta poupando água e capacidade de geração. Wolak (2003) lembra ainda que a eficácia desta política de permitir variabilidade de preços para alocar o risco hidrológico é limitada pelo grau de elasticidade-preço da demanda por eletricidade, sendo a política plenamente eficaz se a demanda for perfeitamente elástica, o que, como vimos, está longe de ser o caso no Brasil.

A Lei nº 8.666/93 estabelece que o Estado deve preservar o EEF das concessões de serviços públicos. Uma forma bastante comum de calcular a remuneração justa dos investidores privados é aplicar a fórmula do CAPM para calcular a taxa de retorno ao qual os investidores privados fariam jus pelos seus investimentos. Curiosamente, um dos primeiros formuladores do CAPM, Treynor (1961) defende a desregulação, como em Treynor (2003) que sugere que os modelos regulatórios em uso, quais sejam, o de preço-teto e de taxa de

retorno constante, apenas estabelecem diferentes incentivos para que as concessionárias privadas burlam a regulação, sejam ineficientes e onerem os consumidores com sua ineficiência. Para ele, que é editor do *Financial Analysts Journal* e defende a perspectiva dos acionistas das concessionárias, a melhor solução para regular os monopólios de serviços públicos seria incentivar a competição e diminuir a assimetria de informações nas transações alcançando a eficiência produtiva via mercado e não via regulação. Esta é uma visão prevalente na comunidade financeira, especialmente nos grupos de acionistas das concessionárias que, entretanto, buscam se amparar na Lei nº 8.666/93 e no CAPM para que a regulação garanta o retorno dos seus investimentos a despeito de variações não esperadas nos custos e na demanda.

Capítulo 3 - Taxa de Retorno Ajustada ao Risco e WACC

Este capítulo explica como é calculado o WACC que é a taxa de retorno que os reguladores costumam aceitar como taxa de retorno ajustada ao risco e atribuí-la às distribuidoras.

Tanto *regulação por custo de serviço* (RCS) como a *regulação por incentivo* (RI) necessitam que seja estabelecida uma taxa de retorno “*r*” para os acionistas das distribuidoras. Nesse contexto, o preço inicial da RI deve satisfazer ao equilíbrio econômico financeiro (EEF) da concessionária, conforme ressalta Wolak (2005). Pela dificuldade em estabelecer tal taxa de retorno, a elaboração e implementação dos modelos regulatórios dos monopólios naturais de energia no Brasil é de fato um dos principais desafios das agências reguladoras que atuam no setor de energia no país. Para uma melhor compreensão do que define uma “taxa de retorno justa” será feita uma breve historiografia do surgimento deste conceito na jurisprudência regulatória norte americana e da sua evolução na teoria de finanças e na prática regulatória.

“From the investor or company point of view it is important that there be enough revenue not only for operating expenses but also for the capital costs of the business. These include service on the debt and dividends on the stock. By that standard, the return to the equity owner should be commensurate with returns on investments in other enterprises having corresponding risks. That return, moreover, should be sufficient to assure confidence in the financial integrity of the enterprise, so as to maintain its credit and to attract capital.”

FPC V. HOPE NAT. GAS CO., 320 U. S. 591 (1944)

Pág. 320 U. S. 603

Fonte: <http://supreme.justia.com/us/320/591/case.html>

Com as definições acima, a Suprema Corte dos Estados Unidos da América criou a jurisprudência que vem sendo usada até os tempos recentes por reguladores e por concessionários de serviços públicos norte-americanos. Além de ter coberto o custo operacional, o capital empregado também deveria ser remunerado por uma taxa de retorno

comparável àquela que os investidores poderiam encontrar em empreendimentos de mesmo grau de risco.

A taxa de retorno justa deve refletir o custo de oportunidade do capital das diversas fontes de recursos que financiam a empresa regulada. Assim, o “r” é na verdade uma média ponderada entre o custo de capital próprio e o custo do endividamento. O cálculo resulta da média ponderada do custo de ambos os componentes utilizando como pesos a participação relativa de cada um deles no capital total empregado anualmente a valor de mercado. A esta média dá-se o nome de WACC ou Weighted Average Cost Of Capital.

O WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de terceiros) que financiam a empresa. A expressão usual do WACC é dada pela seguinte fórmula.

$$WACC = r_E * \left(\frac{E}{E+D} \right) + r_D * \left(\frac{D}{E+D} \right) * (1-T) \quad (E 7)$$

Onde:

R_E : custo do capital próprio em %aa (equity cost);

R_D : custo do capital de terceiros em %aa (debt cost)

E : montante de capital próprio que financia a empresa;

D : montante de dívida que financia a empresa;

$E+D$: montante de capital total (de sócios e credores) que financia a empresa;

T : alíquota de impostos e contribuições sobre o lucro tributável da empresa.

Serão discutidos a seguir a formação da expectativa de retorno r_E dos acionistas e então a formação das taxas de juros reais r_D dos credores da empresa.

3.1 Custo do Capital Próprio e Modelo de Precificação de Ativos (CAPM)

À época da publicação da decisão judicial *FPC V. HOPE NAT. GAS CO* em 1944, a teoria de finanças ainda não havia se desenvolvido o suficiente para gerar uma taxa de retorno ajustada ao risco dos acionistas. Os primeiros passos para a formulação de uma teoria de

taxas de retorno ajustadas ao risco dos acionistas foram dados por Markowitz (1952). Neste sentido pode-se dizer que Markowitz teve três principais contribuições que foram: (i) definir uma métrica de risco para ativos financeiros; (ii) estabelecer uma relação funcional analítica entre esta métrica de risco e as taxas de retorno destes ativos, e (iii) mostrar que é possível diversificar os riscos combinando os ativos em uma carteira cujo risco é menor do que a média ponderada dos riscos dos ativos que a compõe.

Na formulação de Markowitz (1952) uma carteira com N ativos financeiros teria seu retorno R_p e seu Risco σ_p descritos pelas equações

$$R_p = \sum_{i=1}^N X_i R_i$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^N X_i X_k \sigma_{ik}$$

Sendo X_i o peso de cada ativo “i” na carteira “p” e σ_{ik} a covariância entre os retornos dos ativos i e k.

Embora elegante e completa, a formulação de risco-retorno de Markowitz (1959) era computacionalmente difícil de calcular para os padrões da época e foi pouco aplicada mesmo nos mercados financeiros até os anos 80 quando os avanços em processamento de dados permitiram construir carteiras eficientes no conceito de Markowitz (1959) com centenas de ativos. Devido à sua complexidade conceitual a formulação de Markowitz (1952) até hoje também não foi aplicada diretamente a procedimentos de determinação da taxa de retorno regulatória de monopólios naturais.

Simplificando a formulação de Markowitz (1959), Sharpe (1963) propôs o modelo de índice único (Single Index Model ou SIM) que reduziu substancialmente o número de parâmetros necessários para estimar o risco da carteira. Enquanto que o modelo de Markowitz exigia que se estimasse a correlação entre todos os retornos de pares de títulos da carteira, no SIM era necessário estimar apenas a correlação entre os retornos de cada ativo e os da carteira de mercado. De acordo com Varian (1993) estimar a carteira ótima e

seu risco para um mesmo número de ativos requeria 33 minutos com a formulação de Markowitz (1959) mas apenas 30 segundos com a de Sharpe (1963).

Partindo da fórmula da variância da carteira de Markowitz (1952), o risco do “i-ésimo” ativo pode ser calculado como a sua contribuição marginal para a variância da carteira σ_p^2 e pode ser analiticamente expresso como a derivada parcial de σ_p^2 em relação ao peso do ativo na carteira X_i .

$$\frac{\partial \sigma_p^2}{\partial x_i} = 2x_i \sigma_i + 2 \sum_{k \neq i} x_k \sigma_{ik}$$

$$\frac{\partial \sigma_p^2}{\partial x_i} = 2 \sum_k x_k \sigma_{ik} = 2 \sigma_{ip}$$

Na medida em que o número de ativos na carteira p cresce, os retornos da carteira (R_p) se tornam cada vez mais correlacionados com os retornos da carteira de mercado (R_m) que deveria ser composta por todos os ativos do mercado de capitais. Assim pode-se usar σ_{iM} como um indicador do risco sistemático ou não diversificável do “i-ésimo” ativo que seria o risco relevante para um investidor cuja carteira de investimentos estivesse plenamente diversificada. A variância da carteira de mercado σ_{iM} é proporcional ao coeficiente beta da equação de regressão linear entre os retornos do ativo e os retornos da carteira de mercado, sendo a equação desta regressão denominada por Sharpe (1969) de modelo de mercado e hoje conhecida como linha característica:

$$R_i = \alpha + \beta_i R_m$$

R_i = Retornos do ativo i

β_i = Beta do ativo i

R_m = Retornos da carteira de mercado.

Essa noção de risco sistemático em função do risco da carteira de mercado foi desenvolvida por Sharpe (1964) sendo o risco sistemático denominado "risco do negócio". Eles procuraram estabelecer uma expressão que associasse o risco de negócio assim determinado à taxa de rentabilidade mínima capaz de compensar os aplicadores de capital para cada nível de risco de negócio.

Pela racionalidade econômica, retornos menores estarão relacionados a investimentos de menor risco, e vice-versa. O investimento de menor risco existente na economia é chamado de ativo livre de risco, cuja remuneração é denotada como R_f (*risk free rate*). Nos modelos financeiros tradicionais, a taxa de retorno livre de risco utilizada é a taxa de juros paga pelos títulos de curto prazo do Tesouro dos EUA ou T-Bills.

No caso do CAPM o prêmio de risco δ_i é definido como o produto do risco de mercado do ativo j ou beta j pelo MRP ($\delta_i = \beta_i \times \text{MRP}$), sendo MRP o Market Risk Premium ou Prêmio de Risco do Mercado de Capitais, ou o excesso de retorno esperado do índice de mercado $E(R_m)$ sobre a taxa de retorno de um ativo livre de risco R_f de forma que:

$$\text{MRP} = [E(R_m) - R_f] \quad e$$

$$E(R_i) = R_f + \beta \times [E(R_m) - R_f]$$

Myers (1972) descreve em detalhes como o coeficiente beta pode ser usado no processo de determinação da taxa de retorno regulatória de monopólios naturais regulados. Se o coeficiente beta for usado explicitamente no processo de determinação da taxa de retorno regulatória ou se houver forte correlação entre os retornos da empresa e os do índice de mercado, então o coeficiente beta será positiva e significativamente relacionado com os retornos médios da empresa regulada.

Como ilustrado por Brigham (1977) as comissões estaduais de regulação de energia dos Estados Unidos, depois de experimentar variadas formulações financeiras para a taxa de retorno ajustada ao risco, tais como a média dos retornos contábeis passados e a fórmula de Gordon para o Fluxo de Caixa Descontado, acabaram por eleger o Capital Asset Pricing Model ou Modelo de Precificação de Ativos Financeiros para calcular a taxa de retorno ajustada ao risco das concessionárias de serviços públicos por elas reguladas sendo que Brigham (1977) considerou o uso do CAPM na determinação da taxa de retorno justa dos

monopólios naturais de energia elétrica inadequado devido à possibilidade de manipular o modelo alterando suas hipóteses de cálculo.

A despeito das críticas de Brigham (1977) o CAPM continuou se difundindo enquanto método preferido pelos reguladores para determinação da taxa de retorno regulatória. Harrington (1980) fez um levantamento nas comissões de serviços públicos estadunidenses (reguladores estaduais) e mostrou que 38 já haviam usado o CAPM; duas jurisdições preferiam o CAPM a outros métodos de determinação da taxa de retorno regulada; o Estado do Oregon exigia o uso do CAPM e a Carolina do Sul passaria a exigir o CAPM em todos os casos futuros.

Os processos de revisão tarifária da ANEEL e da ARSESP também incorporam as noções de taxa de retorno ajustada ao risco (*fair rate of return*) e de equilíbrio econômico financeiro da concessão. Os agentes reguladores brasileiros costumam impor a *taxa justa* tomando por base o custo médio ponderado de capital por eles estimado. Certamente tal custo possui sempre um componente polêmico que é a remuneração do capital próprio. Tal remuneração vem sendo estimada por alguma variante, do CAPM que é o *Capital Asset Pricing Model* ou Modelo de Precificação de Ativos de Capital.

Dentre os princípios econômicos que fundamentam o CAPM, observa-se que os títulos financeiros são meras promessas de pagamentos no futuro. A teoria de finanças⁹ - estabelece que a demanda por estes títulos financeiros é determinada pela combinação de risco e retorno que existe em cada título. Assim, títulos financeiros com os mesmos graus de risco e expectativas de retorno são do ponto de vista microeconômico, substitutos perfeitos. Do mesmo modo, títulos com combinações de risco-retorno próximas uns dos outros são substitutos próximos uns dos outros. Cada título deve então “concorrer” com os demais que são emitidos na mesma época.

Para Haugen (2002) o investidor irá preferir, dentre os títulos oferecidos, aqueles que oferecerem a combinação de risco-retorno que melhor se ajuste às suas próprias

⁹ como em Copeland et all (2004) e Haugen (2002)

preferências e custos de oportunidade. O custo de capital de um título para seus emissores deve ser entendido como um custo de oportunidade, ou seja, a rentabilidade que os investidores poderiam obter aplicando em outros títulos com combinações equivalentes de risco-retorno, ao invés de aplicar seu capital no referido título.

Por conseguinte, de acordo com Copeland (2004), o custo de capital varia em função da natureza do negócio em que o capital esteja aplicado. Negócios que apresentem alta imprevisibilidade ou instabilidade de resultados deverão oferecer uma taxa de rentabilidade mínima de longo prazo superior à taxa oferecida por negócios mais seguros para possibilitar a atração de capitais de investidores. Diz-se que os primeiros terão um custo de capital mais elevado que os últimos.

Além da abordagem do modelo CAPM feita na seção anterior, onde o beta é estimado diretamente, utilizou-se a versão internacional do modelo CAPM de Sharpe-Lintner sugerida por Solnik (1974; 2002) a versão denominada CAPM Global Indireto ou Composto na qual os investidores também podem diversificar globalmente suas carteiras. Nesse contexto de integração global e sob o arcabouço do CAPM tradicional, podemos especificar o retorno esperado do ativo i no país k (denominado pelo Índice SP500) como:

$$E(r_i^k) = rf^{GL} + \gamma_i^{GL} [E(r_m^{GL}) - rf^{GL}]$$

Em que:

rf^{GL} é a taxa livre de risco global, neste caso, considerou-se a média dos títulos do tesouro americano de longo prazo,

r_m^{GL} é o retorno da carteira de mercado global, neste caso, o S&P500 e,

γ_i^{GL} é o nível de risco sistemático do ativo i com relação à carteira de mercado global.

A diferença do modelo de Solnik inicialmente proposto em 1974, está na especificação direta do prêmio de risco como um fator único γ_i^{GL} de sensibilidade ao mercado global uma vez que este tende a explicar uma parcela menor da variância dos retornos do ativo i do que

uma especificação local do prêmio de risco estimado na forma tradicional, do tipo $\beta_i^k [E(r_m^k) - rf^k]$.

Solnik demonstra que estimativas mais eficientes (isto é, de menor variância) podem ser obtidas através de uma especificação que combina o processo gerador de retornos dos ativos no âmbito local com o processo gerador de retornos das carteiras internacionais (SP500) (ambos os processos derivados diretamente das hipóteses do modelo CAPM tradicional).

Essencialmente, cada ativo no modelo multiplicativo simplificado de Solnik tem dois fatores de sensibilidade, um em relação ao seu índice local e outro em relação a carteira global. Ou seja, os preços dos ativos são afetados pelo fator global por meio do seu índice (fator) nacional. Dessa forma, pode-se dizer que a multiplicação dos fatores é a sensibilidade do ativo em relação a carteira global, ou que os retornos de todas as empresas locais são influenciados pelo índice local e que este índice local é influenciado pelo índice global.

$$\text{Ativos: locais : } E(r_i^k) = rf^{GL} + \beta_i^k [E(r_m^k) - rf^k]$$

$$\text{Carteiras : internacional : } E(r_m^k) = rf^{GL} + \beta_k^{GL} [E(r_m^{GL}) - rf^{GL}]$$

Substituindo o processo de retornos das carteiras internacionais na equação de retornos dos ativos locais, temos a representação "beta x beta" que caracteriza a especificação de Solnik, ou seja, conjuga-se o risco local com o internacional

$$E(r_i^k) = rf^{GL} + \beta_i^k \beta_k^{GL} [E(r_m^{GL}) - rf^{GL}]$$

Onde o termo "beta x beta" acima representa uma maneira mais eficiente de se estimar o parâmetro γ_i^{GL} e em um contexto de diversificação internacional, pois $\beta_i^k \beta_k^{GL} = \gamma_i^{GL}$.

Este modelo multiplicativo simplificado assume que, em um mercado globalmente integrado, os retornos requeridos de um ativo dependem não só do nível de risco

sistemático desse ativo vis-à-vis a carteira de mercado do seu país de origem (β_i^k) como também do nível de risco sistemático da carteira de mercado do país k com relação à carteira de mercado global (β_k^{GL}). O país k deve ser a referência nos mercados de capitais globais. Dada a importância do mercado de capitais norte americano no valor de mercado e na volatilidade dos mercados globais de capitais, nesta dissertação adotamos o Índice S&P500 da bolsa norte americana como Proxy à carteira global da mesma forma que Solnik (2002) . Esta escolha do índice S&P500 foi feita considerando que as variações deste índice explicam 67% das variações do IBOVESPA, conforme o R2 da correspondente regressão linear entre os retornos mensais dos dois índices entre janeiro de 2005 e janeiro de 2010.

Assim, pode-se dizer que este é um CAPM GLOBAL Composto, uma vez que os dois betas são combinados e com isso o risco sistemático pode ser decomposto em uma porção local (devido ao primeiro beta estimado através do índice local), e em outra porção internacional devido ao segundo beta estimado considerando o impacto do S&P500. Este CAPM GLOBAL Composto proposto por Solnik também foi adotado na regulação tarifária dos serviços de telefonia fixa e móvel no Brasil conforme nota técnica da ANATEL (2009).

Solnik também alerta que este modelo multiplicativo simplificado pode não funcionar caso as empresas tenha outra fonte de covariância com os retornos do índice global além da influência do índice global no índice local. Assim empresas que exportam seus produtos ou importam seus insumos teriam seus retornos esperados melhor descritos por um modelo multifatorial separando os efeitos locais dos internacionais.

$$\tilde{I}_k = \alpha_k + \gamma_k(\tilde{r}_m - \alpha_m) + \varepsilon_k$$

$$\tilde{r}_{k_i} = \alpha_{k_i} + \gamma_{k_i}(\tilde{r}_m - \alpha_m) + \beta_{k_i}\varepsilon_k + \eta_{k_i}$$

Sendo I_k a taxa de retorno no índice de mercado local, r_m a taxa de retorno no índice global, α_m a taxa de retorno do ativo livre de risco global, ε_k o resíduo da regressão entre o índice nacional e o índice global e η_k o resíduo da regressão entre os retornos da empresa k, o prêmio de risco internacional e ε_k .

Para a amostra das empresas que compõe a parte empírica desta dissertação pode-se considerar que o modelo multiplicativo simplificado é adequado e suficiente uma vez que as concessionárias de distribuição de energia elétrica não exportam sua produção e importam apenas parte de seus insumos tendo a maior parte dos seus custos e receitas denominados nas respectivas moedas locais.

No caso das distribuidoras brasileiras de energia elétrica, parte do custo da energia provem de Itaipu com custos em dólares americanos mas tais custos são repassados ao consumidor na fórmula de revisão tarifária (pass-through da parcela A de custos não gerenciáveis) e como a demanda é inelástica em relação aos preços, não há perda significativa de receitas. A mesma lógica se aplica às distribuidoras de GN que importam o insumo da Bolívia via Petrobrás.

3.2 Custo do Capital de Terceiros - Formação das Taxas de Juros Reais r_D .

Esta seção discute a composição e o custo do capital de terceiros em termos do seu custo de emissão nos mercados de capitais locais e internacionais, isto é, o custo em taxas reais (YTR ou TIR dos instrumentos financeiros usados, líquida das variações do IPCA em cada instrumento) das fontes de recursos de terceiros do mercado de capitais brasileiro usadas no financiamento de empresas de distribuição de energia elétrica e de gás natural canalizado.

Há duas modalidades de captação de capital de terceiros via mercado de capitais: o *Corporate Finance* e o *Project Finance*. Nos financiamentos pela modalidade *Corporate Finance* é a empresa ou concessionária que recebe o financiamento e fornece aos credores garantias corporativas. Nos financiamentos pela modalidade *Project Finance* a empresa ou concessionária cria uma subsidiária integral que é uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) e usa esta SPE para estruturar um projeto economicamente (um gasoduto ou uma linha de transmissão por exemplo) separado e dar garantias aos credores vinculadas aos ativos da SPE e aos fluxos de caixa e recebíveis da SPE.

De acordo com Bjerre¹⁰ (2006) uma operação financeira estruturada ou *Structured Finance Transaction* pode ser definida como a prática de conceber e implementar estruturas contratuais nas quais investidores (titulares) em um valor mobiliário de renda fixa “fazem um empréstimo” sob condições que o isolam o referido título dos riscos do devedor (emissor). Esta separação é possível devido à inovações na estruturação contratual e financeira que isolam legalmente o emissor do título emitido, que passa a não ser afetado por eventuais dificuldades financeiras do emissor.

De forma prática, estas operações de *Structured Finance* seguem o seguinte padrão:

- Um grupo determinado de ativos é legalmente separado dos ativos da empresa emissora;
- Este grupo de ativos serve como base para a emissão de valores mobiliários consolidados em uma sociedade de propósito específico ou SPE;
- Os valores mobiliários da SPE independem legal e economicamente da saúde financeira e de quaisquer decisões tomadas pela administração da empresa que criou a SPE. Ainda que a empresa que deu origem aos ativos que serviram de lastro à emissão falisse, os investidores não seriam afetados pois a propriedade - e também a gestão - dos ativos da SPE foram previamente separados da empresa que deu origem a estes ativos.

As duas principais aplicações das técnicas de *Structured Finance* são a Securitização e o *Project Finance*.

Securitização é o processo de transformar ativos sem liquidez - como algumas classes de recebíveis - em valores mobiliários (*Securities*) negociados em mercado aberto. As operações de Securitização começaram a se desenvolver nos anos 70 nos Estados Unidos e hoje representam "uma das formas dominantes de formação do capital naquele país, e de forma crescente, no mundo inteiro"

Na transação típica de securitização, uma empresa (chamada de originador) que gera em suas operações grandes volumes de recebíveis que “securitiza”, captando recursos no mercado de capitais vendendo alguns ou todos estes recebíveis para uma sociedade de

¹⁰ BJERRE, CARL S. PROJECT FINANCE, SECURITIZATION AND CONSENSUALITY. Duke J. of Comp. & Int'l L. 411

propósito específico que então vende ao mercado os valores mobiliários lastreados nos recebíveis que comprou do originador.

Como exemplo típico, um varejista de eletrodomésticos, com uma grande carteira de recebíveis gerados por suas vendas à prazo, forma uma SPE com o único propósito de comprar seus recebíveis. A SPE irá, simultaneamente, emitir valores mobiliários cujo fluxo de caixa provem dos direitos dos recebíveis que adquiriu do originador. A SPE paga ao originador com os recursos da venda dos valores mobiliários que emitiu. A venda de ativos do originador à SPE é estruturada de tal forma a constituir um “true sale” ou venda autêntica sob a ótica da Lei de Falências de modo que, em uma eventual falência, concordata ou reorganização do originador, os tribunais irão reconhecer os recebíveis como propriedade da SPE e não do originador, isolando os investidores (titulares) dos riscos do originador.

As operações de *Project Finance*, não obstante serem também transações de structured finance são distintas das Securitizações tanto em propósito como em procedimento. Um uma operação de *Project Finance*, um consórcio de empresas “patrocina” (investem enquanto sócios acionistas) em uma SPE cujo propósito é construir e operar um projeto de infra-estrutura de grande escala que irá gerar receitas a médio e longo prazo após a complementação técnica do projeto. Exemplos típicos incluem usinas termo e hidroelétricas, trechos de rodovias, ferrovias e campos de exploração de petróleo.

O capital necessário para construir os ativos do projeto é fornecido principalmente por credores cujas principais garantias provêm do repagamento do fluxo de recebíveis gerados pelo projeto. Dois exemplos podem ser vistos abaixo:

- Uma SPE constituída para construir e operar uma usina hidroelétrica (UHE) pode ter um contrato PPA ou acordo de compra de energia com uma distribuidora de energia ou um grande usuário industrial que irá gerar um fluxo de caixa para esta SPE. Em uma operação de *Project Finance* para construir e operar esta UHE, os credores decidirão o quanto emprestar à SPE baseados mais nestes contratos PPA

entre a SPE e os usuários da energia do que nos ativos dos patrocinadores. A SPE também pode emitir debêntures e o risco dos titulares será o risco do projeto gerido pela SPE e não o dos patrocinadores que constituíram a SPE.

- Uma concessionária de rodovias estruturada como SPE não tem um contrato com seus usuários, mas apenas com o poder concedente. Entretanto o histórico de tráfego pode ser usado para fazer projeções de tráfego futuras e estas de fluxo de caixa futuro. A SPE pode contrair empréstimos com o BNDES ou com agências multilaterais BID e IFC baseado no fluxo de caixa projetado com o histórico de tráfego. Também pode emitir debêntures lastreadas nos mesmos recebíveis, como o fizeram a Rodonorte e a Ecovias dos Imigrantes.

Ocultos na complexidade das estruturas contratuais das transações de Securitização e *Project Finance* estão algumas importantes semelhanças e distinções entre estas duas modalidades de finanças estruturadas. Ambas as estruturas têm como o principal propósito a identificação e a transferência de riscos em operações financeiras. As distinções entre Securitização e *Project Finance* são, pois, de grau ou intensidade e não de natureza ou espécie.

A principal distinção entre as duas modalidades é que em *Project Finance* os riscos são mais complexos e mais variados (diversos tipos de risco na mesma operação) alguns permitindo a mitigação (minimização por meio de contratos entre os participantes do Projeto) outros o hedge (minimização por meio de contratos derivativos como futuros termos e opções) e outros o seguro (minimização por meio de contrato de apólices com seguradoras).

Havendo maior variedade e complexidade dos riscos envolvidos, além de um maior número de participantes, a estrutura contratual de operações de *Project Finance* é também mais complexa e mais variada do que a das transações típicas de Securitização. As operações de Securitização tendem a ser mais parecidas entre si, tendo um padrão de estruturação contratual bem conhecido, enquanto as de *Project Finance* são distintas entre si e cada estruturação contratual reflete os riscos específicos do Projeto que está sendo financiado

assim como os interesses e capacidades dos diferentes participantes (patrocinadores, credores, fornecedores e usuários) de cada Projeto.

Dentro da estruturação contratual de um Project Finance pode haver, ou não, uma Securitização de parte dos recebíveis da SPE responsável pela operação dos ativos. Até a publicação desta dissertação os principais estudos no Brasil sobre o custo de captação em instrumentos de dívida se dedicaram quase que exclusivamente ao estudo do *spread* entre o indexador do título e a taxa final dos instrumentos de dívida analisados. No mercado brasileiro, entretanto, os indexadores (CDI, IGP-M) são muito mais voláteis do que o *spread*, a questão relevante para o gestor financeiro torna-se projetar a taxa final e não apenas o *spread* entre taxa final e o indexador.

Esta seção descreve também os direitos e obrigações implicados em cada tipo de valor mobiliário e ilustra os volumes emitidos por cada um dos instrumentos mobiliários de renda fixa, quais sejam, as debêntures, as notas promissórias, os CRIs e os FIDCs. Mostra que, dentre os instrumentos do nosso mercado de capitais, as debêntures são a principal fonte de recursos, pois em 2006 os volumes emitidos neste instrumento representaram 67% de toda a captação em valores mobiliários (inclusive Ações) e 78 % de toda a captação em instrumentos mobiliários de dívida. O foco desta seção é pois discutir a formação do custo de capital destas debêntures em taxas reais em %a.a. Para tanto, faz primeiro um resumo das teorias de formação das taxas de juros, indo da taxa básica da autoridade monetária até o custo de capital de terceiros das debêntures.

Estimar de forma correta o custo de capital de terceiros é vital para a adequada avaliação e estruturação dos projetos, pois como Minardi et All (2005) demonstraram, a correta estimação “permite determinar mais precisamente o custo de capital da empresa, bem como identificar a estrutura de capital que minimiza o custo de captação e, conseqüentemente, cria mais valor para o acionista. Como o desempenho dos principais executivos é medido por métricas de criação de valor, das quais uma variante é o custo médio ponderado de capital, nosso procedimento ajuda a alinhar melhor a remuneração com a estratégia e a criação de valor para o acionista.”

O texto de Minardi se refere ao mercado de capitais norte-americano no qual a gestão voltada à criação de valor ao acionista é uma realidade consolidada em quase todas as empresas listadas em bolsa, o que ainda não ocorre no Brasil de acordo com o estudo de Malvessi (2002) que constatou, dentro de uma amostra de 54 empresas listadas na BOVESPA, que apenas 5 criaram valor ao acionista no período entre 1995 e 2000. Ainda segundo Malvessi (2002) existem também importantes problemas de gestão, estrutura operacional e estratégia incorreta que prejudicam os retornos dos acionistas no Brasil.

Ainda que a realidade empresarial brasileira seja hoje bem distinta da norte-americana no que diz respeito à qualidade da gestão e governança corporativa, é da opinião dos autores desta dissertação que a gestão voltada à criação de valor ao acionista também irá se consolidar como prática dominante no Brasil em futuro próximo e que os profissionais de finanças tem a obrigação moral e o dever profissional de liderar este processo através da adoção de melhores práticas em orçamento de capital voltadas à criação de valor.

Capítulo 4 – Metodologia, Análise e Resultados

Este capítulo é dividido em duas seções. A segunda seção discute os principais artigos da literatura empírica que testaram a hipótese principal desta dissertação, de que o modelo regulatório determina o grau de risco de mercado, com bancos de dados de outros grupos de países fornece também um detalhamento da análise que descreve a metodologia a ser empregada na dissertação. A segunda seção é procedimental, descreve a metodologia empregada na dissertação em termos das equações estimadas e da forma de interpretação das estatísticas estimadas.

4.1 Inspiração Metodológica

A literatura empírica de análise referente ao risco de mercado e à importância do regime regulatório na composição desse risco é aqui analisada com base em três autores – Alexander (1996), Grout (2006) e Gaggero (2007). O artigo de Alexander (1996) foi o pioneiro e encontrou relação positiva e estatisticamente significativa entre risco de mercado e regime regulatório. O artigo de Grout (2006) também validou esta hipótese. No último artigo discutido, entretanto Gaggero (2007) mostra que, em uma amostra mais recente e mais restrita, não foram encontradas evidências de relacionamento entre risco de mercado e regime regulatório

Alexander (1996) mostrou que havia e que era estatisticamente significativa a diferença entre os graus de risco das empresas reguladas por incentivos e as reguladas por custo de serviços em uma amostra de 124 empresas sendo 41 dos Estados Unidos, 14 da América do Sul 8 da Ásia e 68 da Europa. Os resultados deste estudo embasaram a decisão de muitos reguladores em países que optaram pelo regime de regulação por incentivos a incorporar a diferença entre a média dos betas das empresas reguladas norte-americanas e a média das empresas reguladas inglesas.

Gaggero (2007) também testou esta hipótese usando uma nova amostra de 93 empresas reguladas operando em seis diferentes países de língua inglesa durante o período de 1995 a 2004. Seu estudo mostrou que não há evidência nos dados da sua amostra que confirmem a hipótese de que a regulação por preço teto imponha mais risco de mercado, medido pelo beta das empresas, do que as demais modalidades de regulação em geral e do que a regulação por custo de serviço em particular.

Gaggero (2007) optou pelo uso do software Stata 9.0 na estimação do painel de dados, enquanto que nessa dissertação será usado o E-VIEWS 4.0 para estimar os mesmos modelos, quais sejam, o de Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), Efeito Fixo (EF) e Efeito Aleatório (EA). Ele estimou 835 regressões. Para cada empresa da amostra e para cada ano no qual as ações de cada empresa eram negociadas, uma regressão foi calculada.

Os resultados de Gaggero (2007) mostram que o impacto dos diferentes tipos de regimes regulatórios nos betas desalavancados são pouco significativos pois os coeficientes estimados são pequenos em magnitude e estatisticamente insignificantes aos níveis de 1% e 5%. Os demais coeficientes estimados mostram que liquidez, alavancagem, lucratividade não são estatisticamente significantes ao nível de 5% e que os coeficientes de crescimento e de eficiência operacional são estatisticamente significantes ao nível de 1%, tendo os sinais negativos previstos pela teoria econômica.

O coeficiente de desenvolvimento do mercado acionário também é estatisticamente significativo ao nível de 1% mas tem uma pequena magnitude devido ao fato de que todas as empresas da amostra de Gaggero (2007) encontram-se em países com mercados de capitais bem desenvolvidos. A expansão da amostra para incluir empresas brasileiras deve aumentar a magnitude deste coeficiente, assim como sua significância estatística pois aumentará a variabilidade desta variável independente.

Um resultado importante de Gaggero (2007) é que em 16 empresas houve mudanças no regime regulatório durante o período de análise e estas mudanças no regime regulatório coincidem com variações significativas nos betas destas empresas, tendo o regime se

alterado de preço teto para repartição de lucros, menos arriscado para os acionistas e os betas diminuindo durante a vigência do novo regime.

Grout e Zalewska (2006) discutem o mesmo fenômeno com maior profundidade mostrando o impacto das reformas regulatórias no risco de mercado é estatisticamente significativo para as concessionárias inglesas de eletricidade, gás natural, telecomunicações, transportes e saneamento. Demonstrar de forma quantitativa a relação entre consistência regulatória e risco de mercado pode auxiliar os agentes de mercado nos processos de desenho regulatório e de revisão tarifária.

A metodologia desta dissertação seguirá aquela proposta por Alexander (1996) e replicada por Gaggero (2007). Com efeito, Alexander (1996) mostrou que o grau de risco das empresas reguladas *por incentivos* era maior do que o grau de risco daquelas reguladas *por custo de serviço* para uma amostra de 124 empresas de diversos setores – telefonia, energia, transportes etc – dos Estados Unidos, América do Sul, Ásia e Europa.

Já Gaggero (2007) testou essa hipótese usando uma nova amostra de 93 empresas reguladas operando apenas em países de língua inglesa, durante o período de 1995 a 2004. Seu estudo mostrou que não era possível se rejeitar a hipótese nula de que a *regulação por preço teto* teria um grau de risco superior ao da *regulação por custo de serviço*. Assim Gaggero (2007) refutou, dentro de sua amostra, a idéia de que a *regulação por incentivos* implicaria em maior risco de mercado, hipótese que a dissertação a ser desenvolvida pretende testar em uma amostra de concessionárias brasileiras, latino americanas e norte americanas de distribuição de energia elétrica e gás natural.

4.2 Procedimentos de Estimação e Aplicação da Metodologia

Para se proceder ao desenvolvimento da dissertação ora proposta, em primeiro lugar será obtida uma série histórica das taxas de retorno das empresas das indústrias de distribuição de energia elétrica e gás natural a partir do banco de dados Económica. Em seguida são

estimados os coeficientes beta das ações de cada empresa da amostra em relação ao seu respectivo índice de mercado acionário.

Os betas estimados serão, em seguida, desalavancados e esta será a variável dependente do modelo de regressão. Os regimes regulatórios de cada empresa são então classificados como: (i) de baixo incentivo (*custo de serviço*); (ii) de médio incentivo (*sliding scale* ou *híbrido de custo de serviço e preço teto*); e (iii) de alto incentivo (*preço teto*).

Na fase seguinte, organizando os dados em painel, estima-se uma regressão múltipla a partir da qual se testam os coeficientes das *dummies* regulatórias, estimados, simultaneamente, com outras variáveis independentes que a teoria de finanças estabelece como relevantes na determinação dos betas.

Os betas assim estimados podem ser considerados betas do ativo total das empresas, pois eles incluem o risco da alavancagem financeira das empresas da amostra. Como o objetivo da dissertação é medir o efeito do modelo de regulação no risco de mercado, seria inapropriado incluir os riscos relativos ao grau alavancagem (ou de endividamento) já que esse risco depende de decisões gerenciais de cada empresa. O beta desalavancado torna-se então a variável dependente de uma regressão de dados em painel cujas variáveis independentes são os determinantes fundamentalistas previstos pela teoria financeira adicionadas às *dummies* regulatórias de baixo incentivo, médio incentivo e alto incentivo.

Os betas de cada empresa regulada da amostra serão calculados de acordo com o seguinte procedimento:

- i) Obter, no banco de dados da economática os preços diários das ações das empresas, filtrando pela liquidez
- ii) Obter os fechamentos diários do IBOVESPA, FGV-100 e do S&P 500
- iii) Remover os dias não negociados e as empresas com pouca liquidez
- iv) Estimar os retornos diários de cada empresa e do índice de mercado pela simples variação percentual dos preços ajustadas pelo pagamento ou não de dividendos e demais proventos.

- v) Estimar a regressão simples entre os retornos da empresa (variável dependente) e os retornos do índice de mercado (variável independente) para estimar o beta da regressão.

Se os betas estimados forem negativos, como as empresas são cíclicas, isso provavelmente denotará um erro de estimação, que será tratado da mesma forma que Gaggero (2007) seguindo o procedimento:

- 1) Estimar o beta histórico, se ele for negativo:
- 2) Plotar a série de tempo de retornos correspondente em um gráfico retornos X tempo
- 3) Localizar possíveis *outliers*:
 - i. Se houver *outliers*, corrigir removendo os *outliers* e reestimando os beta;
 - ii. Se o beta re-estimado for positivo; terminar a análise e adotar o novo beta;
 - iii. Se o beta re-estimado for negativo; converter os dados originais de diários para semanais e re-estimar os beta;
 - iv. Se o beta re-estimado for positivo; terminar a análise e adotar o novo beta de retornos semanais;
 - v. Se o beta re-estimado for negativo; converter os dados originais de semanais para mensais e re-estimar os beta;
 - vi. Se o beta re-estimado for positivo; terminar a análise e adotar o novo beta de retornos mensais;
 - vii. Se o beta re-estimado for negativo; remover a empresa.

Se não houver *outliers*:

- viii. Converter os dados originais de diários para semanais e re-estimar o beta;
- ix. Se o beta re-estimado for positivo; terminar a análise e adotar o novo beta de retornos semanais;
- x. Se o beta re-estimado for negativo; converter os dados originais de semanais para mensais e re-estimar os beta;

- xi. Se o beta re-estimado for positivo; terminar a análise e adotar o novo beta de retornos mensais
- xii. Se o beta re-estimado for negativo; remover a empresa da amostra.

Determinantes fundamentalistas do beta:

1. Liquidez: $\text{Liquidez seca} = (\text{ativos circulantes} - \text{estoques}) / (\text{passivo circulante})$. Espera-se que empresas com maiores graus de liquidez tenham menores betas, pois ativos correntes tem retornos menos voláteis do que ativos imobilizados. Espera-se um sinal negativo para este coeficiente.
2. Alavancagem: $(\text{obrigações exigíveis}) / \text{ativo total}$. A alavancagem pode ser considerada uma medida de risco decorrente da maior probabilidade de insolvência associada a maiores graus de endividamento. Trata-se da proposição de Modigliani-Miller número três conforme Modigliani e Miller (1958). Espera-se um sinal positivo para este coeficiente.
3. Eficiência: $(\text{receita total}) / (\text{ativo total})$. Empresas mais eficientes no giro dos seus ativos tem uma menor probabilidade de entrar em dificuldades financeiras e assim um menor beta. Espera-se um sinal negativo para este coeficiente;
4. Lucratividade: ROA: $(\text{lucro líquido}) / (\text{ativo total})$. Quanto mais lucrativa for a empresa, menor a sua instabilidade financeira e menor o seu beta. Espera-se um sinal negativo para este coeficiente.
5. Tamanho da empresa: $\text{Ln}(\text{vendas})$. Espera-se um sinal negativo para este coeficiente, pois empresas maiores tem um melhor acesso aos mercados de capitais, diversificam melhor seu risco operacional em suas várias unidades de negócio e, graças às economias de escala podem obter menores custos unitários e assim reduzir a probabilidade de ter dificuldades financeiras em cenários de crise.
6. Crescimento: Variação percentual anual do EBIT. Espera-se um sinal negativo para este coeficiente, pois empresas com maior crescimento tendem a consolidar sua posição e assim reduzir o risco de mercado medido pelo beta.
7. Payout: $\text{dividendos} / (\text{lucro líquido})$. Espera-se um sinal negativo para este coeficiente, pois empresas que distribuem mais dividendos em proporção do seu lucro líquido tendem a apresentar uma volatilidade menor do que aquelas que retem os lucros para investir na expansão do negócio.

8. Mercado: (capitalização de toda a bolsa)/PIB. Este indicador capta o grau de amadurecimento do mercado financeiro do país no qual as ações da empresa estão listadas. Quanto mais estabelecidos e maduros forem os mercados financeiros, menor será a incerteza associada a esta empresa e menor o seu beta.
9. Baixo Incentivo: *Dummy*: 1 se há pouca regulação de incentivos e 0 de outra forma. A teoria econômica prevê que este coeficiente deve ser negativo, pois modelos regulatórios de baixo incentivo como o de *custo de serviço* garantem o retorno do investidor em uma variedade de cenários maior do que os modelos regulatórios de alto incentivo.
10. Alto incentivo: atribui-se o valor 1 se há muita regulação de incentivos e 0, de outra forma. A teoria econômica prevê que este coeficiente deve ser positivo, pois modelos regulatórios de alto incentivo como o de *preço teto* transferem parte do risco para o investidor;
11. Ano: para cada ano desde o início da amostra ou desde a abertura de capital da empresa, é calculado um beta;
12. Setor. Variáveis dummies setoriais para energia, eletricidade, gás natural, saneamento, telecomunicações e transportes. Setores mais sensíveis ao ciclo econômico como telecomunicações devem ter maiores betas, enquanto setores maduros, como o de saneamento, devem ter menores betas;
13. País: Variáveis *dummies* para cada país da amostra. As empresas brasileiras devem ter maiores betas do que suas comparáveis em países de língua inglesa e a variável dummy para o Brasil deve capturar este diferencial de risco de mercado.

O beta estimado pela regressão deve ser desalavancado pela fórmula:

$$\text{Beta desalavancado } t = \text{Beta } t / [1 + (D/PL)_t * (1-\tau)]$$

Onde:

D/PL = relação D/PL ou

t = parâmetro estimado no ano t

τ = alíquota de imposto de renda

O beta desalavancado é então o beta do risco de mercado de uma empresa exposta ao mesmo grau de risco de mercado mas totalmente financiada com capital próprio. Como haverá um beta por ano para cada empresa, a alavancagem financeira dessas empresas também será computada anualmente com base nos respectivos Balanços Patrimoniais.

Assim o beta desalavancado corresponde a:

$$\begin{aligned} \text{Beta desalavancado}_{it} = & \alpha_0 + \alpha_1 \text{Liquidez}_{it} + \alpha_2 \text{Alavancagem}_{it} + \alpha_3 \text{Eficiência}_{it} \\ & + \alpha_4 \text{Lucratividade}_{it} + \alpha_5 \text{Tamanho}_{it} + \alpha_6 \text{Crescimento}_{it} + \alpha_7 \text{Payout}_{it} + \alpha_8 \\ & \text{Desenvolvimento do Mercado de Capitais}_{it} + \lambda_1 \text{Baixo Incentivo}_{it} + \lambda_2 \text{Alto} \\ & \text{Incentivo}_{it} + \delta_1 \text{Setor}_{it} + \delta_2 \text{Ano}_{it} + \delta_3 \text{País}_{it} + \varepsilon_{it} \end{aligned}$$

Quanto ao método de estimação, de acordo com Ogliari (2003) a análise de regressão é uma das técnicas mais utilizadas para analisar dados. O apelo dos modelos de regressão é explicar uma ou várias variáveis de interesse (objetivo) em função de outras variáveis (explicativas). Construído o modelo, o mesmo pode ser usado para realizar previsões. No contexto desta dissertação, a metodologia da regressão múltipla é utilizada para encontrar os fatores determinantes de formação do risco de mercado das empresas reguladas no Brasil, América Latina e Estados Unidos.

A análise de variância é a técnica estatística utilizada para verificar se as médias dos tratamentos de um experimento não podem ser consideradas estatisticamente iguais. Quando isso acontece, o maior interesse geralmente está em saber também quais as médias que diferem entre si, e o pesquisador deve ter à mão um teste estatístico para comparar as médias, normalmente duas a duas.

Nesta dissertação adota-se o teste F, ou de razão de variâncias para testar a aderência isolada de cada variável à formação do grau de risco de mercado. O valor da estatística de teste F_o é calculado da seguinte forma:

$$F_o = [\text{Variância do risco de mercado explicada pelo modelo proposto}] / [\text{Variância do risco de mercado não explicada pelo modelo proposto}]$$

O teste F é realizado comparando-se o valor da razão F_o calculada com o valor de F_c “crítico”. Desse modo, se F_o for maior que o valor de F para $\alpha=0,05$, interpreta-se o resultado do teste afirmando-se que o coeficientes beta da variável X é estatisticamente diferente de zero ao nível de significância de 5 %.

Em suma, quanto maior o valor de F, maior a certeza de que a variável X_k (Data de Emissão por exemplo) interfere linearmente na formação da variável Y (Nesta dissertação risco de mercado) e quanto menor o valor de F, ou quanto mais próximo de zero ele for, mais provável será de que a variável X_k (montante emitido por exemplo) não tem influência sobre a formação da variável Y

A Análise de Variância ou ANOVA que embasa esta primeira seleção de variáveis determinantes é apenas , não considera o efeito da interação simultânea de todas as variáveis “candidatas” a determinantes do risco de mercado, apenas os efeitos parciais. Para computar os efeitos de interação simultânea deve-se usar uma filtragem por regressão múltipla conforme abaixo definida.

A última etapa da análise corresponde a seleção final das variáveis relevantes para a formação do beta. Assim, para relacionar o beta com as características operacionais e regulatórias das empresas, foi utilizada a metodologia de regressão múltipla com dados em *cross-section* e estimada por mínimos quadrados ordinários. Para critério de seleção de variáveis usou-se o método econométrico stepwise que pode ser assim descrito:

- Para cada uma das variáveis candidatas a fatores determinantes da taxa real de juros, estima-se uma regressão linear simples entre a variável dependente “Y” a ser testada e cada uma das candidatas a variáveis independentes X_j .
- Em cada uma das regressões estimadas, usando-se a estatística F de Fisher Snedcor estimada, testa-se a hipótese $\beta_j = 0$ contra a hipótese alternativa $\beta_j \neq 0$. Se a hipótese nula é aceita, descarta-se a variável, se ela é rejeitada, inclui-se em uma lista de candidatas prováveis que irá compor uma regressão múltipla.
- Estima-se uma regressão linear múltipla entre a variável dependente “Y” a ser testada (no nosso caso a taxa real de juros da debênture) e o conjunto das candidatas prováveis a variáveis independentes X_j .
- Na regressão anterior, eliminam-se todas as variáveis estatisticamente não significativas e estima-se uma nova regressão múltipla sem as variáveis excluídas.
- Repete-se o procedimento até que todas as variáveis remanescentes sejam estatisticamente significativas.

4.3 Resultados da análise

Usando o banco de dados econômica e o MS Excel, é possível mostrar que o risco de mercado das empresas de distribuição de gás natural argentinas é maior do que o de suas comparáveis norte americanas e brasileiras conforme pode ser inferido pela figura 8.

Figura 8: Betas Desalavancados das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica

Fonte: Economática

Em uma regressão múltipla com 41 empresas latino americanas e estadunidenses, a única variável estatisticamente significativa foi a *dummy* de país para Argentina, e o efeito desta *dummy* sobre o beta é fortemente positivo como pode ser inferido das tabelas 1 e 2:

Em uma regressão múltipla com 41 empresas latinoamericanas e estadunidenses, a única variável estatisticamente significativa foi a dummy de país para Argentina, e o efeito desta variável sobre o beta é fortemente positivo como pode ser inferido das tabelas 1 e 2:

Tabela 1: Estatísticas da regressão dos betas das empresas de GN contra suas determinantes fundamentalistas

<i>Estatísticas da regressão</i>	
R múltiplo	0,353276
R-Quadrado	12%
R-quadrado ajustado	10%
Erro padrão	0,228502
Observações	41

Fonte: Elaboração própria com dados da Economática (2009).

Tabela 2: Coeficientes da regressão dos betas das empresas de GN contra suas determinantes fundamentalistas

	<i>Coeficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>
Interseção	0,40	0,04	10,26	1,24E-12
Argentina	0,22	0,09	2,36	0,023468

Fonte: Elaboração própria com dados da Economática (2009).

Note-se que a Argentina adota um *regime de preço teto* impondo às concessionárias reguladas metas de produtividade baseadas no conceito de empresa de referência e que o modelo regulatório argentino tem sido frequentemente criticado por investidores estrangeiros. Note-se que o Brasil e o Chile também adotam variedades do *regime de preço teto* mas não tem seus betas afetados de forma significativa. Pode-se inferir que os maiores betas das empresas argentinas refletem outros tipos de risco quais sejam o risco político-institucional de que as regras mudem no meio do jogo e o risco macroeconômico de crise no balanço de pagamentos e do bloqueio de remessas de lucros das empresas às suas matrizes fora da Argentina.

Em energia elétrica por outro lado, as empresas brasileiras de geração de energia elétrica apresentam maior risco do que suas comparáveis argentinas e norte-americanas, conforme pode ser observado na figura 3, devido ao maior risco de volatilidade dos preços decorrente da matriz elétrica hidrotérmica adotada no Brasil. Porém as empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica apresentam menor risco do que as comparáveis argentinas possivelmente devido à maior consistência regulatória do mercado brasileiro comparado ao argentino

A análise de regressão múltipla usando cinco anos de retornos mensais (até maio de 2009) e as variáveis sugeridas por Gaggero (2007) mostrou que as únicas variáveis estatisticamente relevantes na determinação do risco de mercado das empresas latino americanas de energia elétrica são a estrutura de capital (Dívida/Ativo Total) e a Eficiência Operacional, conforme os resultados da regressão resumidos nas tabelas 3 e 4:

Tabela 3: Estatística da regressão dos betas das empresas de EE contra suas determinantes fundamentalistas

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,51
R-Quadrado	26%
R-quadrado ajustado	24%
Erro padrão	0,20
Observações	98

Fonte: Elaboração própria com dados da Economática (2009)

Tabela 4: Coeficientes da regressão dos betas das empresas de EE contra suas determinantes fundamentalistas

	<i>Coeficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>
Interseção	0,756747167	0,053519	14,13974	4,21E-25
Div/Ativado ult balanço consolidado	-0,00806487	0,001589	-5,07609	1,91E-06
Eficiência operacional	-0,2128549	0,083102	-2,56137	0,012

Fonte: Elaboração própria com dados da Economática (2009).

Na amostra de países estudados, pôde-se notar que embora a estrutura de capital seja estatisticamente significativa, seu impacto na composição do beta é muito pequeno e o sinal do coeficiente é o contrário do esperado pela teoria econômica a qual prevê que o aumento da alavancagem aumenta o beta. A eficiência operacional, por outro lado, além de estatisticamente significativa, exerceu um forte impacto na magnitude do beta das empresas da amostra.

Uma das limitações dos estudos empíricos como Alexander (1996) e Gaggero (2007) é que a metodologia destes estudos julga comparáveis betas de empresas listadas em mercados com características muito distintas de volatilidade e liquidez. Vejamos o caso do setor de GN, usando a metodologia de Gaggero (estimação por mínimos quadrados ordinários sem correções) obtemos como resultado que o beta médio (portanto o risco médio) das distribuidoras brasileiras de GN e EE é menor do que o beta médio das distribuidoras norte-

americanas de GN e EE, a despeito do custo de capital (e o risco percebido) nos EUA ser muito menor do que o custo de capital no Brasil.

Nas figuras 9 e 10 pode-se notar que o mercado acionário norte americano apresenta uma volatilidade relativamente baixa e estável (prêmio de risco também estável em 5,78%a) e que um investidor que tivesse aplicado US\$ 100 em ações no mercado americano janeiro de 1928 teria em dezembro de 2009 US\$ 140 mil.

Figura 9: Volatilidade dos Mercados Norte Americanos de Ações (Stocks) e Renda Fixa (T-Bills)

Fonte: Economática

Figura 10: Valor Futuro do Investimento de US\$100 em 1928 em Ações da NYSE, T. Bills, e T. Bonds

Fonte: www.damodaran.com

Por outro lado, no Brasil a volatilidade é muito maior e também mais instável como se pode notar Nas figuras 11 e 12, que demonstram o quão mais arriscado é o mercado acionário brasileiro em relação ao norte-americano.

Figura 11: Volatilidade do IBOVESPA e do CDI

Fonte: Economática

Figura 12: Valor Futuro do Investimento de R\$100 em setembro de 1994 no IBOVESPA, e no CDI

Fonte: Economática

Uma forma de ajustar os betas às diferenças de volatilidade entre os mercados acionários latino americanos e o norte americano é a proposta por Solnik (1973) que multiplica os betas locais pelo “beta país” ou o coeficiente angular da regressão entre os retornos do mercado local em US\$ e os retornos do S&p 500. Fazendo o ajuste temos um Beta Brasil de 1,567, um Beta Argentina de 1,803 e um Beta Chile de 1,213.

Resultados – GN metodologia Gaggero

Usando a metodologia de Gaggero, pode-se mostrar que as empresas brasileiras (e sul americanas) de GN e EE tem um grau de risco de mercado que estatisticamente não difere do grau de risco de mercado de suas comparáveis norte-americanas. Entretanto a medida numérica de tal risco (a média dos betas desalavancados) é menor do que a observada nas empresas norte-americanas o que contraria as evidências do mercado de capitais as quais mostram que o custo do capital é maior no Brasil do que nos EUA.

Capítulo 5 – Conclusões

As aplicações práticas da formação do custo de capital regulatório, particularmente a identificação dos seus parâmetros, oferecem grandes desafios aos profissionais da área de regulação de serviços públicos e esta dissertação visou a contribuir para aprimorar a metodologia deste tema no Brasil.

Assim foi feita aqui uma escolha deliberada em usar uma metodologia de fácil aplicação com foco nos componentes do custo médio ponderado de capital (WACC), quais sejam: o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, ambos medidos em termos de taxas reais de remuneração.

Em relação ao custo de capital próprio, concluímos que as empresas brasileiras e sul americanas analisadas de distribuição de gás natural e de energia elétrica têm um grau de risco de mercado que é estatisticamente maior do que o grau de risco de mercado de suas comparáveis norte-americanas. Tal diferença, conforme verificado pode ser atribuído à diferença de volatilidade dos mercados mas não à diferença dos modelos regulatórios vigentes nesses países.

A própria ANEEL (2002,2003 e 2006) que havia introduzido como ajuste para o risco regulatório (neste caso risco decorrente do regime de preço teto) o diferencial entre os betas das empresas da Inglaterra (regulação por preços máximos) e das americanas (regulação por taxa de retorno), suprimiu este componente no cálculo da remuneração do investidor privado no seu terceiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica conforme informado por essa agência reguladora (ANEEL, 2010).

No que diz respeito à estimação do custo do capital próprio, algumas sugestões para futuras pesquisas que poderão ser exploradas correspondem a:

- (i) Estimar e testar os betas para medir o risco regulatório usando regressão de dados em painel como em Gaggero (2007) e em Alexander et all (1996);
- (ii) Estimar e testar os betas para medir o risco regulatório usando filtro de Kalman como em Grout (2006);

Em relação ao custo de capital de terceiros, os principais resultados desta dissertação foram demonstrar que na formação do custo do capital de terceiros: (a) a escolha do indexador do título emitido; (b) os efeitos do *timing* (escolha da Data de Emissão correta) e (c) o prazo (maturidade) são todos fatores dominantes na determinação da taxa real de juros. No caso do Brasil, além desses fatores destaca-se que as variações não previstas decorrem de flutuações no indexador CDI em consequência do regime de política monetária e do perfil da dívida pública mobiliária federal, a qual estabelece um confortável piso de remuneração pós-fixada para os investidores em valores mobiliários no país.

Outro resultado importante é que dentre as variáveis sob controle do emissor das debêntures indexadas ao IGP-M, apenas o efeito *timing*, ou seja, de escolha da melhor Data de Emissão mostrou-se relevante na determinação da taxa real de juros. Já as variações não previstas tendem a ser decorrência de flutuações cambiais em consequência de choques externos, especialmente os associados à volatilidade dos fluxos de capitais internacionais.

No que diz respeito à estimação do custo do capital de terceiros há também algumas sugestões para futuras pesquisas que poderão ser exploradas especialmente na forma de outros modelos não usados nesta dissertação. Esses modelos seriam:

- (i) Regressão com Dados de Panel. As taxas de curto prazo poderiam ser estimadas usando a metodologia da Regressão com Dados de Panel, na qual as Taxas Reais de Juros das debêntures em cada período futuro T poderiam ser estimadas para os próximos semestres permitindo a estimação dos Coupons das debêntures;
- (ii) Modelos de Séries Temporais Univariados ou ARIMA. Dada a natureza de séries de tempo dos indexadores, pode-se usar a metodologia ARIMA para se projetar a trajetória futura dos indexadores, especialmente aqueles referentes a índices de preços, como o IGP-M, o INPC e o IPCA. Depois de projetar a trajetória futura dos indexadores, seria possível usar a fórmula do prospecto de emissão para projetar as obrigações periódicas ou o pagamento dos coupons das debêntures emitidas.

- (iii) Vetor Auto Regressivo (VAR). As taxas de curto prazo poderiam ser estimadas usando a metodologia do Vetor Auto Regressivo, a qual permitiria, além de estimar as taxas reais de juros das debêntures em cada período futuro T , determinar através da Função de Resposta à Impulso, a sensibilidade da trajetória das mesmas (em cenários de *stress*) frente a mudanças nos fatores fundamentalistas do emissor, da emissão, e mesmo do ambiente macroeconômico;
- (iv) Vetor Correção de Erros (VEC ou Vector Error Correction). Semelhante ao VAR, porém com o possível benefício de permitir a melhor compreensão de componentes não estacionários nas séries temporais analisadas, sendo um modelo de melhor desempenho para estimativas de longo prazo.

Outras modelagens, as quais requerem o uso de *softwares* econométricos como o E-VIEWS ou o STATA, podem também de interesse, mas encontram-se fora do escopo deste trabalho. Isso porque os *softwares* e modelos em questão são usados por apenas por uma restrita minoria dos profissionais da área de finanças, especialmente nas áreas de produtos derivativos e gestão de risco de mercado. Embora consultores em regulação por vezes usem *softwares* econométricos, os próprios reguladores usam mais o MS EXCEL

Neste contexto, a principal conclusão desta dissertação é que, baseado nos betas estimados para as empresas analisadas, o modelo regulatório adotado por um determinado país, dentre aqueles estudados, não interfere no grau de risco de mercado das empresas de distribuição de energia elétrica e distribuição de GN no Brasil, no Chile e na Argentina. Constatou-se adicionalmente que, controlando pelo grau de volatilidade de seus respectivos mercados acionários nacionais, as empresas destes países têm um grau de risco similar ao das empresas norte-americanas comparáveis, cujo modelo regulatório é o de *custo de serviço* (ou *taxa de retorno garantida*), considerado de menor risco pela teoria econômica.

Por fim, foi possível verificar que não apenas a opção pelo modelo regulatório, mas também outras variáveis estruturais (*rating* das empresas, qualidade das garantias, extensão dos *covenants*) também não interferiram no custo de captação ou custo do capital de terceiros destas empresas. Especificamente no caso brasileiro, os principais determinantes

do custo de capital de terceiros para as empresas analisadas foram a política monetária adotada pelo governo, o *timing* da emissão e a maturidade do título emitido.

O caso da Argentina é bem peculiar. Embora seu grau de risco (beta desalavancado médio) seja significativamente maior do que os graus de risco dos Estados Unidos, Brasil e Chile, isto não pode ser atribuído ao modelo Price-Cap, mas sim à instabilidade macroeconômica (crise de balanço de pagamentos e default da dívida) e institucional do país como um todo.

Bibliografia

ANATEL. RESOLUÇÃO Nº 535, de 21 de outubro de 2009..

ANDIMA, “Taxas de juros – um amplo estudo sobre o mercado aberto no Brasil”. Rio de Janeiro, Brasil: Andima, 1997.

ANDIMA, “Estudos especiais: SND – Sistema Nacional de Debêntures”. Rio de Janeiro, Brasil: Andima, 1998.

ANDIMA, “Debêntures – guia de consulta rápida à legislação”. Rio de Janeiro, Brasil: Andima, 2005.

ANDRADE, T. A. e LOBÃO, W. J. A. (1997) Elasticidade Renda e Preço da Demanda Residencial de Eletricidade no Brasil. Texto para Discussão Nº 489. IPEA, Rio de Janeiro, junho de 1997.

ANEEL. Nota Técnica nº 148/2002-SRE/ANEEL Brasília, 2002.

ANEEL. Nota Técnica nº 214/2003-SRE/ANEEL Brasília, 2003.

ANEEL. Nota Técnica nº 164/2006-SRE/ANEEL Brasília, 2006.

ANEEL. Nota Técnica nº 262/2010-SRE/ANEEL Brasília, 2010.

ANGBAZO, L.A. et al. / Credit spreads in the market for highlyleveraged transaction loans. Journal of Banking & Finance 22 (1998)

ARAUJO, J. L. e OLIVEIRA, A. Dialogos Da Energia Reflexoes Sobre A Última Década 1994-2004. Editora 7 LETRAS. 1ª Edição – 2005.

AVERCH, H. and L. JOHNSON, 1962, Behavior of the firm under regulatory constraint, American Economic Review 52, 1052-1069.

AZARIADIS, Costas Intertemporal Macroeconomics. Oxford: Blackwell Publishers, February 1993.

BLANCHARD & FISHER. Lectures on Macroeconomics. MIT Press. Cambridge Massachusets. 1989

BAUMOL&KLEVORIK. 1970. “Input Choices and Rate-of-Return Regulation: An Overview of the Discussion,” Bell J. Econ., 1:2, pp. 162–190.

BLOMMESTEIN, Hans J. (2002), Challenges for Debt Management in Emerging Bond Markets, in: Public Debt Management and Government Securities Markets in the 21st Century, Paris, OECD.

BODIE , KANE, MARCUS, PERRAKIS & RYAN. Investments, Fourth Edition McGraw-Hill/Irwin, 2006.

BRIGHAM, E. F., CRUM R. L. On the Use of the CAPM in Public Utility Rate Cases Financial Management Vol. 6, No. 2 (Summer, 1977), pp. 7-15

BRIGHAM, E. F., GAPENSKI, L. C. Financial Management: Theory and Practice. South-Western College Pub; 6 edition (March 3, 2006)

CANUTO, Otaviano e SANTOS, Pablo Fonseca P. dos. Risco-Soberano e Prêmios de Risco em Economias Emergentes. Brasília: Secretária de Assuntos Internacionais, 2003.

Carvalho, Fernando J. Cardim de; Paula, Luiz Fernando Rodrigues de; Sicsú, João; Souza, Francisco Eduardo Pires de; Studart, Rogério. Economia monetária e financeira: teoria e prática. Ed. Rio de Janeiro: Campus, 2000.

CNI (2003) Financiamento no Brasil - Desafio ao Crescimento. Brasília

COPELAND, T E., WESTON , J. F. , SHASTRI, K. Financial Theory and Corporate Policy. Addison Wesley; 4 edition, 2004

CURRIER, K. M. *A practical approach to quality-adjusted price cap regulation* Telecommunications Policy 31 (2007) 493–501

DEMSETZ, H. “Why Regulate Utilities?” Journal of Law and Economics, Vol. 11, April 1968.

DEUTSCHE BANK RESEARCH. “Sailing in calmer waters: The prospects for domestic bond markets in Latin America”. August 2006. Disponível em: <www.dbresearch.com>. Acesso em: Ago/2007.

DIEBOLD, Francis X; PIAZZESI, Monika & RUDEBUSCH, Glenn. “Modeling bond yields in finance and macroeconomics”. January 2005 (NBER Working Paper Series 11.089).

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017 - Capítulo VIII. Publicado em 2007 – a, disponível em www.epe.gov.br

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030. Publicado em 2007 – b, disponível em www.epe.gov.br

FRASER, R. *Price, quality and regulation. An analysis of price capping and the reliability of electricity supply*. Energy Economics, 1994, 16 (3) 175.183.

FGV (2001) “Impacto de um racionamento de energia elétrica nos setores energo-intensivos”. EAESP-FGV, Maio de 2001, parecer da GVCONSULT à ABRADE.

FIESP(2009) – A Revisão Tarifária da Comgás.
http://www.fiesp.com.br/irs/coinfra/pdf/transparencias_reuniao_coinfra_19_06_09_-_carlos_cavalcanti_rtg_coinfra.pdf. Acesso em 25/09/2009

FOLHA DE SÃO PAULO - "Apagão" do gás ameaça a expansão industrial no país. 30/06/2008.

FILGUEIRA, Antônio; LEAL, Ricardo P. C. Análise de cláusulas de escrituras de debêntures brasileiras após a estabilização econômica. In: LEAL, Ricardo P. C.; DA COSTA JR., Newton C. A.; LEMGRUBER, Eduardo F. Finanças Corporativas, São Paulo: Atlas, 2000, p. 97-11

FRALETTI, Paulo B.; EID JÚNIOR, William. "A RELEVÂNCIA DO RATING E DE OUTROS FATORES NA DETERMINAÇÃO DO RENDIMENTO DAS DEBÊNTURES EMITIDAS NO MERCADO BRASILEIRO". Working Paper EAESP-FGV. São Paulo, 28 de abril de 2005

FRANCO, Gustavo H. B. Notas sobre crowding out, juros altos e LFTs. www.gfranco.org.br 03.01.2005

FUMAGALLI, E & SCHIAVO, L. *Regulating And Improving The Quality Of Electricity Supply: The Case Of Italy*. European Review Of Energy Markets - Volume 3, Issue 3, October 2009

GARCIA, Márcio G. P. e SALOMÃO, Juliana. ALONGAMENTO DOS TÍTULOS DE RENDA FIXA NO BRASIL. PUC-RJ 2006.

GAGGERO, A. A. Regulatory risk in the utilities industry: An empirical study of the English-speaking countries. Utilities Policy 15 (2007)

GIAVAZZI, F.; GOLDFAJN, I. and HERRERA, S. (eds.). Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience, 1999 to 2003. Cambridge, MA: MIT Press.

GREMAUD, Amaury PATRICK; Vasconcelos, M.A.S.; TONETO Júnior, Rudiney. Economia Brasileira Contemporânea. 4. Ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GROUT, P., ZALEWSKA, A., 2006. The impact of regulation on market risk. Journal of Financial Economics 80 (1), 149 -184.

HARVEY, Campbell R., SOLNIK, Bruno & ZHOU, Guofu. What determines expected international asset returns? NBER: WP 4660, 2002.

HAUGEN, R. Modern Investment Theory. Prentice Hall; 5 edition, 2000.

JEANNEAU, Serge & TOVAR, Camilo. "Domestic bond markets in Latin America: achievements and challenges." BIS Quarterly Review, June 2006.

J.P. MORGAN. Expanding the Efficient Frontier: Adding Alpha with Latin America Local Markets and a Portfolio of EM FX, April 2, 2005a.

J.P. MORGAN. Brazil's Glacial Advance to Investment Grade. Emerging Markets Research. J.P. Morgan Securities Inc. June 2, 2005b.

JOSKOW, P. L., 1998a. "Electricity Sectors in Transition." *Energy Journal* 19:25–62.

_____, 1998b. "Regulatory Priorities for Reforming Infrastructure Sectors in Developing Countries." The 10th Annual Bank Conference on Development Economics, April 20-21, World Bank, Washington, D.C.

_____, 2000. Economic Regulation. (Editor) *Critical Ideas in Economics*, Edward Elgar.

_____, 2006. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. National Bureau of Economic Research Conference on Economic Regulation.

LOPES, CARLOS F. L. R., ANTUNES, L. P., CARDOSO, M. A. S. Financiamento de Longo Prazo: Mercado de Debêntures e Programa de Emissão BNDESPAR. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, V. 14, N. 27, P. 43-70, JUN. 2007

LINTNER, J. (1965, February). The valuation of risk assets and the selection of risk investments in stock portfolio and capital budgets. *Review of Economics and Statistics*, 47(1), 13-37

MALVESSI, O. SÓ 5 EMPRESAS DÃO RETORNO A ACIONISTA NO REAL. *JORNAL FOLHA DE S. PAULO*, Domingo, 12/05/2002

MALVESSI, O. EBITDA SERÁ ESSE UM BOM INDICADOR PARA A GESTÃO FINANCEIRA, E ÚTIL PARA A REMUNERAÇÃO VARIÁVEL NAS EMPRESAS? *Revista RI*, • fevereiro 2006.

MARKOWITZ, H. M. Portfolio Selection. *The Journal of Finance*, XII (March 1952), 77-91

MARKOWITZ, H. M. *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments*. New York: John Wiley and Sons, Inc, 1959

MINARDI, Andrea M. A. F., SANVICENTE, Antonio Z. Problemas de Estimação do Custo de Capital no Brasil, IBMEC, Junho 1999

MINARDI, Andrea M. A. Fonseca, SANVICENTE A Z, ARTES, Rinaldo. Determinação de Rating de Crédito de Unidades de Negócios Visando a Estimar o Custo de Capital de Terceiros. ANPAD 2005.

MOREIRA , A. R. B.; DAVID, P. A. M-S. E ROCHA, K. Texto para discussão N° 978 ISSN 1415-4765. Regulação do preço da energia elétrica e viabilidade do investimento em geração no Brasil. IPEA 2003.

MANKIW, N. Gregory. Macroeconomia. 5ª Edição. LTC Artigos Técnicos e Científicos Editora SA. Rio de Janeiro – RJ. 2004

MCGRAW-HILL. Five-Minute MBA in Corporate Finance. 2002. www.scribd.com

MODIGLIANI, F.; Miller, M. “The cost of capital, corporate finance, and the theory of investment.” *American Economic Review*, 48. 1958.

MYERS, S. The Application of Finance Theory to Public Utility Rate Cases. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, Vol. 3, No. 1 (Spring, 1972), pp. 58-97

NAKANO, Yoshiaki. “Renovar Idéias: Política Monetária e o Crescimento Econômico no Brasil” Apresentação Power-Point EESP-FGV. 2006

PARENTE, V. (Coord.). Energia: o Desafio das Agências Reguladoras. Disponível em [http: www.acendebrasil.com.br/.../20070213_USP_Acende_Agencias_Integral.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/.../20070213_USP_Acende_Agencias_Integral.pdf) - Acesso em 01/10/2009. 2007

PINDYCK, R and RUBINFELD, D. Microeconomics. Prentice Hall; 7 edition (June 21, 2008).

PUC-RJ (2002). *Relatório do Serviço 7 do Edital 001/02 - ANEEL - Metodologia de Análise Comparativa de Desempenho Operacional de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica*.

OGLIARI, P J; Andrade, Dalton Francisco de; Barbetta, Pedro Alberto; Pacheco, Juliano Anderson. Modelos de regressão: Desenvolvimento Teórico, Implementação e Aplicações. Projeto de Pesquisa UFSC 2003

SANT’ANNA, André Albuquerque. Crescimento de debêntures financia capital de giro. *Economista Visão do Desenvolvimento* N° 5. 20 jul 2006. BNDES.

SEN. A. Desenvolvimento como liberdade. São Paulo, Companhia das Letras, 2000.

SHARPE, W. F. A Simplified Model for Portfolio Analysis. *Management Science*. Vol. 9, No. 2 (Jan., 1963), pp. 277-293

_____. (1964, September). Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. *Journal of Finance*, 19(3), 425-442.

SHUTTLEWORTH, G. Benchmarking of electricity networks: Practical problems with its use for regulation. *Utilities Policy* 13 (2005)

SOLNIK, B., The International Pricing of Risk: An Empirical Investigation of the World Capital Market Structure. *Journal of Finance*. New York, 1973.

SPIEGEL, Y. "The choice of technology and capital structure under rate regulation". International Journal of Industrial Organization. 15 (1996) 191-216

STIGLER & FRIEDLAND. "What Can Regulators Regulate". American Journal of Economics and Sociology Vol V Oct 1962

TAKAYAMA, A. Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. The American Economic Review, Vol. 59, No. 3 (Jun., 1969), pp. 255-260

TURNOVSKY, Stephen. Methods of Macroeconomic Dynamics (2nd Ed),. MIT Press, 2000

TRAIN, K. Optimal Regulation. The Economic Theory of Natural Monopoly. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts, 1991.

TREYNOR, J. "How to Regulate a Monopoly." Financial Analysts Journal, 2003, VOL 59; PART 4

TUROLLA, Frederico. "Passivos Macroeconômicos e o Mercado Financeiro e de Capitais" Notas de Aula EESP-FGV. 2005

REICHL, J. KOLLMANN, A. TICHLER, R. AND SCHNEIDER, F. "The importance of incorporating reliability of supply criteria in a regulatory system of electricity distribution: an empirical analysis for Austria", Energy policy, Vol. 36, n. 10, pp. 3862-3871, 2008.

WAKEMAN, L.M., "Bond Rating Agencies and Capital Markets," Working Paper, Graduate School of Management, University of Rochester, Rochester, N.Y. 1978

WILLIAMSON, OE – "Franchise Bidding for Natural Monopolies-in General and with Respect to CATV" The Bell Journal of Economics, Vol. 7, No 1 (spring 1976)

VICKERS, J AND YARROW, G. K. Privatization: An Economic Analysis. MIT Press, 1988.

VISCUSI, W. Kip; VERNON, John M.; HARRINGTON, Joseph E. Economics of regulation and antitrust. Cambridge.2000. 3 ed

WEINSTEN, M.I., "The Effect of a Rating Change Announcement on Bond Price," Journal of Financial Economics, December 1977

WEINSTEN, M.I., "The Seasoning Process of New Corporate Bond Issues," Journal of Finance, December 1978.

WOLAK, F. A. Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin American Countries. First Meeting of the Latin American Competition Forum. Paris: 7-8 April, 2003.

ANEXO

Empresas cujos retornos de ações no período de maio de 2004 a maio de 2009 foram usados na análise estatística:

Empresa Gás Natural	Pais Sede	Empresa Eletricidade	Pais Sede
Gas Natural BAN	Argentina	Central Puerto	Argentina
Transp Gas Sur	Argentina	Transener	Argentina
Camuzzi Gas Pamp.	Argentina	Endesa Costanera	Argentina
Distr Gas Cuyana	Argentina	Capex	Argentina
Metrogas	Argentina	Cemar	Brasil
Metrogas	Argentina	Eletropar	Brasil
Transp Gas Sur	Argentina	AES Tiete	Brasil
CEG	Brasil	Rede Energia	Brasil
Wlm Ind Com	Brasil	Coelba	Brasil
Wlm Ind Com	Brasil	Celpa	Brasil
Comgas	Brasil	Celesc	Brasil
Gasco	Chile	Tractebel	Brasil
Piedmont Nat Gas	Estados Unidos	Celpe	Brasil
Consld Edison Hldg	Estados Unidos	Cosern	Brasil
WGL Hldg	Estados Unidos	Tran Paulist	Brasil
PG&E Corp	Estados Unidos	Tran Paulist	Brasil
NICOR	Estados Unidos	AES Tiete	Brasil
AGL Resources	Estados Unidos	CPFL Energia	Brasil
Wisconsin Energy	Estados Unidos	Celpe	Brasil
Vectren	Estados Unidos	Cosern	Brasil
UGI	Estados Unidos	Cemig	Brasil
Xcel Energy	Estados Unidos	Coelce	Brasil
Atmos Energy	Estados Unidos	Coelce	Brasil
CMS Energy	Estados Unidos	Ger Paranap	Brasil
Scana	Estados Unidos	Ger Paranap	Brasil
DPL	Estados Unidos	Eletropaulo	Brasil
Public Svc Enterp	Estados Unidos	EMAE	Brasil
Exelon	Estados Unidos	Rede Energia	Brasil
Sempra Energy	Estados Unidos	Cemat	Brasil
Empresa Gás Natural	Pais Sede	Empresa Eletricidade	Pais Sede
Alliant Energy	Estados Unidos	Elektro	Brasil
NiSource	Estados Unidos	Light S/A	Brasil
Allete	Estados Unidos	Copel	Brasil
National Fuel Gás	Estados Unidos	Eletrobras	Brasil
Ameren	Estados Unidos	Eletrobras	Brasil
Questar	Estados Unidos	Copel	Brasil
Oneok	Estados Unidos	Cemig	Brasil
Southern Union Co	Estados Unidos	Celesc	Brasil
Energen	Estados Unidos	Ampla Energ	Brasil
El Paso	Estados Unidos	Cemig	Brasil
Williams	Estados Unidos	Eletrobras	Brasil
MDU Resources Group	Estados Unidos	AES Elpa	Brasil

Fonte: Economática (25/08/2009).

Empresas cujos retornos de ações no período de maio de 2004 a maio de 2009 foram usados na análise estatística (continuação):

Empresa Eletricidade	País Sede	Empresa Eletricidade	País Sede
Cemat	Brasil	Southern Co	Estados Unidos
Ienergia	Brasil	Idacorp	Estados Unidos
Eletrobras	Brasil	Duke Energy	Estados Unidos
CEB	Brasil	American Elec Power	Estados Unidos
CEB	Brasil	FirstEnergy	Estados Unidos
CPFL Energia	Brasil	Aquila	Estados Unidos
Ienergia	Brasil	Dominion Resources	Estados Unidos
Cesp	Brasil	Northeast Utilities	Estados Unidos
Copel	Brasil	FPL	Estados Unidos
Cesp	Brasil	PPL	Estados Unidos
Eliqsa	Chile	Pepco Hldgs	Estados Unidos
Edelmag	Chile	Pinnacle West Cap	Estados Unidos
Elecda	Chile	OGE Energy	Estados Unidos
Cge	Chile	Westar Energy	Estados Unidos
Emelat	Chile	DTE Energy	Estados Unidos
Emelari	Chile	Entergy	Estados Unidos
Pehuenche	Chile	Edison Intl	Estados Unidos
Endesa	Chile	Hawaiian Electric	Estados Unidos
Enersis	Chile	CenterPoint Energy	Estados Unidos
Gener	Chile	Great Plains Energy	Estados Unidos
Colbun	Chile	Sierra Pacific	Estados Unidos
Endesa	Chile	TECO Energy	Estados Unidos
Enersis	Chile	Integrays Energy Grp	Estados Unidos
Edelnor	Chile	PNM Resources	Estados Unidos
Pilmaiquen	Chile	Allegheny Energy	Estados Unidos
Energy East	Estados Unidos	NRG Energy	Estados Unidos
NSTAR	Estados Unidos	Constellation Eng	Estados Unidos
Puget Energy	Estados Unidos	AES	Estados Unidos
Progress Energy	Estados Unidos		

Fonte: Economática (25/08/2009).