

1 – INTRODUÇÃO

A mitigação de riscos em projetos de infraestrutura propicia um melhor ambiente para investimento, atraindo investidores de maior qualidade e permite uma redução na taxa de retorno requerida. De outro modo, insegurança institucional, possibilidade de renegociação de contratos e falta de credibilidade geram um componente de risco potencial, não diversificável, que afeta a capacidade de investimentos dos agentes e afasta novos entrantes de qualidade.

Apesar dos avanços desde a implantação do novo modelo, em 2004, o setor elétrico tem enfrentado graves problemas e elevadas perdas financeiras, sendo que os esforços governamentais para ajustar questões específicas ou falhas de mercado geraram problemas ainda mais severos, culminando com aumento da percepção de risco regulatório.

O segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil é regulado e intensivo em capital. O modelo regulatório adotado para o setor é o “price cap”, ou regulação por incentivos, no qual o regulador estabelece um teto tarifário que possibilite a cobertura dos custos operacionais e remunerar o capital investido. A remuneração do capital dependerá da definição da base de remuneração regulatória e da taxa de rentabilidade aplicada a esta base, cujo modelo escolhido foi a metodologia do WACC¹ em combinação com o CAPM². Periodicamente, o equilíbrio econômico-financeiro de cada empresa é revisitado através do processo de revisão tarifária e o setor está passando pelo 4CRTP³, de 2015 a 2017.

A partir do 3CRTP (2011 a 2014) a ANEEL decidiu retirar o componente risco regulatório da formação do custo de capital, ao argumentar que o mesmo está implicitamente presente no risco sistemático (beta) das empresas do setor elétrico. Especificamente, no cálculo do beta para compor o WACC Regulatório, utiliza-se como base empresas do setor elétrico americano, mas não se considera a inclusão de um adicional de risco regulatório entre os países.

Entretanto, a forma de regular faz diferença e influencia na percepção de risco. Empresas amparadas por uma regulação adequada tendem a reduzir a variância dos retornos e, conseqüentemente os betas – coeficiente de risco sistemático. O presente trabalho, então, busca analisar e identificar fatores que explicam a presença de um componente regulatório no risco sistemático das empresas do setor de energia elétrica brasileiro, tendo em vista as recentes intervenções governamentais. Os resultados apontam que a instabilidade regulatória e a insegurança institucional afetam o risco sistemático das empresas (betas), tornando evidente a presença de um risco regulatório não diversificável. No próximo capítulo temos um sumário dos principais eventos que alteraram a percepção de risco do setor de distribuição no Brasil e, também, a contextualização da medida de risco sistemático que será utilizada ao longo do trabalho. Nos capítulos posteriores temos a descrição dos dados, a metodologia econométrica e as principais conclusões encontradas no estudo.

2 – A MÉTRICA DE RISCO SISTEMÁTICO E OS EVENTOS RECENTES NO SETOR

2.1 – A estimativa do retorno sobre o capital empregado e regulação econômica

O cálculo da taxa de retorno sobre o capital empregado e a estimação da base de remuneração dos ativos são pontos fundamentais para o funcionamento de uma indústria regulada, tanto na sustentabilidade do negócio como na atração de capital. Conforme próprio texto da ANEEL (Nota Técnica no 262/2010–SRE/ANEEL), o regulador ao estabelecer o custo de capital abaixo do nível real do custo de oportunidade, pode inviabilizar economicamente novos investimentos no setor, levando a níveis sub-ótimos de investimentos, promovendo degradação dos ativos e piora na qualidade de serviços.

A opção feita pela ANEEL para a estimativa desta taxa de rentabilidade é o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) combinado com a metodologia do “Capital Asset Pricing Model” (CAPM). Esta metodologia é uma das mais utilizadas pelas agências reguladoras internacionais, em países como Inglaterra, Austrália, Nova Zelândia, Estados Unidos, Espanha, Argentina e Chile.

¹ WACC: *Weighted Average Cost of Capital* (Custo Médio Ponderado de Capital)

² CAPM: *Capital Asset Pricing Model*

³ 4CRTP: 4ª Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

As questões metodológicas pertinentes à apuração da taxa de remuneração de capital de setores de infraestrutura são atuais e estão presentes em diversos trabalhos, como apresentado em Sanvincte (2010), Barcelos e Bueno (2012), Brattle Group (2013), Gonçalves (2014), Guimarães e Gonçalves (2014) e Audiência Públicas promovidas pela Aneel.

2.2 - Problemas Recentes no setor e o aumento na percepção de Risco

O setor elétrico é extremamente complexo e interligado e qualquer mudança afeta de maneira diferente os agentes envolvidos. O setor vive talvez seu pior momento desde a implantação do novo modelo, em 2004, com elevadas perdas financeiras e graves problemas em todos os segmentos (PSR, 2015).

O cenário de instabilidade teve como marco inicial o anúncio da **MP 579**, em setembro/2012, que se transformou na lei 12.783 em 2013. A proposta visava reduzir as tarifas de energia em 20%, mas teve como efeito colateral uma série de impactos significativos na parte institucional e judicialização do setor, com consequente aumento na percepção do risco. Tal ambiente refletiu de forma imediata no valor das empresas de capital aberto, no custo de captação de recursos e contaminou todo o ambiente de investimentos.

As mudanças ocorridas no setor elétrico também foram vistas como um *“leading indicator”*⁴ de ingerência política e intervencionista por parte do governo.

Diante de um cenário instável e sem previsibilidade de regras, é esperado que o risco sistemático de cada empresa, representado pelo β , tenha se elevado. Dentre os principais problemas que afetaram o risco do setor elétrico temos:

- 1) **Desdobramentos da MP 579/2012:** instabilidade, desconstrução das distribuidoras, devido a não realização do leilão de renovação de contratos de energia expirados em 2012;
- 2) **Cenário hidrológico adverso e nível crítico dos reservatórios:** aumento do risco de desabastecimento e consequente alto despacho térmico, afetando o fluxo de caixa dos geradores hidráulicos contratados (GSF negativo), combinado com alto valor do PLD;
- 3) **Risco de Racionamento:** afeta o mercado das distribuidoras e as geradoras pelo mesmo motivo do item 2. Caso seja decretado o racionamento o mercado das distribuidoras é afetado;
- 4) **Reajustes Tarifários Elevados:** o que potencializa inadimplências e aumento de perdas não técnicas nas distribuidoras.

Uma das principais implicações percebidas, desde 2012, diz respeito as Perdas Financeiras, que somam quase R\$140 bilhões, e que serão repassadas aos consumidores, via aumento de tarifas ou tributos.

O impacto tarifário desta magnitude pressiona dois graves problemas do segmento de distribuição: (i) inadimplência (a distribuidora é obrigado a recolher os impostos pela energia faturada não paga); e (ii) perdas não técnicas (furto de energia).

2.3 – A MP579/2012

A **MP 579**, de setembro/2012, que posteriormente se transformou na lei 12.783, estabeleceu os termos para o tratamento das concessões de geração e transmissão vincendas entre 2015 e 2017. A medida tinha como objetivo reduzir as tarifas de energia, em até 20%, através de: (i) redução ou eliminação de encargos setoriais (7% da redução tarifária); e (ii) antecipação da renovação das concessões (13% da redução tarifária)⁵.

As concessões que estavam em discussão representavam: 22,3 GW de capacidade instalada de geração (17% da capacidade brasileira), 69 mil km de linhas de transmissão (57% do sistema interligado) e 35% do mercado de distribuição (24 milhões de consumidores). Este último foi tratado de forma separada e posteriormente.

As principais regras da MP 579 foram:

- Antecipação do vencimento das concessões vincendas para 2013, mediante a indenização pelos ativos não depreciados e amortizados. O critério de indenização pelo ativo não depreciado foi pelo Valor Novo de

⁴ *Leading Indicator*: indicadores que antecipam um padrão ou tendência. São frequentemente utilizados para prever mudanças econômicas.

⁵ Fonte: Aneel

Reposição (VNR), que tinha como parâmetro de referência o valor de aquisição do bem a preços de mercado. Para o caso das empresas de transmissão de energia, não foram considerados os ativos adquiridos antes de 2000;

- As concessões de geração que forem renovadas terão suas garantias físicas alocadas para as distribuidoras no mercado regulado, através de um sistema de cotas (cotas-ACR), conforme sua participação do SIN. Portanto, os preços serão pré-estabelecidos, sem concorrência. O governo licitará o operador dessas usinas individualmente, pelo menor custo de O&M (operação e manutenção);
- Extinção do recolhimento dos encargos RGR (reserva geral de reversão, que foi transferida para a CDE), a CCC (conta de consumo de combustíveis fósseis) e redução gradual da CDE (conta de desenvolvimento energético).

As regras de indenização geraram inúmeras discordâncias, instabilidade e judicialização do setor, principalmente pela pouca transparência com que o processo foi conduzido. O valor de indenização proposto pelo governo foi bem abaixo do esperado e contabilizado pelas empresas, o que levou parte das geradoras, cerca de 40% ou 10 GW, a não aderirem a MP579. O custo para se manter a redução em 20% é estimado entre R\$5 a 10 bilhões (geração), além do custo de redução dos encargos (R\$3,3 bilhões/ano).

A título de exemplo, o valor oferecido para os ativos do Grupo Eletrobrás foi em torno de R\$14bilhões versus o valor de R\$31bilhões contabilizados e esperados pelo conselho da empresa e, ao aceitar a proposta de renovação, a estatal perdeu quase R\$9bilhões de receita/ano⁶. Tal perda impactou profundamente no valor da empresa no mercado de capitais e afetou sua capacidade de investimentos.

A não adesão das concessionárias de geração gerou uma subcontratação das distribuidoras, dado que o governo não planejou corretamente os leilões de ajustes em 2012 e 2013. Assim, as distribuidoras tiveram que recorrer ao mercado de curto prazo (PLD) para atender a demanda prevista. E devido ao cenário hidrológico adverso, nível crítico dos reservatórios e conseqüente alto valor do PLD, as distribuidoras e geradoras (GSF negativo) de energia elétrica foram fortemente impactadas em seus fluxos de caixa.

O problema de insuficiência de contratação continuou, por falta de operacionalização dos leilões de energia; assim, as distribuidoras iniciaram 2014 subcontratadas em 3.500 MW médios, com o PLD negociando no patamar máximo (teto) de R\$822/MWh, chegando a R\$3,5 bilhões/mês (fev/14)⁷.

As distribuidoras repassam, no reajuste tarifário, o maior custo de compra de energia e encargos, principalmente CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e ESS (Encargo de Serviço do Sistema), elevado pelo despacho térmico. Entretanto, a exposição involuntária foi tão severa que as empresas necessitaram de ajuda governamental para suprir o descasamento de fluxo de caixa.

A primeira de uma série de ajudas financeiras veio pelo Decreto 7.945, março/2013, via aporte de recursos do Tesouro Nacional na CDE de R\$9,6 bilhões, para ser quitado em 5 anos pelos consumidores, a partir de 2015⁸.

Foi criado, em março/2014, o decreto de 8.203 que socorreu as distribuidoras em mais R\$1,2 bilhão para alívio financeiro da exposição do mês de janeiro/2014. Em abril/2014, dado a insuficiência de recursos e a gravidade da crise setorial, foi aprovado o decreto 8.221 que instituiu uma conta na CCEE⁹ para compensar financeiramente a exposição involuntária das distribuidoras para o período de fevereiro a dezembro de 2014. O repasse seria via empréstimos de bancos públicos e privados, corrigidos por CDI + spread.

A 1ª tranche dos empréstimos bancários, via CCEE, foi no montante de R\$11,2bilhões e a 2ª tranche foi de R\$6,6bilhões. Os pagamentos estão previstos para 2015 e 2016.

Para substituir os empréstimos via CCEE, foi criado o sistema de bandeiras tarifárias, a partir de 2015, que tem como objetivo repassar mensalmente aos consumidores o custo adicional com o uso das térmicas; com isso é esperado um alívio de R\$ 800 milhões/ mês¹⁰. Entretanto, algumas firmas de consultoria afirmam que o montante arrecado será insuficiente para suprir a necessidade das distribuidoras em 2015 (déficit em torno de R\$5bilhões, fonte PSR). Uma outra forma de repasse imediato estudada é a aplicação da RTE (revisão tarifária extraordinária).

⁶ Fonte: Valor Econômico, 23/04/2015.

⁷ Fonte: Informativo de Energia, FGV Energia - março/2014.

⁸ Fonte: ABRADÉE.

⁹ CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

¹⁰ Fonte: Informativo de Energia, FGV Energia - março/2014.

Ainda são previstos custos adicionais para a indenização dos ativos de geração e transmissão (R\$28 bilhões) e auxílio às geradoras de mais R\$10,5 bilhões, além dos R\$27 bilhões gastos em 2014 devido ao despacho térmico.

Por fim, após a redução tarifária de 20% com a implantação da MP 579, o setor já experimentou um aumento acumulado médio na ordem de 75%.

2.4 - Nível Crítico dos Reservatórios e GSF

O GSF é definido como a razão entre a energia hidrelétrica produzida e sua “energia firme”. Se o resultado da GSF for inferior a “1”, as usinas hidrelétricas estão gerando abaixo de suas garantias físicas. Com isso, as usinas precisam comprar energia no curto prazo, valorada ao PLD, para honrar seus contratos de fornecimento de energia.

A partir de 2012, o nível dos reservatórios começou a sofrer uma redução considerável, afetando a geração das usinas hidrelétricas. Em janeiro de 2013, o GSF atingiu o menor nível, 0,75. Em 2014 e início de 2015, o problema se manteve com a falta de chuvas sobre os reservatórios. Em períodos de estiagem, o ONS determina que o nível dos reservatórios seja preservado, elevando a produção de energia por meio das termelétricas.

Desde janeiro de 2014, a produção termelétrica se manteve no patamar de 14.000 MW médios, enquanto a média do GSF ficou em 0,91.

Com as usinas hidrelétricas gerando abaixo de suas garantias físicas desde janeiro de 2014, o montante financeiro a ser pago por empresas atingiu cerca de 27 bilhões de reais em 2014 e 6,5 bilhões de reais nos dois primeiros meses de 2015. O governo atribui estas elevadas perdas ao “risco de mercado” ou do negócio, mas as empresas argumentam que há despacho fora da ordem de mérito e importação de energia.

Em cenário de estresse hídrico, há preservação dos reservatórios ($GSF < 1$), o que leva as geradoras a liquidar seu déficit de energia a um PLD elevado. Ou seja, dificilmente o lucro em um cenário superavitário de energia ($GSF > 1$) compensa as perdas no cenário de déficit.

2.5 - O Beta e a Percepção de Risco Regulatório

O CAPM parte do pressuposto que nem todo o risco deve ser recompensado, tendo em vista que em uma carteira diversificada o risco específico (diversificável) do ativo é eliminado¹¹. Segundo Damodaram¹², nem sempre a diversificação é possível, o que deixaria o investidor exposto a riscos específicos.

O trabalho de Peltzman (1976) indica que o risco sistemático contém um componente de risco regulatório; assim uma regulação adequada deveria reduzir a variância dos retornos e conseqüentemente reduzir os betas.

O estudo de Barcelos e Bueno (2012), para o mercado brasileiro no período de jan/04 a out/09, testou a hipótese do modelo de Peltzman de que os setores regulados possuem betas menores. Entretanto, o estudo indicou que os Betas dos setores regulados são iguais ou maiores do que nos setores não regulados, indicando a presença de um risco regulatório influenciado por políticas governamentais.

A Aneel, no 3CRTP (2010) retirou o componente de risco regulatório da equação do custo de capital argumentando que o mesmo se encontra inserido no risco sistemático; ao fazer o *bottom-up* a partir dos betas das empresas americanas considerou que tal risco já estaria inserido no cálculo do beta para as empresas brasileiras.

Muitos trabalhos interpretam o risco regulatório como um tipo de risco não diversificável, como resposta do ativo ao risco sistemático e que captura a sensibilidade deste ativo.

Neste sentido, alguns estudos também buscaram encontrar a existência do risco regulatório como um tipo de risco não diversificável. Entretanto, sua mensuração de forma isolada é demasiadamente complexa, de forma que um resultado temporal isolado dificilmente servirá para uma aplicação dinâmica, conforme conclusão de alguns trabalhos na área: Gonçalves e Guimarães (2012), Barcelos (2010 e 2012).

¹¹ Aneel, Nota Técnica no 22/2015, (pag 17 e 18)

¹² Investment Valuation, 3a edição

Adicionalmente, a concentração setorial do índice de mercado (Ibovespa), com mais de 60% em commodities e bancos (versus 7% para o setor de utilidades), pode trazer problemas na estimação do beta quando se utilizam dados nacionais.

3 – METODOLOGIA

Conforme explicitado, este trabalho busca identificar fatores que explicam o risco sistemático nas empresas de energia elétrica no Brasil; desta forma, nesta seção são apresentados o critério de seleção de ativos e o método de análise: (i) construção da série de betas variando no tempo; e (ii) modelo econométrico de regressão múltipla com dados em painel.

3.1 – Construção da Série de Betas e Seleção da Base de Dados

Com o objetivo de identificar o risco sistemático das empresas de energia elétrica no Brasil foi elaborada uma análise da evolução da série dos betas das empresas ao longo do tempo.

Foram observadas as séries dos betas de empresas selecionadas, do Índice Setorial do Setor Elétrico – IEE, elaborado pela BMF&Bovespa, a partir da construção de um agrupamento das empresas selecionadas.

Construídas a partir de base de dados mensais, os Betas foram obtidos através de uma regressão OLS dos retornos das ações (r_i) contra o retorno da carteira de mercado (Ibovespa - r_m).

A equação de regressão em questão é $r_i = \alpha + \beta r_m$ (1) onde α representa o intercepto e $\beta_i = \frac{Cov(r_i, r_m)}{\sigma_m^2}$

(2) a inclinação – coeficiente beta, de risco sistemático.

Foi implementado o procedimento de regressão para uma janela móvel de 60 meses (5anos), 24 meses (2anos) e 12 meses (1ano), para o período de 1996 a 2014. O trade-off na escolha do tamanho da série é simples - uma janela mais longa possui mais dados, mas a firma poderá sofrer mudanças em sua características de risco no período analisado.

A amostra consiste em 49 empresas de energia elétrica de capital aberto listadas na BMF&BOVESPA. Foram excluídos as empresas e veículos de investimentos que não tenha representatividade ou liquidez no mercado de ações. Entende-se por liquidez a possibilidade de negociação de um ativo com velocidade e sem que haja perda significativa de valor (spread de compra e venda). Os dados foram extraídos da Economática, com periodicidade mensal, e cotações de fechamento do mês. O período estudado é de janeiro de 2006 a dezembro de 2014.

Desta lista, foram selecionadas as empresas conforme o seguinte critério:

- 1) Por atividade de negócio: se é geração, distribuição, transmissão, comercialização ou integrada (que possui mais de um segmento de negócio). Foi realizada uma análise do peso de cada negócio no EBTIDA¹³ total da companhia, para estabelecer em qual atividade a empresa se enquadra melhor.
- 2) Por liquidez: O critério de seleção foi baseado no índice de negociabilidade presente no manual de procedimentos dos índices da BMF&BOVESPA.

3.2 - Modelo Econométrico

Os dados em painel referem-se a dados de N Empresas (n = 6) observadas ao longo de T períodos de tempo, com K Variáveis Independentes e especificado na equação 3:

¹³ EBITDA (Earnings Before Interest Taxes and Depreciation), proxy para a geração e caixa operacional.

$$Y_{it} = \alpha_i + \sum_{k=1}^K \beta_k X_{itk} + u_{it} \quad (3)$$

Onde:

- Y_{it} = Variável dependente i no tempo t
- α_i = Intercepto da reta de regressão
- β = Coeficiente de declividade da reta de regressão ou efeito de X sobre β
- X_{it} = vetor de variáveis explicativas
- u_{it} = termo de erro

3.3 – Parâmetros de interesse

Inicialmente, a equação a ser estimada será a seguinte:

$$Y_{it} = \alpha_i + \beta_1 X_{it1} + \beta_2 X_{it2} + \beta_3 X_{it3} + \beta_4 X_{it4} + \beta_5 X_{it5} + \beta_6 X_{it6} + u_{it} \quad (4)$$

Onde a variável dependente Y_{it} representa o Beta de cada ativo i no período t , X_{itk} ($k=1,2,\dots,K$; $i=1,2,\dots,N$; e $t=1,2,\dots,T$) o conjunto de variáveis independentes, e u_{it} o termo de erro idiossincrático. A variável α_i é constante no tempo e é chamada de heterogeneidade não observada.

Variáveis Explicativas:

- X_{it1} = Valor de Mercado para Empresa i (“MktCap_{it}”), em Log;
- X_{it2} = Alavancagem para para Empresa i (“D/EB_{it}”);
- X_{it2} = Estrutura de Capital para Empresa i (“D/E_{it}”);
- X_{it4} = Variação da Taxa de Juros (“Juros_{it}”);
- X_{it5} = Situação dos Reservatórios (“Reserv_{it}”);

A tabela 1 descreve as variáveis utilizadas que influenciam o risco sistemático (beta), os motivos que nos levaram a utilizá-las e os resultados esperados.

Variáveis		Descrição e Efeito Esperado	
b_{it}	Beta (variável dependente)	Obtido com base em regressão linear, sendo a variável dependente o retorno em excesso do ativo em questão ($r_i - r_f$), contra o prêmio de mercado ($r_m - r_f$), sendo r_m =Índice Bovespa.	não se aplica
\log_mc_{it}	Log do Valor de Mercado para Empresa (nº ações x preço)	Quanto maior a empresa, geralmente é mais estável, possui ganhos de escala, maior a possibilidade de acesso ao mercado de capitais e menor o risco de liquidez financeira.o risco	-
D/EB_{it}	Medida de Alavancagem Risco de Crédito ou (Divida Líquida / EBITDA)	Mede quanto tempo a empresa leva para pagar sua dívida com a geração de caixa operacional. Quanto maior a alavancagem, maior é o risco de crédito e sistemático.	+
D/E_{it}	Estrutura de Capital para Empresa (Divida / Equity)	Quanto maior a relação de dívida na estrutura de capital, maior é alavancagem, maior é o risco sistemático. Teoria de β alavancado de Hamada ¹⁴ .	+
gdp	Variação do PIB	Quanto maior a atividade econômica, maior é o consumo de energia elétrica, maior é a geração de caixa.	-
$ipca$	Variação da Taxa de Inflação (IPCA)	Quanto maior a taxa de inflação, maior é a expectativa de subida de juros, maior é o custo de captação de recursos. Por outro lado, as distribuidoras de energia repassam na tarifa as variações de taxa de inflação.	-/+

¹⁴ HAMADA, Robert. The Effect of the Firm’s Capital Structure on the Systematic Risk of Common Stocks. The Journal of Finance, Vol 27, No. 2. 1971.

juros	Variação da Taxa de Juros (Selic)	Quanto maior a expectativa da taxa de juros, maior é o custo de captação de recursos, maior é o retorno requerido para investimentos no setor.	+
d_pld	Variação do PLD	Quanto maior o PLD, maior é a necessidade de capital das distribuidoras em caso de subcontratação das distribuidoras.	+
reserv	Situação dos Reservatórios	Quanto pior a situação hidrológica, maior o risco de racionamento, maior é o PLD e, portanto, maior o risco de liquidez em caso de subcontratação das distribuidoras.	-

TABELA 1 – Variáveis e Resultados Esperados
Fonte: Elaboração Própria

3.4 – Métodos de Estimação

Inicialmente, a equação (4) foi estimada em regressão “pooled” OLS (“Ordinary Least Squares”) para todas as empresas da amostra.

Para contornar problemas de variáveis omitidas, características não observáveis das empresas que podem afetar os valores da variável dependente β_{it} , foram feitas estimativas adicionais através do modelo de efeito fixo, primeira diferença e do modelo por efeitos aleatórios.

4 – RESULTADOS

Nesta seção apresentamos os resultados para: (i) evolução da série de betas; e ii) modelos de regressão múltipla com dados em painel

4.1 – Evolução da série de betas

O estudo observou o comportamento do beta do setor elétrico em três perspectivas, a partir das empresas selecionadas, do Índice Setorial de Energia Elétrica – IEE e a partir do agrupamento de ações de empresas de energia. Foram utilizados os retornos mensais de jan/2000 a dez/2014. Os betas foram calculados para janelas de 5 anos, 2 anos (no anexo deste trabalho) e 1 ano (608 betas médios mais 108 do IEE).

O Ibovespa foi utilizado como índice de referência.

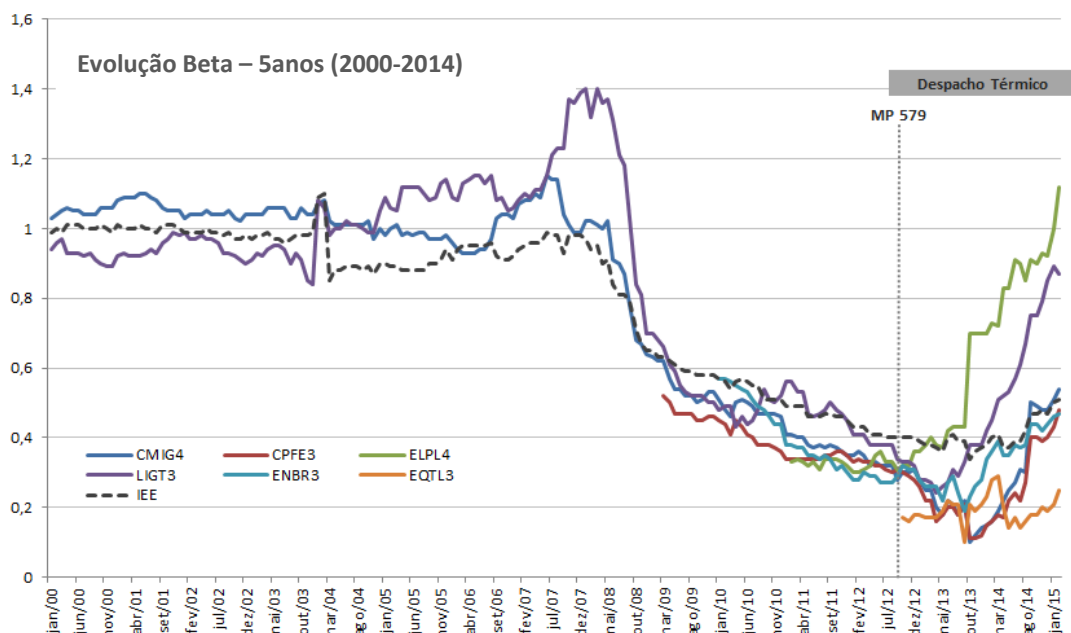


Gráfico 1: Evolução da Série de Betas 5anos (2000-2014)

Fonte: Economática e Elaboração Própria

O gráfico 1 evidencia que os betas das empresas selecionadas se elevaram fortemente no período mais recente, tendo em vista os graves problemas enfrentados pelo setor elétrico desde o anúncio da MP 579, o que implicou no aumento do risco no curto prazo.

Até 2008, observa-se um período de estabilidade dos betas a patamares elevados, em torno de 1, coincidindo com período pós-acionamento e implantação do novo modelo. Em 2008, início da crise financeira mundial, verifica-se uma elevação nos betas e, em 2009, os betas iniciam trajetória descendente, chegando ao valor próximo a 0,4. Essa tendência de queda se manteve até a forte inflexão no período pós-MP579, voltando a patamares acima de 1.

O setor, que até então era considerado pelos investidores como um porto seguro (baixo risco, estável e forte geração de caixa), passou a ser visto como instrumento de ingerência política, o que ocasionou uma forte saída de fluxo de capitais e consequente aumento na volatilidade, como pode ser verificado no período mais recente da série.

Assim, além de instabilidade regulatória e insegurança institucional o cenário foi agravado pela hidrologia desfavorável, alto despacho térmico, subcontratação das distribuidoras e exposição aos elevados preços do PLD.

Esse comportamento de aumento do risco e flutuações podem ser melhor visualizado no período mais curto, de jan/09 a dez/14, conforme o gráfico 2.

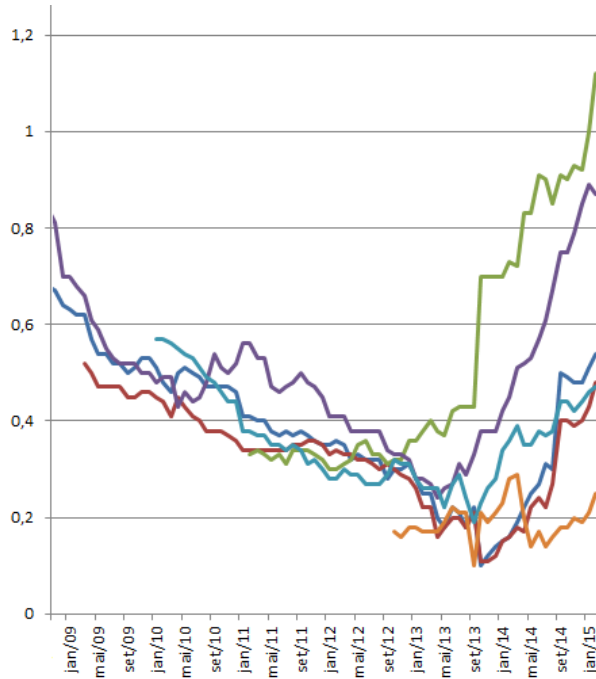


Gráfico 2: Evolução da Série de Betas 5anos (2009-2014)
Fonte: Economática e Elaboração Própria

Pode-se verificar um maior nível para a série de betas para a Light e Eletropaulo, devido à alta concentração no segmento de distribuição e severa degradação nos indicadores de liquidez financeira (dívida líquida/ebitda). A mesma análise para a Equatorial não é conclusiva, dada a menor liquidez e histórico curto para a sua série de betas.

Ao comparar a evolução do Beta por segmento, gráfico 3, verifica-se um beta maior para o setor de distribuição em relação ao de geração, o que mostra um desbalanceamento de risco intra-setorial. Nos leilões de geração e transmissão, caso o retorno mínimo requerido não seja atingido, conduz a leilões vazios. Entretanto, investidores em distribuição não têm essa possibilidade, pois estão comprometidos com um contrato de concessão de longo prazo, no qual requer investimentos recorrentes, cujas condições de remuneração (base de remuneração e taxa de retorno) são definidas a cada ciclo tarifário.

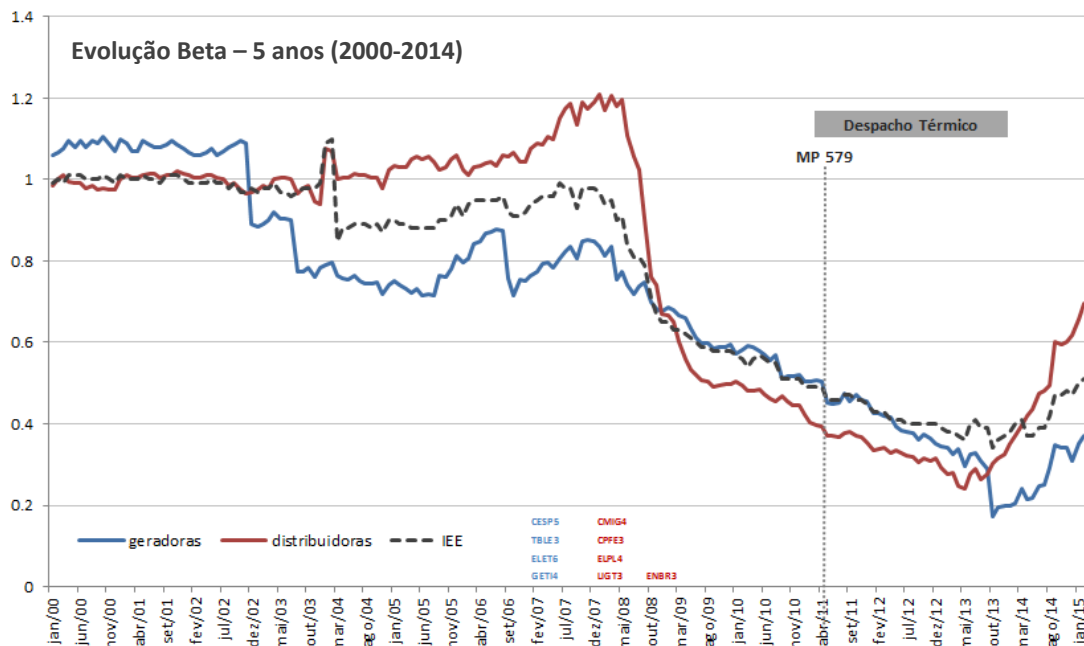


Gráfico 3: Evolução da Série de Betas por segmento 5anos (2000-2014)
Fonte: Economática e Elaboração Própria

Para a série com janela de 1 ano, representado no gráfico 4, verifica-se uma tendência mais volátil do beta, corroborando com o problema de insuficiência de dados (mensais e histórico de 1 ano).

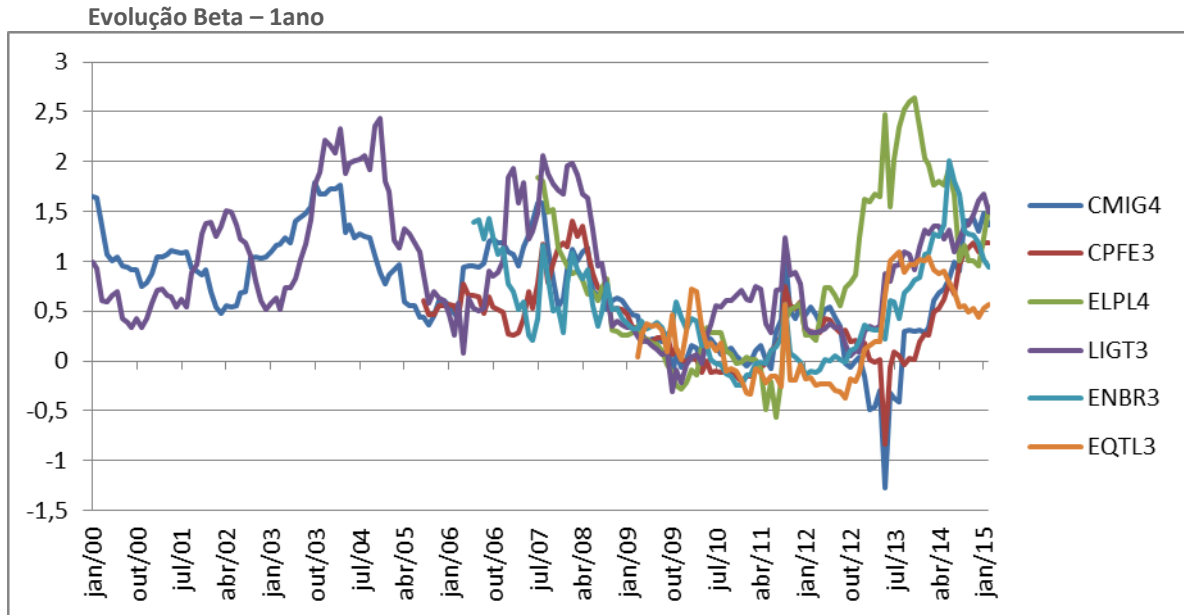


Gráfico 4: Evolução da Série de Betas 1 ano (2000-2014)

Fonte: Econômica e Elaboração Própria

4.2 – Resultados do modelo econométrico

Como explicitado anteriormente, para verificar a presença de fatores que afetam o risco sistemático das empresas de distribuição de energia elétrica foram utilizados dados longitudinais para o período de dezembro de 2005 a dezembro de 2014 e 4 métodos de regressão na forma de dados em painel: i) regressão “Pooled”; ii) regressão com efeitos aleatórios; iii) primeira diferença e iv) regressão com efeitos fixos. Adicionalmente foi efetuada uma regressão OLS para cada empresa, com resultados sumarizados abaixo.

TABELA 2 – Regressões Pooled, EA, PD e EF- Beta 5anos

A tabela apresenta os resultados das regressões para as empresas selecionadas. Os métodos estimados são Pooled, EA, PD e EF, para o período de dez/05 a dez/14. . A janela para a variável dependente Beta é de 60 meses.

VARIÁVEIS	POOLED	EA	PD	EF
log_mcit	-0.07*** (0.01)	-0.07*** (0.01)	-0.01 (0.03)	-0.52*** (0.04)
D/EBit	0.00 (0.02)	0.00 (0.02)	0.01* (0.01)	0.16*** (0.03)
D/Eit	0.34** (0.16)	0.34** (0.16)	0.00 (0.13)	-2.32*** (0.30)
GDP	3.51*** (0.48)	3.51*** (0.48)	-0.09 (0.13)	1.95* (0.79)
IPCA	-6.47 (4.95)	-6.47 (4.95)	1.09 (0.91)	1.89 (3.09)
Juros	7.42*** (0.54)	7.42*** (0.54)	0.04 (0.57)	4.02*** (0.88)
d_pld	-0.00 (0.00)	-0.00 (0.00)	-0.00 (0.00)	-0.00 (0.00)
Reserv	0.13* (0.07)	0.13* (0.07)	-0.03 (0.03)	-0.06 (0.14)
Constant	0.54** (0.26)	0.54** (0.26)	-0.00 (0.00)	8.65*** (0.74)
Observations	420	420	414	420
R-squared	0.48	0.48	0.02	0.61

Standard errors in parentheses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

O coeficiente de efeito fixo para a variável tamanho da empresa (log_mcit) possui uma relação negativa com a variável dependente Beta. Assim, tal efeito parece estar em linha com fato de que, geralmente, empresas com maior valor de mercado são mais estáveis, possuem ganhos de escala e menor alavancagem operacional, maior possibilidade de acesso ao mercado de capitais, menor risco de liquidez financeira e por isso um menor risco sistemático. Este resultado está linha com Damodaran (2012): firmas menores, de alto crescimento, geralmente são tidas como mais arriscadas que as maiores, mais estáveis. Quando se controla pela heterogeneidade não observável (α_i) usando EF, o efeito aumenta para -0,52 unidades, mantendo significância estatística, na comparação com Pooled e EA. Os coeficientes Pooled e EA também apresentaram relação negativa e significância estatística.

Verifica-se que os resultados para a alavancagem (D/EBit) apontaram significância apenas para a estimação EF. A relação positiva do coeficiente com Beta parece estar em linha com o fato de que, geralmente, quanto maior a alavancagem de uma empresa, maior é o risco de crédito e maior é o risco sistemático.

O coeficiente EF para a estrutura de capital (D/Eit) é estatisticamente significativo e possui relação negativa com a variável dependente Beta. Por outro lado, nas estimações Pooled e EA a relação encontrada foi positiva, assim, estas estimações parecem estar mais em linha com a intuição econômica de que quanto maior a relação de dívida na estrutura de capital, maior é alavancagem, maior é o risco sistemático (Teoria de β alavancado de Hamada).

Os coeficientes Pooled, EA e EF para a variação do PIB (GDP_t) são estatisticamente significativos e com relação positiva para com o Beta. Quando se controla pela heterogeneidade não observável (α_i), usando EF, o efeito diminui de 3,51 (Pooled/EA) para 1,95. Entretanto, à primeira vista, quanto maior a atividade econômica, maior é o consumo de energia elétrica, maior é o fluxo de caixa da firma, de modo o risco sistemático deveria cair. Tal resultado não é exaustivo dado que o risco depende do nível dos reservatórios e da contratação de energia por

parte das distribuidoras no atendimento ao mercado, de modo que uma maior atividade econômica aumentaria o risco de desabastecimento nessas condições.

Os coeficientes Pooled, EA e EF para a variação da taxa de juros ($Juros_t$), são estatisticamente significativos, com relação positiva para com o Beta. O efeito da variação da taxa de juros ($Juros_t$), parece estar em linha com a intuição econômica de que uma maior expectativa da taxa de juros, leva a um maior custo de captação de recursos, um maior retorno requerido para investimentos no setor e maior risco sistemático. A magnitude é relevante para os três métodos de estimação.

No caso da situação dos reservatórios (Reserv) não foi identificada relação com o risco sistemático. Conforme explicitado, os reservatório do SIN chegaram a níveis preocupantes, de forma gradual a partir de 2013 e, chegando a níveis críticos no período recente, com o aumento do risco de racionamento.

TABELA 3 – Regressões Pooled, EA, PD e EF para Beta 2anos

A tabela apresenta os resultados das regressões para as empresas selecionadas. O métodos estimados são Pooled, EA, PD e EF, para o período de dez/05 a dez/14. A janela para a variável dependente Beta é de 24 meses (2anos).

VARIÁVEIS	POOLED	EA	PD	EF
log_mcit	-0.07*** (0.02)	-0.07 (0.11)	0.03 (0.06)	-0.53* (0.23)
D/EBit	0.04 (0.02)	0.04 (0.05)	0.01 (0.03)	0.19** (0.07)
D/Eit	0.36 (0.24)	0.36 (0.35)	0.10 (0.26)	-1.80*** (0.32)
GDP	0.32 (0.65)	0.32 (0.42)	-0.57*** (0.21)	0.05 (0.65)
IPCA	-11.74* (7.10)	-11.74** (5.58)	-5.59*** (2.12)	-3.86 (4.93)
Juros	7.19*** (0.77)	7.19*** (1.25)	-0.50 (0.89)	4.41** (1.25)
d_pld	-0.00 (0.00)	-0.00** (0.00)	-0.00** (0.00)	-0.00 (0.00)
Reserv	-0.57*** (0.10)	-0.57*** (0.13)	-0.05 (0.06)	-0.64*** (0.15)
Constant	0.96*** (0.36)	0.96 (1.76)	0.00 (0.00)	8.87* (3.69)
Observations	577	577	571	577
R-squared	0.24	0.24	0.03	0.34

Standard errors in parentheses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Ao alterar o tamanho da janela da série de betas para 2 anos, verifica-se que houve perda de significância estatística para o coeficiente EF nas variáveis tamanho da empresa (log_mcit), alavancagem (D/EBit), variação do PIB (GDP_t), variação da taxa de juros ($Juros_t$).

Por outro lado, para os coeficientes EF, EA e Pooled, verifica-se aumento de significância estatística relevante para a variável reservatórios (Reserv), com relação negativa para com o Beta. Assim o efeito parece estar em linha com o fato de que aumento do nível dos reservatórios diminui o risco sistemático. Percebe-se que a série mais curta capturou melhor os efeitos de mudança das características de percepção de risco, em linha com os fatos descritos neste trabalho.

Para os coeficientes Pooled e EA verificou-se perda de significância estatística para as variáveis D/Eit e GDP_t . No caso da log_mcit houve perda somente para EA;

A interpretação e o sentido econômico dos coeficientes são similares ao comentado para a tabela 2.

6 – CONCLUSÃO

Temas atuais como a qualidade da regulação, segurança institucional e o balanceamento correto de risco-retorno são relevantes no estabelecimento de um ambiente propício para investimentos de longo prazo, com atração investidores de qualidade e queda na taxa de retorno requerida.

O propósito deste estudo é analisar o risco sistemático presente no setor de distribuição de energia elétrica e identificar fatores que evidenciam a presença de um prêmio de risco regulatório, não diversificável. Ao avaliar as constantes mudanças na formação da taxa de retorno regulatória e nas falhas da metodologia empregada, questiona-se o risco incorrido está sendo corretamente remunerado.

Pelo método evolução da série de betas (janelas de 1, 2 e 5 anos), conclui-se que houve uma significativa inflexão para os betas das empresas do setor elétrico nos períodos mais recentes, principalmente após o anúncio da MP579. O setor, que até então era considerado pelos investidores como um porto seguro, ao ser percebido como mais arriscado e passível de ingerência política se mostrou altamente volátil, como demonstrado empiricamente no estudo da evolução dos betas.

Pelo método de regressão múltipla com dados em painel foram evidenciados significância estatística em variáveis que afetam o risco sistemático (Beta) das empresas de distribuição de energia elétrica, corroborando a ideia que existe um risco adicional sensível a tais fatores.

Não foi objetivo deste estudo mensurar isoladamente o risco regulatório, desta forma, futuros trabalhos podem replicar os testes realizados neste trabalho ou estimar modelos que determinem a taxa de risco regulatória.

Como a forma de regular faz diferença e influência diretamente na percepção de risco, é indicado a necessidade de se fazer uma avaliação prévia de impacto regulatório, promovendo amplo debate entre os agentes envolvidos de forma a mitigar riscos e diminuir a taxa de retorno requerida para investimentos.

7 - BIBLIOGRAFIA

ANEEL: “Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica.”, Nota Técnica no **180/2014-SRE/ANEEL** e no **22/2015-SRE/ANEEL**;

BARCELOS, L. C. “Regulatory Risk in the Securities Markets: a CAPM Model Approach to Regulated Sectors in Brazil”, 2010.

BARCELOS, L. C. “What CAPM Alphas Tell us About Regulatory Risks”, 2010.

THE BRATTLE GROUP. *Estimating the Cost of Equity for Regulated Companies*. 2013.

BARCELOS, L. C. e BUENO, R. *LA Multivariate CAPM Approach to Regulatory Risks in Securities Markets*, 2012.

Bolsa de Valores do Estado de São Paulo – BOVESPA: “ÍNDICE BOVESPA IBOVESPA”;

CUNHA, M.F, RECH, I.J., PIMENTA, D.P. & IARA, R.N. *Comparação do Custo de Capital do Setor Elétrico com Base no modelo da ANEEL e do Modelo com dados brasileiros*. XXXVIII Encontro da ANPAD, Rio de Janeiro, 2014.

DAMODARAN, A. *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any asset*. Wiley. 3ª edição, 2012.

GUIMARÃES, C. E. A., & GONÇALVES, E. D. L. Risco regulatório e custo do capital próprio das distribuidoras de energia elétrica no Brasil. CER/FGV Working Papers, 2014.

GONÇALVES, E. D. L. Internal rate of return and cost of capital in Brazilian infrastructure sectors – a comparative study regarding risk factors and the role of guarantees. CER/FGV, 2014.

KELMAN, J. *Desafios do Regulador*. 2009

National Economic Research Associates - NERA (2001): “Recent Evidence on Beta and the Cost of Capital for UK Electricity Companies”;

PELTZMAN, Sam. Toward a More General Theory of Regulation. **Journal of Law and Economics**,

SANVICENTE, A. Z. Problemas de estimação de custo de capital de empresas concessionárias no Brasil: uma aplicação à regulamentação de concessões rodoviárias. *Revista de Administração*. 2012

SANVICENTE, A. Z. Análise retrospectiva e crítica das taxas de retorno calculadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para as concessões no setor. 2013.