

Hálisson Rodrigues Ferreira Costa

**Três Ensaiois sobre os Efeitos do Controle
Societário sobre a Regulação e o
Desempenho das Distribuidoras de Energia
Elétrica Brasileiras**

Brasil

Dezembro/2018

Hálisson Rodrigues Ferreira Costa

**Três Ensaio sobre os Efeitos do Controle Societário
sobre a Regulação e o Desempenho das Distribuidoras
de Energia Elétrica Brasileiras**

Tese apresentada ao Departamento de Economia da Universidade de Brasília como parte dos requisitos para a obtenção do grau de doutor em economia. Área de Concentração: Economia do Setor Público

Universidade de Brasília

Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas Públicas

Departamento de Economia

Orientador: Paulo César Coutinho

Brasil

Dezembro/2018

Hálisson Rodrigues Ferreira Costa

Três Ensaios sobre os Efeitos do Controle Societário sobre a Regulação e o Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica Brasileiras/ Hálisson Rodrigues Ferreira Costa. – Brasil, Dezembro/2018-

170 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Paulo César Coutinho

Tese (Doutorado) – Universidade de Brasília

Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas Públicas
Departamento de Economia, Dezembro/2018.

1. Regulação Econômica 2. Distribuição de Energia Elétrica 2. Privatização I. Orientador: Paulo César Coutinho. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas Públicas, Departamento de Economia. IV. Três Ensaios sobre os Efeitos do Controle Societário sobre a Regulação e Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica Brasileiras

Hálisson Rodrigues Ferreira Costa

Três Ensaio sobre os Efeitos do Controle Societário sobre a Regulação e o Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica Brasileiras

Tese apresentada ao Departamento de Economia da Universidade de Brasília como parte dos requisitos para a obtenção do grau de doutor em economia. Área de Concentração: Economia do Setor Público

Trabalho aprovado. Brasil, 17 de dezembro de 2018:

Paulo César Coutinho
Orientador – FACE/UnB

Vander Mendes Lucas
Membro Interno – FACE/UnB

Cesar Costa Alves de Mattos
Membro externo

Rogério Boueri Miranda
Membro externo – IPEA

Brasil
Dezembro/2018

Á minha família: Júlia, Jamilly, Emílio, Geni e Raimisson

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, à minha esposa Jamilly e minha filha Júlia pelo apoio e pela paciência que dedicaram a mim, com sacrifícios pessoais, ao longo dessa difícil empreitada. Não foi fácil o exercício de três nobres atividades de forma concomitante: pai, trabalho e estudo. Sem o apoio de vocês não seria possível a conclusão dessa longa jornada.

Agradeço também aos meus pais Emílio e Geni pelos valores e princípios que me ensinaram e pela educação formal que me proporcionaram, que exigiu certamente também sacrifícios para ambos.

Agradeço ao meu irmão pelo companheirismo e amizade, além das diversas sugestões apresentados ao longo deste estudo.

Agradeço ao meu orientador, Paulo César Coutinho, por ter me orientado e direcionado as partes importantes deste trabalho. Em particular, quero enfatizar a importância dos questionamentos levantados e críticas no direcionamento deste estudo.

Agradeço à ANEEL pelo incentivo e oportunidade de conciliar meus estudos com o exercício de minhas funções profissionais.

Por fim, agradeço aos colegas da agência pelas dicas, críticas e sugestões. Todos foram fundamentais para a realização deste objetivo.

Resumo

Esta Tese é composta de três ensaios que analisam os efeitos do controle societário para a regulação econômica de monopólios naturais e sobre o desempenho das distribuidoras de Energia Elétrica Brasileiras. Nossa hipótese central é que os controladores possuem diferentes níveis de habilidade empresarial, e essas diferenças afetam a *performance* das empresas. Essa hipótese é testada empiricamente nos dois primeiros ensaios. O primeiro compara o desempenho de distribuidoras controladas por agentes privadas e públicas no período 1998-2016. Os resultados indicam que as primeiras possuem um melhor desempenho em relação aos custos operacionais e um pior em relação ao capital. Mostramos que essa diferença se deve ao modelo de regulação adotado nesse setor. O segundo ensaio analisa os efeitos das trocas de controle societário sobre os custos operacionais e o nível de capital. De novo, demonstramos a estreita relação entre regime de regulação e desempenho. Os resultados sugerem que as trocas de controle provocam queda dos custos operacionais e aumento do nível de capital. Por fim, o terceiro ensaio analisa as consequências para a regulação da existência de controladores com diferentes níveis de habilidade empresarial. Foi construído um modelo teórico que relaciona a habilidade do controlador ao desempenho da empresa. Para resolver o problema do regulador, calibramos as funções a partir de estudos sobre a função custo e demanda para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, ambos realizados ao longo desta Tese. Os resultados demonstram que em um contexto de baixa incerteza o regime ótimo aumenta o poder de incentivo de acordo com a habilidade esperada, e no caso de elevada incerteza, a relação se inverte. Em seu conjunto, os três trabalhos possuem como principal conclusão as perdas de bem estar social que decorrem de medidas que desincentive ou impeça as trocas de controle societário e as vantagens da combinação de controladores de alta habilidade empresarial e regime de regulação com alto poder de incentivo.

Palavras-chave: Regulação Econômica. Fusões e Aquisições. Energia Elétrica. Controle Corporativo.

Abstract

This thesis is composed of three essays that analyze the effects of corporate control for the economic regulation of natural monopolies and on the performance of the Brazilian Electric Power distributors. Our central hypothesis is that parent companies have different levels of business ability, and these differences affect firms' performance. This hypothesis is tested empirically in the first two essays. The first compares the performance of distributors controlled by private and public agents in the period 1998-2016. The results indicate that the former perform better in relation to operating costs and worse in relation to capital. We show that this difference is due to the regulation model adopted in this sector. The second essay analyzes the effects of changes in corporate control over operating costs and capital. Again, we demonstrate the close relationship between regulatory regime and performance. The results suggest that changes in control causes lower operating costs and higher capital levels. Finally, the third essay analyzes the consequences for the regulation due the existence of parent companies with different levels of business ability. A theoretical model was constructed that relates the parent company's ability to the company's performance. In order to solve this problem, we calibrated the functions from studies on the cost and demand function for the Brazilian electricity distribution sector, both carried out throughout this thesis. The results show that in a context of low uncertainty the optimum regime increases the incentive power according to the expected skill, and in the case of high uncertainty, the relation is the contrary. Taken together, the main conclusion of the essays is the losses of social welfare that result from measures that discourage or impede the exchange of corporate control and the advantages of a combination of highly skilled companies with a high power regulatory regime. .

Keywords: Economic Regulation. Merge and Acquisition. Electricity. Corporate Control.

Lista de ilustrações

Figura I.1 – Áreas de Concessão por Tipo de Controle Societário	37
Figura I.2 – Situação Fiscal, Ideologia e Privatizações no SDEB	40
Figura I.3 – Evolução da Receita de um Investimento no Ano j no SDEB	43
Figura I.4 – Evolução dos Custos Operacionais (Preços de Dez/2017)	53
Figura I.5 – Evolução do Capital (Preços de Dez/2017)	54
Figura II.1 – Relação entre h e o Equilíbrio de investimentos	78
Figura II.2 – Participação de Acionistas por Tipo no SDEB	80
Figura II.3 – Trocas de Controle Societário por Ano	80
Figura II.4 – Ganhos de Produtividade com e sem Troca de Controle	87
Figura III.1 – Distribuição de Probabilidade Empírica de φ	115
Figura III.2 – Relação entre γ Ótimo e Habilidade Empresarial (R\$ mil)	117
Figura III.3 – Esforço, Custos e Habilidade Empresarial	118
Figura III.4 – Demanda, Bem Estar e Habilidade Empresarial	118
Figura III.5 – Valores de γ estimados no Caso II	119
Figura III.6 – Relação entre γ , h_m e \bar{h} - Caso II	119
Figura III.7 – Entendendo a Relação Negativa entre γ e \bar{h} no Caso II	120
Figura III.8 – Relação entre Bem Estar Social Esperado (WB), h_m e \bar{h}	121
Figura III.9 – Preço, Margem de Lucro e \bar{h}	122
Figura III.10 – Valores Ótimos de γ para Diversos Níveis de λ	122
Figura III.11 – Relação entre γ , h_m e \bar{h} para Diversos Níveis de λ	123
Figura III.12 – Bem Estar Social, h_m e \bar{h} para Diversos níveis de λ	123
Figura III.13 – Razão entre Preço Médio e <i>Price Cap</i> para diversos níveis de h_m , \bar{h} e λ	124
Figura III.14 – Margem de Lucro para diversos níveis de h_m , \bar{h} e λ	125
Figura III.15 – Distorção Causada pela Incerteza e Habilidade Média	128
Figura III.16 – Evolução da Tarifa Média Distribuição, IGPM e IPCA	165
Figura III.17 – Evolução da Tarifa, Custos Operacionais e de Capital	166
Figura III.18 – Relação entre Consumo, Tarifa (R\$/MWh) e PIB <i>Per Capita</i> (R\$ mil)	168
Figura III.19 – Relação entre Variações de Consumo, Tarifa e PIB Per Capita	168

Lista de tabelas

Tabela I.1 – Receita de Venda e Dívida Transferida da Privatização no SDEB e no Brasil	36
Tabela I.2 – Déficit Orçamentário, Ideologia e Privatizações no SDEB	40
Tabela I.3 – Estatísticas descritivas da Base de Dados	49
Tabela I.4 – Regressões por <i>Ordinary Least Squares (OLS)</i> - Custos Operacionais	55
Tabela I.5 – Regressões por <i>Ordinary Least Squares (OLS)</i> - Capital	56
Tabela I.6 – Regressões por <i>Random Effects</i> - Custos Operacionais	58
Tabela I.7 – Regressões por <i>Random Effects</i> - Capital	59
Tabela I.8 – Regressões por <i>Fixed Effects</i> - Custos Operacionais e Capital	60
Tabela I.9 – Regressões por <i>Two Stage Least Squares</i> - 2SLS	62
Tabela II.1 – Efeito das Trocas de Controle sobre os Custos Operacionais	84
Tabela II.2 – Efeito das Trocas de Controle sobre o Capital	85
Tabela II.3 – Teste de Robustez - Regressão de Custos Operacionais	87
Tabela II.4 – Teste de Robustez - Regressão de Capital	88
Tabela II.5 – Estimativa do Efeito do Controlador sobre Custos Operacionais e Capital	90
Tabela II.6 – Efeitos Fixos Estimados por Controlador	91
Tabela III.1 – Intervalo de Parâmetros Considerados	114
Tabela III.2 – Valores de h_{max} e h_{min} Considerados	116
Tabela III.3 – Estudos Empíricos sobre Reforma e Privatizações	151
Tabela III.4 – Estimativa da Função Demanda	169

Sumário

Introdução	19	
I	UMA COMPARAÇÃO ENTRE O DESEMPENHO DE EMPRESAS PÚBLICAS E PRIVADAS NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	27
I.1	INTRODUÇÃO	29
I.2	O PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO E O REGIME DE REGULAÇÃO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL	35
I.2.1	Breve Descrição do Processo de Privatização Brasileiro e no Setor Elétrico	35
I.2.2	Versão Estilizada do Modelo de Regulação Econômica Adotado no SEDB	41
I.2.3	Efeitos Esperados do Processo de Privatização	44
I.3	ESTRATÉGICA EMPÍRICA E BASE DE DADOS	47
I.3.1	Base de Dados e Metodologia de Construção das Variáveis	47
I.3.2	Estratégia Empírica	49
I.4	RESULTADOS	53
I.5	RESUMO DOS RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS	63
II	COMO AS TROCAS DE CONTROLE SOCIETÁRIO AFETAM O DESEMPENHO DAS EMPRESAS EM UM REGIME DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS?	67
II.1	INTRODUÇÃO	69
II.2	EFEITOS DA TROCA DE CONTROLE SOCIETÁRIO NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	73
II.2.1	Efeitos sobre os Custos Operacionais	74
II.2.2	Efeitos sobre o Capital	76
II.3	ESTRATÉGIA EMPÍRICA	79
II.3.1	Base de Dados	79

II.3.2	Estratégica Empírica	81
II.4	RESULTADOS E ANÁLISE DE ROBUSTEZ	83
II.4.1	Resultados	83
II.4.2	Análise de Robustez	86
II.4.3	Efeitos Fixos por Controlador	88
II.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	93
III	REGULAÇÃO LINEAR E HABILIDADE EMPRESARIAL	97
III.1	INTRODUÇÃO	99
III.2	MODELO TEÓRICO PROPOSTO	105
III.3	CALIBRAÇÃO DO MODELO	113
III.3.1	Calibração da Função Demanda	113
III.3.2	Calibração da Função Custo	114
III.4	RESULTADOS	117
III.5	AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS	127
	REFERÊNCIAS	131
	APÊNDICE A – REVISÃO DA LITERATURA EMPÍRICA	143
	APÊNDICE B – O MODELO DE REGULAÇÃO ECONÔMICA ADO- TADO NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENER- GIA ELÉTRICA BRASILEIRO	155
	APÊNDICE C – ESTUDO ECONOMÉTRICO PARA CALIBRAÇÃO DA FUNÇÃO DEMANDA	167

Introdução

Desde o trabalho seminal de [Berle e Means \(1932\)](#), vários autores analisaram as consequências da separação entre propriedade, exercida pelos acionistas da empresa, e controle, exercidas pelos seus “administradores”¹. Simplificadamente, quando usamos o termo “empresa” estamos nos referindo a uma pessoa jurídica que, normalmente, possui (1) um capital “físico” (instalações, equipamentos, recursos financeiros, etc.), (2) contratos com funcionários e (3) contratos com terceiros (prestadores de serviço, fornecedores de matéria prima, etc.). Essa empresa possui um ou mais acionistas, que podem ser pessoa física e/ou jurídica, que, observando o Estatuto Social e o Acordo de Acionistas, exercem o controle sobre ela. Grandes empresas no Brasil são controlados, normalmente, por apenas uma pessoa jurídica, particularmente em setores de infraestrutura², então iremos supor de agora em diante, por simplificação, que existe apenas uma empresa controladora. Existe portanto a empresa “de fato” e a aquela que a controla. Para diferenciar as duas figuras, iremos denominar esta última de “controlador”³, e a primeira simplesmente de empresa.

Existe uma série de trabalhos que relaciona o desempenho da empresa ao seu controlador. Há, por exemplo, diversos estudos que analisam os efeitos de trocas de controle societário nos Estados Unidos sobre a produtividade de empresas ou unidades produtivas. [McGuckin e Nguyen \(1995\)](#) apresentam evidências de que trocas de controle fazem aumentar a produtividade em unidades de produção maiores (acima de 250 funcionários). [Maksimovic e Phillips \(2001\)](#), em estudo empírico que utiliza uma grande base de dados de empresas no período 1974-1992, estima que unidades de produção (*plants*) que são adquiridas por outras tendem a experimentar aumento de produtividade. Na visão deles, isso ocorre em função da maior “habilidade” das empresas que adquirem essas unidades. [Davis et al. \(2014\)](#), analisando uma amostra de 3.200 firmas americanas e 150 mil estabelecimentos no período 1980-2005, concluem que os estabelecimentos adquiridos aumentam sua produtividade total dos fatores. Nos dois anos imediatamente após a aquisição há um ganho médio de produtividade de aproximadamente 2 pontos percentuais. [Braguinsky et al. \(2015\)](#) analisa o efeito de trocas de controle na indústria japonesa de fiação de algodão no início de século XX. O trabalho demonstrou que as unidades de produção adquiridos aumentavam sua produtividade via melhor utilização da capacidade. Segundos os autores, isso ocorria em função da maior habilidade dos firmas adquirentes na gestão da demanda por seus produtos.

¹ Ver, por exemplo, [Manne \(1965\)](#), [Jensen e Meckling \(1976\)](#), [Fama \(1980\)](#), [Fama e Jensen \(1983\)](#), [Demsetz e Lehn \(1985\)](#), [Porta, Silanes e Shleifer \(1999\)](#)

² Alguma evidência nesse sentido pode ser encontrada em [Lazzarini \(2010\)](#)

³ Sem perda de generalidade o controlador aqui pode ser formado por um conjunto de acionistas que, em comum acordo, escolhem os administradores das empresas

Outros estudos, além de estimarem os efeitos positivos da troca de controle sobre a produtividade, procuram identificar a origem dessa maior habilidade. Bloom e Reenen (2007) associa uma série de indicadores, entre os quais a produtividade, ao domínio por parte da empresa de boas “práticas administrativas” (*management practice*). Eles constroem um índice de boas práticas a partir de questionário respondido por 732 firmas em 4 países, e correlacionam esse índice a lucratividade, Q de Tobin, crescimento das vendas, taxa de sobrevivência e produtividade. O índice construído ajuda a explicar as diferenças de produtividade dentro da mesma indústria. Uma série de trabalhos posteriores reforçaram o achado. Bloom, Sadun e Reenen (2012a) compara o desempenho de empresas europeias e americanas de Tecnologia da Informação, ambas atuando em solo europeu. O trabalho identificou que as americanas são mais produtivas, e essa maior produtividade está relacionada a melhores práticas administrativas. Bloom et al. (2013) fazem um experimento com empresas do setor têxtil indiano no período 2008-2010, em que um conjunto aleatório de firmas são selecionadas para receber consultoria para conhecer boas práticas de gestão. Os resultados revelam que as empresas que passaram a deter o conhecimento dessas práticas aumentaram sua produtividade em 11%.

Há também uma enorme literatura discutindo os efeitos do controle público ou privado sobre as firmas. Megginson e Netter (2001) faz um abrangente *survey* desses trabalhos. Nele são listados dezenas de estudo que demonstram que empresas sob controle privado são mais eficientes que sob controle público, apesar de haver também casos em que não é possível identificar essa maior eficiência. No apêndice A deste trabalho fazemos uma revisão da literatura sobre os efeitos de reformas e privatizações sobre empresas do setor elétrico. Dos 39 estudos levantados que comparam o desempenho de empresas públicas e privadas, 29 (75%) encontram evidências de que empresas privadas são mais eficientes. Outros 7 encontram um maior nível de qualidade do serviço decorrente do controle privado. Há, portanto, evidências de que o tipo de controle, se público ou privado, impacta o desempenho da empresa/unidade de produção.

Apesar do grande volume de evidências da importância do controlador para o desempenho da firma, são raros os trabalhos que exploram, seja empírica ou teoricamente, as consequências desse fenômeno para a regulação econômica de monopólios naturais. As exceções são os poucos trabalhos empíricos que analisam a relação entre o desempenho de empresas controladas pelo governo (ou por empresas controladas pelo governo) ou agentes privados e regime de regulação. Estache e Rossi (2005) por exemplo encontram um maior desempenho entre empresas privadas, mas isso ocorre apenas em regimes de adotam regulação por incentivos, como regulação por *Price Cap*. No entanto, quando o regulador adota um regime do tipo *Cost Plus*, com baixo poder de incentivo, não são verificadas diferenças significativas de desempenho entre empresas públicas e privadas. Resultado similar foi verificado em Andres, Guasch e Azumendi (2009) e Fischer, Gutierrez e Serra (2003). A escassez de trabalho sobre o tema está talvez ligado à dificuldade de segregar

os efeitos da troca do controle público para privado da mudança de regime regulatório (JAMASB et al., 2005; JAMASB; NEPAL; TIMILSINA, 2017).

Para os inúmeros trabalhos no campo da regulação econômica o controlador, quando afeta o desempenho da empresa, é considerado de forma implícita mais uma característica desta, faz parte do seu “ β ”. Em função dessa característica implicitamente assumida, seus efeitos devem ser integralmente repassados ao consumidor. Por exemplo, nos trabalhos clássicos de Baron e Myerson (1982) e Laffont e Tirole (1986) as restrições de participação do problema implicam que o lucro econômico deve ser maior ou igual a zero em qualquer nível de β . Além disso, é interessante a constatação de que vários países europeus adotaram regimes de regulação similares (de alto poder de incentivo) mas implementaram processos de privatização distintos. Por exemplo, apesar de adotarem regimes regulatórios de alto poder de incentivo, a Inglaterra privatizou integralmente suas distribuidoras de energia elétrica, enquanto Noruega e Holanda optaram por permanecer com a maior parte de suas empresas públicas. O mesmo fenômeno ocorreu na América Latina, em que Chile promoveu uma privatização integral das empresas de energia, e Brasil e Argentina não, apesar de ambos terem implementados regimes de alto poder de incentivo. De fato, há fortes evidências de que boa parte dos trabalhos acadêmicos e ações de reguladores parecem desconsiderar os efeitos do tipo de controlador sobre o regime ótimo de regulação.

Visando preencher esse *gap*, esta Tese realiza três ensaios sobre a relação entre controlador e desempenho de empresas em setores regulados. Os dois primeiros estudos são empíricos e utilizam dados do Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro (SDEB). O terceiro é teórico, mas também utiliza dados do SDEB na calibração dos modelos. Apesar do foco sobre o SDEB, acreditamos que todos os trabalhos fornecem subsídios para outros setores regulados, claro, sem deixar de considerar o contexto de cada um.

O primeiro estudo (Parte I) faz uma análise empírica comparativa do desempenho de empresas controladas por agentes públicos e privados no SEDB, mais especificamente, de seus efeitos sobre os custos operacionais e o nível de capital. Além de contribuir com o interesse mais geral decorrente da retomada desse debate no Brasil, nossa análise alcança também alguns temas mais específicos, relacionados a setores regulados. Alguns autores argumentam que a privatização *per sí* não alcança os objetivos esperados nesses setores, pois o marco regulatório/institucional importa para o resultado final (VICKERS; YARROW, 1991; JAMASB et al., 2005; SPILLER; TOMMASI, 2008). De fato, o intenso e abrangente processo de privatização ocorrido entre meados da década de 1980 e o final da década de 1990 em vários países no mundo veio acompanhado de mudanças profundas nos regimes regulatórios e, em alguns casos, abertura para competição. Isso torna complexa a tarefa de identificar o efeito isolado do processo de privatização, o que gerou ao longo do tempo questionamentos de boa parte dos trabalhos empíricos sobre o tema⁴. Como

⁴ Ver, por exemplo, Galal et al. (1994), Megginson e Netter (2001) e Jamasb et al. (2005)

veremos a seguir, uma vantagem da análise do SDEB é que o mesmo permite comparar o comportamento das empresas públicas e privadas em dois modelos de regulação distintos.

Nosso estudo possui três grandes vantagens em relação a boa parte dos trabalhos similares, principalmente aqueles focados na realidade brasileira. A primeira é a base de dados disponível, que compreende 57 distribuidoras, que atendem a mais de 99% dos consumidores brasileiros, no período 1998-2016, contendo 19 anos portanto de observação. Ao longo da década de 1990, 20 distribuidoras de energia elétrica foram privatizadas, de um total de 36, que estavam, em sua grande maioria, sob controle dos Estados. A segunda é que, como detalhado na seção I.2.1, o processo de privatização do SDEB foi determinado por fatores exógenos ao desempenho das empresas, em particular, (1) era parte de um programa mais amplo de privatizações, conduzido pelo governo federal, com um declarado viés ideológico e (2) foi profundamente marcado pela política de redução da dívida pública dos Estados. Como esses fatores não estão correlacionados com o desempenho da empresa, argumentamos que o processo de escolha das empresas a serem privatizadas não sofrem de viés de seleção⁵. Por fim, o regulador brasileiro do setor adotou um regime de alto poder de incentivo para os custos operacionais e de baixo poder de incentivo para o capital, o que nos permite comparar o desempenho das empresas nesses dois regimes. Os resultados revelam que as empresas públicas possuem custos operacionais superiores às privadas. A relação custo operacional/produto das empresas públicas é de 24% à 42% superior às privadas. Em relação ao capital, os resultados indicam que a gestão privada no SDEB implica menores níveis de produtividade do capital. A relação capital/produto das empresas públicas é algo entre 16% e 7% menor do que as empresas privadas. Demonstramos que isso não se deve a uma substituição de fatores.

O segundo trabalho (Parte II) analisa os efeitos das trocas de controle societário ocorridas no SDEB sobre os custos operacionais e o capital. Houve no período 1998-2016 37 eventos de trocas de controle, a maioria entre controladores privados. Ao todo, 40% das empresas mudaram de controlador, o que indica a representatividade da amostra. Elaboramos um modelo teórico que relaciona o que denominamos “habilidade empresarial”, característica do controlador, e os custos operacional e capital. O modelo teórico implica que a maior habilidade empresarial possui duas consequências: (1) diminui os custos operacionais e (2) aumenta o nível de capital. Ocorre que, como a habilidade não é observável, as proposições acima não podem ser diretamente testadas empiricamente sem uma boa *proxy* para a habilidade empresarial. No entanto, se assumirmos algumas hipóteses plausíveis no caso do SDEB⁶, a troca de controle implica a substituição de um acionista menos habilidoso por outro mais habilidoso, e a troca de controle terá os mesmos efeitos de um aumento da habilidade empresarial. Com isso, o modelo possui duas proposições empiricamente testáveis: (1) a troca de controle societário provoca uma redução de custos

⁵ Tal afirmação é baseada nos testes de endogeneidade, apresentados na tabela I.9

⁶ Ver seção II.2

operacionais e (2) a troca de controle causa um aumento do nível de investimentos. Não identificamos trabalhos que apresentam e/ou investigam essa segunda hipótese.

Analizamos empiricamente as duas proposições por meio de estudo econométrico, que utiliza base de dados similar a do primeiro ensaio, em que foi adotado o modelo *Diferenças-em-Diferenças*. Para analisar a robustez dos resultados e a relação de causalidade fizemos uma análise informal e realizamos testes estatísticos. Os resultados alcançados confirmam as duas proposições. As trocas de controle societário reduzem, em média, de 10% a 20% os custos operacionais e aumentam de 6% à 10% o nível de capital. Os resultados se mostraram robustos a todas os testes e análises realizadas.

Assim, as duas primeiras partes da Tese demonstram empiricamente que o controlador impacta o resultado da empresa controlada através de sua maior habilidade empresarial. O terceiro e último estudo (Parte III) analisa se a habilidade empresarial é um parâmetro que afeta o regime regulatório ótimo a ser adotado em determinado setor. Para tanto, construímos um modelo agente-principal em que a habilidade do acionista impacta a produtividade da empresa regulada, reduzindo seus custos. Nosso problema possui três atores: o acionista, a empresa (seus empregados) e o regulador. Assumimos que há assimetria de informações nas relações entre todos os atores. No entanto, o custo da empresa é observado por todos, hipótese que nos pareceu mais realista. No entanto, os custos dependem de três variáveis: o “tipo da empresa”, que se caracteriza por ser uma variável aleatória, que não está sob seu controle, o esforço da empresa (dos seus empregados) e a habilidade empresarial do controlador. Todos os atores conhecem todas as funções, porém, apenas a empresa consegue observar as três variáveis. O acionista conhece a sua habilidade, mas não é capaz de observar o esforço e o tipo da empresa e o regulador não observa nenhum dos componentes. Por fim, tanto regulador quanto acionista possuem uma distribuição de probabilidade subjetiva do tipo da empresa.

Nosso ponto de partida foi o modelo desenvolvido em [Schmalensee \(1989\)](#). Fizemos algumas adaptações ao modelo e acrescentamos a variável habilidade empresarial, que em nosso modelo é um parâmetro da função custo. Como o problema não possui solução algébrica, o resolvemos por otimização numérica. Para tanto, calibramos as funções a partir dos resultados do estudo da parte II e de uma estimativa simplificada para a função demanda do SDEB, detalhada no apêndice C. Propomos uma metodologia para o regulador gerar sua própria distribuição de probabilidade subjetiva, permitindo conclusões pelo menos para esse setor, e a aplicabilidade direta dos resultados alcançados.

Há pelo menos quatro resultados do terceiro estudo que gostaríamos de destacar. O primeiro é a relação entre a habilidade do acionista e o regime regulatório ótimo quando o regulador conhece essa habilidade. As simulações realizadas mostram que, nesse contexto, o poder de incentivo do regime é diretamente proporcional à habilidade do acionista. O segundo é que, quando assumimos um ambiente de incerteza, o resultado se inverte: o

poder de incentivo é tanto menor quanto maior a habilidade esperada. O terceiro resultado é a mensuração do impacto do peso dado ao acionista na função bem estar social no poder de incentivo do regime. Os resultados indicam que quanto maior o peso do acionista maior o poder de incentivo do regime ótimo. Um quarto e talvez mais relevante resultado é a importância da habilidade empresarial para o bem estar social. Em todos os cenários o aumento da habilidade (mínima e/ou média) sempre aumenta o bem estar social. Mesmo no modelo com elevada incerteza e um regulador mais preocupado com o excedente do consumidor, em que o aumento da habilidade esperada faz o regulador optar por diminuir o poder de incentivo do regime, há sempre um aumento de bem estar social quando há um aumento da habilidade. Isso faz surgir considerações quanto ao ambiente de negócios do setor regulado, em particular, quanto à sua capacidade de atrair e manter acionistas de elevada habilidade empresarial.

A literatura relacionada a esta Tese é extensa, uma parte já citada acima, mas a maior delas está detalhada nas seções introdutórias de cada trabalho. Além da contribuição principal relacionada a importância do papel do controlador, os trabalhos possuem outras, todas listadas em cada estudo. Por exemplo, os resultados apresentados nas partes I e II revelam expressivos ganhos de produtividade no SDEB no período, muito superiores à economia brasileira, apesar da redução da produtividade do capital, mesmo controlando para efeitos de ganhos de escala. Esse resultado surpreende em função de se tratar de um setor considerado como naturalmente de baixo ganho de produtividade, que não possuem grandes evoluções tecnológicas redutoras de custo. Outro ponto relevante é o elevado nível de investimentos de forma geral verificado, apesar da forte redução de preços (em termos reais) verificada⁷ no período. Isso demonstra que, apesar do modelo não ter resultado em ganhos de produtividade de capital, proporcionou um ambiente regulatório seguro para realização de investimentos. Por fim, o estudo da parte III sugere o regime ótimo de regulação utilizando funções calibradas com dados reais do SDEB, o que permite a aplicabilidade direta dos resultados⁸ e medir o bem estar social associado a cada cenário de incentivo, incerteza e habilidade empresarial. Se aproxima bastante dos regimes reais de regulação e fornece subsídios para uma análise custo/benefício para a escolha do regime regulatório no mundo real. As funções permitem também calibrar outros tipos regulação, como aqueles apresentados em [Laffont e Tirole \(1993\)](#). Responde, portanto, a uma crítica muito presente à chamada Nova Regulação Econômica ([LAFFONT, 1994](#)), qual seja, a sua incapacidade de fornecer modelos de regulação aplicáveis aos problemas reais enfrentados pelo regulador ([VOGELSANG, 2002](#); [CREW](#); [KLEINDORFER, 2002](#); [ARMSTRONG](#); [SAPPINGTON, 2007](#)).

Para o formulador de políticas públicas e o regulador há algumas lições importantes. A principal é a constatação de que as firmas respondem de forma diferente a incentivos. O

⁷ Ver apêndice B.

⁸ Encontramos apenas um trabalho que realiza algo similar, qual seja, [Hawdon et al. \(2007\)](#)

modelo de regulação que vem sendo adotado em diversos países desde as reformas da década de 1990 consiste simplificadamente em definir prêmios e penalidades associados a entrega de determinados objetivos definidos pelo regulador. Por exemplo, as distribuidoras de energia elétrica brasileiras que superam os limites de DEC⁹ ganham um adicional de receita via aumento tarifário (ANEEL, 2011a; ANEEL, 2015g). Se uma determinada empresa não alcança os objetivos definidos (reduzir o DEC), isso não implica, necessariamente, que o prêmio ou penalidade estão mal calibrados. Isso pode ser derivado da incapacidade da empresa de responder adequadamente a este incentivo, ou seja, o problema pode está no controlador e não no mecanismo. É importante que o regulador avalie se o comportamento não esperado é generalizado ou localizado em apenas um conjunto de empresas e, principalmente, se está relacionado a um controlador específico¹⁰. Se os mecanismos de incentivo não funcionam, o regulador pode adotar outras abordagens complementares, mais ligadas à literatura de *compliance*, como as sugeridas em Ayres e Braithwaite (1995).

Por fim, uma última lição importante a se destacar é o alerta aos possíveis danos ao bem estar social decorrentes de medidas que protegem sobremaneira o controlador incumbente, como regimes com taxas mínimas e máximas de retornos¹¹, regulação pelo custo, subsídios, regras, etc., que desestimulem ou até mesmo impeçam a troca de controle societária¹². Mostramos na Parte II que boa parte dos ganhos de produtividade no SDEB adveio diretamente da troca de controle de societário. Literatura recente têm encontrado evidências de que parte da explicação para os baixos níveis de produtividade verificados em países em desenvolvimento está na permanência no mercado de um conjunto de empresas com baixos níveis de produtividade, o que gera distribuições de produtividade dentro de uma mesma indústria com caldas mais longas do que as encontradas em países desenvolvidos (HSIEH; KLENOW, 2009; RESTUCCIA; ROGERSON, 2008; SYVERSON, 2011). Por alguma razão, algumas empresas com níveis muito baixos de produtividade não são substituídas por outras mais eficientes. Algum tipo de proteção a essas empresas deve existir, caso contrário, esse fenômeno não teria ocorrido. Esse problema é mais sensível em setores regulados, que, em função das externalidades do serviço que prestam ou produto que entregam, tendem a ser mais protegidos, como reequilíbrios tarifários, barreiras à entrada e subsídios em financiamentos.

⁹ Tempo médio que os consumidores da empresa ficam sem o fornecimento de energia elétrica.

¹⁰ É possível também que um controlador não tenha o mesmo desempenho em qualquer tipo de empresa/área de concessão. Pode ocorrer de um determinado controlador ter mais *expertise* em determinados tipos de concessão, o que significa diferentes habilidades para cada tipo.

¹¹ Um exemplo recente é o novo regime regulatório proposto pelo regulador inglês. Ver, por exemplo, Ofgem (2010) e Ofgem (2010).

¹² Alguns editais de leilão de concessão de aeroportos no Brasil traziam limitações à troca de controle societário para empresas que já operavam alguns aeroportos no setor.

Parte I

Uma Comparação entre o Desempenho de Empresas Públicas e Privadas no Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro

I.1 Introdução

Ao longo da década de 1990 o Brasil experimentou um intenso programa de privatizações. O chamado Programa Nacional de Desestatização (PND), implementado a partir de legislação específica criada em 1990, gerou uma arrecadação de aproximadamente U\$ 100 bilhões, somando-se receitas e transferência de dívidas¹. Esse processo foi interrompido, não coincidentemente, durante os quase 12 anos em que o país foi governado por partidos de esquerda. O interesse pelo tema, no entanto, voltou a ganhar destaque recentemente no Brasil, entre outras razões, devido aos enormes desafios fiscais que o país precisa enfrentar nos próximos anos e a proposta de execução de um amplo programa de privatizações por parte de um dos candidatos na campanha eleitoral para presidente da república em 2018². Antes mesmo da campanha, algumas iniciativas isoladas de privatizações foram recentemente tomadas pelo governo federal e pelo Estado de São Paulo, como a concessão de aeroportos e a venda do controle de estatais do setor elétrico. A retomada desse debate no âmbito acadêmico é portanto de elevada importância no contexto brasileiro atual.

Neste trabalho, faremos uma análise empírica comparativa do desempenho de empresas controladas por agentes públicos e privados no Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro (SEDB), mais especificamente, de seus efeitos sobre o custos operacionais e o nível de capital. Usamos o termo “controle societário” porque a maior parte das empresas são do tipo “economia mista”, ou seja, possui acionistas públicos e privados, apesar de serem controladas por órgãos governamentais, muitas delas com ações negociadas em bolsa de valores. Iremos analisar se, por serem controladas pelo governo, essas empresas possuem desempenho diferente daquelas controladas por agentes privados. Para simplificar os termos, quando nos referimos a empresa pública e privada estamos nos referindo ao tipo de agente que exerce o controle sobre ela.

Além do interesse mais geral decorrente da retomada desse debate no Brasil, nossa análise alcança também alguns temas mais específicos, relacionados a setores regulados. Alguns autores argumentam que a privatização *per sí* não alcança os objetivos esperados nesses setores, pois o marco regulatório/institucional importa para o resultado final (VICKERS; YARROW, 1991; SHLEIFER, 1998; SPILLER; TOMMASI, 2008). De fato, o intenso e abrangente processo de privatização ocorrido entre meados da década de 1980 e o final da década de 1990 em vários países no mundo veio acompanhado de mudanças profundas nos regimes regulatórios e, em alguns casos, abertura para competição. Isso torna complexa a tarefa de identificar o efeito isolado do processo de privatização em si, o que gerou ao longo do tempo questionamentos de boa parte dos trabalhos empíricos

¹ Vide seção I.2.1

² O programa de governo do candidato pode ser visto no [site](#) do Tribunal Superior Eleitoral

sobre o tema³. Como veremos a seguir, uma vantagem da análise do SDEB é que o mesmo permite comparar o comportamento das empresas públicas e privadas em dois modelos de regulação distintos.

Nossa análise possui três grandes vantagens em relação a boa parte dos trabalhos similares, principalmente aqueles focados na realidade brasileira. A primeira é a base de dados utilizada. Ao longo da década de 1990, principalmente no período 1997-1998, 20 distribuidoras de energia elétrica foram privatizadas, de um total de 36, que estavam, em sua grande maioria, sob controle dos Estados. Além dessas empresas, haviam ainda mais 21 pequenas distribuidoras privadas no período (com dados disponíveis) que nunca estiverem sob gestão de órgãos públicos. Isso nos permite comparar o desempenho desses dois tipos de empresas em um período relativamente longo posterior à privatização. Nossa base de dados compreende 57 distribuidoras, que atendem a mais de 99% dos consumidores brasileiros, no período 1998-2016, 19 anos portanto de observação. Além do volume de informações, é importante destacar a qualidade dos dados, relativamente aos normalmente utilizados nesse tipo de estudo. As informações foram extraídas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão regulador do setor elétrico brasileiro, e a maior parte delas foram utilizadas pelo próprio regulador em estudos que subsidiaram os cálculos de tarifas. São dados portanto com satisfatório grau de padronização e análise de consistência, e alguns inclusive passaram por auditoria específica.

A segunda é que, como detalhado na seção I.2.1, o processo de privatização do SDEB foi determinado por fatores exógenos ao desempenho das empresas, em particular, por quatro aspectos fundamentais: (1) era parte de um programa mais amplo de privatizações, conduzido pelo governo federal, com um declarado viés ideológico; (2) foi profundamente marcado pela política de redução das dívidas públicas dos Estados, que vinha crescendo de forma preocupante desde a estabilização monetária em 1994; (3) tinha como um dos objetivos principais reduzir os riscos de inadimplência futura no setor elétrico, permitindo assim a venda das empresas federais de energia elétrica; e (4) a influencia do novo modelo para o setor elétrico que vinha sendo elaborado á época. As evidências coletadas e produzidas neste trabalho apontam que o desempenho de cada distribuidora não foi decisivo para a decisão de privatizar ou não sua distribuidora tomada pelos Estados, o que evita eventuais problemas de endogeneidade e causalidade reversa. Como detalhado ao longo deste trabalho, nossos resultados empíricos reforçam essa hipótese, na medida em que havia pouca diferença de custos operacionais e estoque de capital entre os dois grupos de empresas nos primeiros anos da série (1998-1999).

A terceira foi a adoção, por parte do regulador, de dois regimes de regulação distintos na definição dos custos operacionais e do capital a ser remunerado no cálculo tarifário. No caso dos custos operacionais, foi adotado um regime de elevado poder de

³ Ver, por exemplo, Galal et al. (1994), Megginson e Netter (2001) e Jamasb et al. (2005)

incentivo, com a aplicação de um *lag regulatório* seguido de um modelo de *Yardstick Competition*. Para a definição do capital a ser remunerado nas revisões tarifárias, o regulador definiu um modelo de baixo poder de incentivo, que relaciona de forma muito próxima os investimentos realizados com aqueles considerados no cálculo⁴. Vale ressaltar que o regime não se modifica de acordo com o controle societário, ou seja, empresas públicas e privadas possuem exatamente o mesmo tratamento por parte do regulador e esse modelo permaneceu idêntico em praticamente todo o período.

Assim, temos evidências de que em nosso período de análise havia dois grupos de empresa no SDEB, um controlado por agentes privados e outro por agentes públicos, selecionados inicialmente por fatores exógenos ao desempenho de cada empresa, e todos submetidos a dois regimes de regulação distintos, um de baixo poder de incentivo e outro de alto poder de incentivo. Construímos um modelo formal simplificado e “estilizado” dos regimes e, a partir desse modelo e da literatura teórica e empírica⁵, realizamos três proposições: (1) as empresas privadas possuem custos operacionais menores que as empresas públicas; (2) se o regulador definir taxas de retornos próximas ao custo de capital, as empresas públicas e privadas terão produtividade do capital similar; (3) se o regulador definir taxas de retornos superiores ao custo de capital, as empresas privadas terão produtividade do capital inferior a das empresas públicas.

Na medida em que o cenário que estamos analisando, pelas razões expostas, é menos sujeito a problemas de endogeneidade, nossa estratégia empírica adotou como modelo-base a estimativa por *Ordinary Least Squares* (OLS) de uma regressão que relaciona nossas duas variáveis dependentes (custo operacional e capital) ao tipo de empresa (público ou privado). Como estamos interessado na produtividade e não no nível absoluto dessas variáveis, introduzimos em todas as regressões uma variável explicativa que visa capturar o nível de serviço prestado por cada empresa. Para verificar a robustez das estimativas, diversas medidas foram implementadas, como: (1) introdução de variáveis de controle; (2) separação dos efeitos iniciais daqueles ocorridos em período posterior, com o objetivo de mitigar eventual viés de seleção; (3) estimativa por *Random Effects* (RE); (4) estimativa por *Fixed Effects* (FE); e (5) estimativa por *Two Stages Least Squares* (2SLS), adotando como instrumentos a ideologia do partido no período de privatização e uma variável que indica a situação fiscal do estado naquele período.

As regressões por OLS apontam que as empresas públicas possuem produtividade operacional, definida como a relação custo operacional/produto, inferior às privadas. As abordagens alternativas confirmam as estimativas por OLS, mas aumentam a amplitude dos valores estimados, a depender da abordagem adotada. Os testes de robustez mostram que quase toda a diferença de produtividade estimada ocorreu após o período de privatizações,

⁴ Na seção I.2.2 e no apêndice B há uma descrição para a razão desse baixo poder de incentivo

⁵ Ver, por exemplo, Porta e Silanes (1999), Newberry (2002), Shleifer (1998), Chong et al. (2004), Villalonga (2000), Megginson e Netter (2001) e Jamasb et al. (2005)

o que reforça a relação de causalidade assumida. De acordo com os resultados, as empresas públicas possuem uma relação custo operacional/produto de 24% à 42% superior às privadas. Em relação ao capital, todas as regressões sinalizam para um efeito negativo da gestão privada sobre a produtividade do capital e apenas um caso a variável que identifica o tipo de controlador não apresentou significância estatística. As estimativas por 2SLS revelam um efeito negativo e significativo da gestão privada. Assim, concluímos que a maior parte dos resultados suportam a hipótese de que a gestão privada no SDEB implica menores níveis de produtividade do capital. A relação capital/produto das empresas públicas é menor em algo entre -16% e -7% do que as empresas privadas.

Não identificamos na literatura um trabalho idêntico a este. Isso talvez se deve às características singulares do processo de privatização do SDEB e o regime (ou melhor, os regimes) regulatório adotado nesse setor. O grande desafio da maior parte dos trabalhos empíricos na área é segregar os efeitos da gestão privada da mudança de regime regulatório, na medida em que privatizações e mudanças no arcabouço regulatório/institucionais normalmente ocorrerem simultaneamente. Os estudos recorrem em geral a dados em painel com diferentes estados ou países, que, via de regra, adotam regimes de regulação bastantes distintos, tornando extramente complexa a tarefa de separar os dois efeitos (KWOKA, 2008; ESTACHE; ROSSI, 2004; FLORIO, 2013; ANDRES; GUASCH; AZUMENDI, 2009). A partir da leitura desses trabalhos, constatamos que são raros aqueles que conseguiram segregar os efeitos da privatização e da mudança do arcabouço regulatório, legal, institucional e/ou macroeconômico. Essa é também a opinião de outros trabalhos que realizaram um *survey* da literatura, como Jamasb et al. (2005) e Jamasb, Nepal e Timilsina (2017). No entanto, tomados os estudos em seu conjunto, constata-se que, via de regra, os efeitos positivos esperados do processo de privatização, conforme previsto em Shleifer (1998) e Boycko, Shleifer e Vishny (1996), só ocorrem quando acompanhados de um bom arcabouço legal/regulatório.

Feitas essas considerações, é possível traçar um paralelo entre nossos resultados e uma enorme literatura empírica sobre efeitos de privatizações e reformas no setor elétrico, brevemente descritos no apêndice A⁶. Dos 46 estudos levantados neste trabalho, 39 comparam o desempenho entre empresas públicas e privadas, dos quais 29 (75%) encontram correlação positiva entre privatização e aumento de produtividade. Em todos os 29 casos o regime regulatório adotado é do tipo *Performance Based Regulation* - PBR (JOSKOW, 2014). Entre os estudos que não identificaram correlação, 5 utilizam dados de empresas norte-americanas anteriores à década de 1990, período marcado pela forte presença de

⁶ Há ótimos *surveys* dessa literatura, como por exemplo em Megginson e Netter (2001) e Galal et al. (1994). Kwoka (1996b) faz um breve resumo dos estudos aplicados a vários setores de infraestrutura e Kwoka (1996a) faz um ótima análise do setor elétrico, mas ambos restritos apenas aos Estados Unidos. Um excelente *survey* sobre o setor de energia elétrica em países em desenvolvimento se encontra em Jamasb et al. (2005), onde são brevemente descritos os resultados de diversos trabalhos sobre o tema. Neste trabalho, iremos citar apenas alguns exemplos

regimes do tipo *Cost of Service* - CS ou *Rate-of-Return* - RR. Sete encontram que o processo de privatização fez aumentar o nível de qualidade do serviço. Nossos resultados estão alinhados àqueles que identificaram que empresas públicas são mais eficientes em regimes de baixo poder de incentivo (CS ou RR), como [Neuberg \(1977\)](#), [Meyer \(1975\)](#), [Pescatrice e Trapani \(1980\)](#) e [Berg, Lin e Tsaplin \(2005\)](#). Se alinha também àqueles que encontraram efeitos positivos do processo de privatização quando o regulador adotado um regime do tipo PBR, como em [Domah e Pollitt \(2001\)](#), [Kumbhakar e Hjalmarsson \(1998\)](#) e [Cullmann e Hirschhausen \(2008\)](#), mas principalmente aqueles focados na América Latina, como [Estache e Rossi \(2004\)](#), [Andres, Guasch e Azumendi \(2009\)](#), [Pérez-Reyes e Tovar \(2009\)](#) e [Galán e Pollitt \(2014\)](#).

Usamos o termo correlação porque a maior parte dos trabalhos não foi capaz, em nossa opinião, de adotar uma estratégia empírica que possibilite argumentar pela causalidade dos efeitos estimados. A principal razão é a simultaneidade dos processos de privatização, mudanças regulatórias, institucionais e econômicas. Poucos discutiram com profundidade a robustez de suas estimativas, em particular, sua capacidade de controlar para problemas de endogeneidade. O aspecto mais preocupante é o viés de seleção. Alguns trabalhos, como [Bagdadioglu, Price e Weyman-Jones \(1996\)](#), assumem a existência de endogeneidade mas não adotam uma estratégia empírica robusta para tratar o problema. A maioria estima os efeitos do controle privado através de uma regressão que considera entre as variáveis explicativas uma *dummy* indicando se a empresa é pública ou privada. Não identificamos um trabalho que tenha, por exemplo, tratado via variáveis instrumentais o problema potencial de endogeneidade que provavelmente existe na estimativa do coeficiente dessa variável. A explicação para isso está, na maior parte dos casos, no pequeno volume de informações disponíveis, nas características do processo de privatização, que impedem de fato a segregação dos efeitos, e na ausência de bons instrumentos.

Por fim, pode-se afirmar que este trabalho chega a uma mesma conclusão antiga da literatura, qual seja, a de que privatizações não necessariamente provocam ganhos de produtividade ou eficiência ([VICKERS; YARROW, 1988](#)). Para tanto, é necessário que as privatizações se façam acompanhar da introdução de um regime regulatório adequado, *leia-se, de um regime de elevado poder de incentivo*. Empresas privadas não se comportam da forma como gostaríamos sem um ambiente institucional adequada, em especial, que incentive as empresas a agirem na direção que a sociedade deseja. Essas conclusões ganham importância em face da retomada recente do debate sobre o tema no cenário político brasileiro, uma vez que a maior parte das estatais a serem privatizadas se concentram em setores regulados.

Este trabalho possui 4 capítulos além desta introdução. No capítulo [I.2](#) iremos descrever sucintamente o processo de privatização e o regime regulatório brasileiro. Na seção [I.2.1](#) apresentamos um relato do processo e evidências das razões que levaram a

parte das empresas não terem sido privatizadas. Na seção [I.2.2](#) apresentamos o regime de regulação adotado, que por sua vez é baseado no resumo da evolução histórico do regime apresentado no apêndice [B](#), e na seção [I.2.3](#) definimos os efeitos esperados sobre custos operacionais e capital, ou seja, as hipóteses a serem testadas. No capítulo [I.3](#) apresentamos a base de dados e a estratégia empírica adotada. No capítulo [I.4](#) apresentamos e descrevemos os resultados. Por fim, no capítulo [I.5](#) tecemos comentários finais sobre os resultados.

I.2 O Processo de Privatização e o Regime de Regulação do Setor de Distribuição no Brasil

O objetivo deste capítulo é realizar as proposições a serem testadas. Para tanto, na seção I.2.1 iremos descrever o processo de privatização brasileiro, em particular, a venda do controle de estatais no Setor de Distribuição de Energia Elétrica (SDEB). Iremos fundamentar nossa hipótese de que o desempenho das estatais à época foi pouco determinante na seleção de quais empresas seriam ou não privatizadas. Na seção I.2.2 apresentamos uma versão “estilizada” do modelo de regulação adotado no SDEB no período posterior à privatização, onde demonstramos a dualidade de modelos adotados pelo regulador brasileiro. Baseado nesses relatos e na literatura teórica e empírica, fazemos na seção I.2.3 nossas proposições a serem testadas e apresentadas nas seções seguintes.

I.2.1 Breve Descrição do Processo de Privatização Brasileiro e no Setor Elétrico

As privatizações da década de 1990 no SDEB começaram em 1995 com a venda da Espírito Santo Centrais Elétricas – Escelsa e se encerraram com a venda então Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba – Saelpa, no final de 2000. Ao todo, 20 empresas foram privatizadas em todas as regiões do país. Apesar do período extenso, a tabela I.1 revela que boa parte das privatizações ocorreram entre outubro de 1997 e setembro de 1998, aproximadamente 70% do total. Ela revela também que os resultados desse processo foram bastantes expressivos do ponto de vista fiscal. Foram arrecadados algo em torno de US\$ 23 bilhões e foram transferidas dívidas que somavam US\$ 4,5 bilhões. Isso representou 80% do volume total arrecadado com privatizações no âmbito estadual e 28% do total arrecadado no Brasil no período¹. Antes de iniciar o processo haviam 36 empresas estatais no SDEB, portanto, 16 não foram privatizadas. Ao final do processo, aproximadamente 65% do consumo de energia do país estava sendo atendido por distribuidoras sob controle privado.

O mapa apresentado na figura I.1 apresenta as áreas de concessão atuais classificadas em três tipos. O primeiro, em vermelho, se refere às empresas pública atuais (até junho de 2018), não privatizadas na década de 1990. Em verde estão as empresas que já eram privadas

¹ Estimativa baseada em dados coletados nos documentos denominados “Relatório de Atividades” do Programa Nacional de Desestatização até o ano 2001, disponível no [site](#) do BNDES.

Tabela I.1 – Receita de Venda e Dívida Transferida da Privatização no SDEB e no Brasil

Distribuidora	Data da Venda	Receita de Venda (US\$)	Dívida Transferida (US\$)	Valor Total (US\$)	Valor Total Acumulado (US\$)	Percentual Acumulado
ESCELSA	jul/1995	385		385	385	2%
LIGHT	abril/1996	2.217		2.217	2.602	11%
COELBA	jul/1996	1.598	213	1.811	4.413	19%
CERJ (AMPLA)	nov/1996	587	364	951	5.364	23%
CEEE-CO (AES SUL)	out/1997	1.372	64	1.436	6.800	29%
CEEE-Norte-NE (RGE)	out/1997	1.486	149	1.635	8.435	36%
CPFL PAULISTA	nov/1997	2.731	102	2.833	11.268	48%
ENERSUL	nov/1997	565	218	783	12.051	51%
CEMAT	nov/1997	353	461	814	12.865	54%
COSERN	dez/1997	606	112	718	13.583	57%
ENERGIPE (ESE)	dez/1997	520	40	560	14.143	60%
COELCE	abril/1998	868	378	1.246	15.389	65%
CELPA	jul/1998	388	116	504	15.893	67%
ELEKTRO	jul/1998	1.273	428	1.701	17.594	74%
BANDEIRANTE	set/1998	860	375	1.235	18.829	80%
ELETROPAULO	set/1998	1.777	1.241	3.018	21.847	92%
CELB (EBO)	nov/1999	45		45	21.892	93%
CELPE	abril/2000	1.004	131	1.135	23.027	97%
CEMAR	jun/2000	289	158	447	23.474	99%
SAELPA (EPB)	nov/2000	185		185	23.659	100%
Venda de Participações		3.728		3.728		
Distribuidoras de Energia Elétrica (DIST)		22.837	4.550	27.387		
Empresas Estaduais (EE)		27.949	6.750	34.699		
DIST/EE		82%	67%	79%		
Empresas Federais (EF)		54.542	9.2014	63.743		
ET = EF+EE		82.491	15.951	98.443		
DIST/ET		28%	29%	28%		

Fonte: Relatório de Atividades do Programa Nacional de Desestatização, disponível no [site](#) do BNDES. Valores sem correção monetária.

na década de 1990. É importante a ressalva de que uma empresa, a CELTINS, representada por uma grande área verde no centro mapa (Estado de Tocantins) foi privatizada em 1989. Por fim, em azul estão as empresas privatizadas. Nota-se dois aspectos importantes. O primeiro é que o grupo das empresas que eram públicas anteriormente ao início do processo de privatização corresponde a quase totalidade do território nacional (se incluirmos a CELTINS). O segundo é que houve privatizações em todas as regiões do país, e estados com renda *per capita* acima da média continuaram sendo atendidos por empresas públicas, tais como Santa Catarina, Minas Gerais, Rio Grande do Sul e Paraná, enquanto alguns estados mais pobres passaram a ser atendidos pela iniciativa privada, tais como Maranhão, Pará, Sergipe e Ceará.

As privatizações ocorridas no SDEB não decorreram de iniciativas isoladas, circunscritas exclusivamente ao setor elétrico. Pelo contrário, elas ocorreram no contexto de um abrangente programa de privatização, que vinha sendo implementado no Brasil desde, pelo menos, o final da década de 1970, mas principalmente desde a promulgação da Lei 8.031 de 1990, marco legal do Programa Nacional de Desestatização - PND ([PINHEIRO](#);

Distribuidoras Públicas e Privadas
Situação em Junho/2018

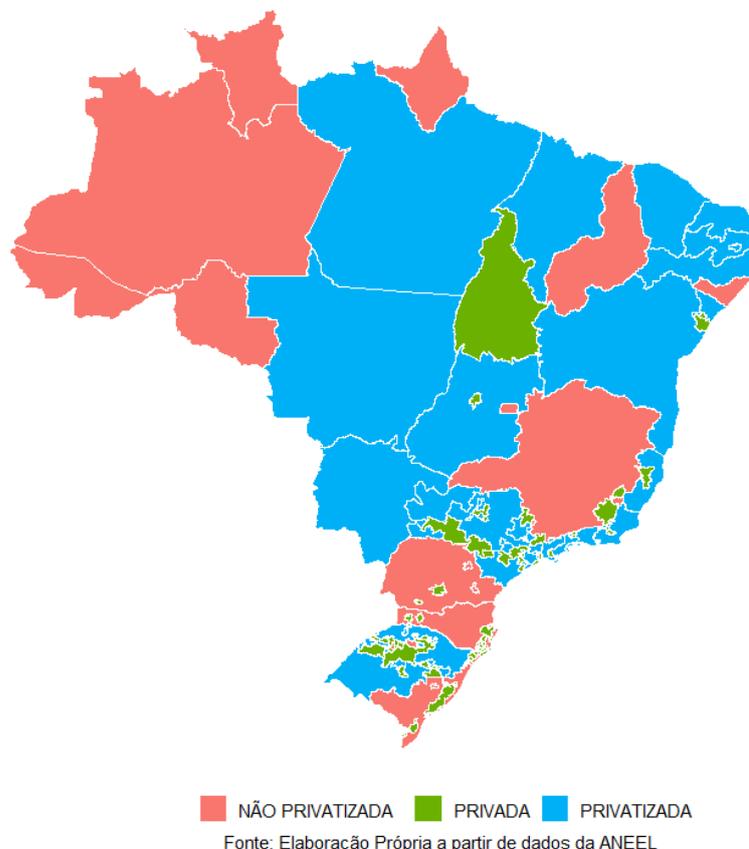


Figura I.1 – Áreas de Concessão por Tipo de Controle Societário

GIAMBIAGI, 2000). Fazem parte também do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciado em 1993, com o fim do chamado Regime de Remuneração Garantida (GOMES et al., 2002; PIRES; GIAMBIAGI; SALES, 2002; FERREIRA, 2002). Esse processo, por sua vez, sofreu bastante influência também das transformações estruturais que vinham ocorrendo no setor elétrico no mundo inteiro, mas principalmente na Europa e América Latina (NEWBERRY, 2002; JAMASB et al., 2005).

O processo de privatização brasileiro é descrito de forma exaustiva em diversos trabalhos e não iremos detalhá-lo aqui². Em suma, ao longo da década de 1980 diversas iniciativas de privatização foram implementadas pelo governo federal, principalmente pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES), e alcançava empresas de pequeno e médio porte. No entanto, ele ganha escala a partir de 1991, com a privatização de quase todas as empresas federais dos setores de siderurgia, petroquímica e fertilizantes, culminando com a privatização da Companhia Vale do Rio Doce (CVRD) em 1997 (PINHEIRO; FUKASAKU, 2000). A última fase, a mais intensa, ocorre a partir de 1996, com a privatização de empresas em setores tidos como “estratégicos”, como infraestrutura

² Uma análise mais detalhada do programa de privatização brasileiro pode ser encontrada em Pinheiro (1996), Giambiagi e Pinheiro (1997) e Pinheiro e Fukasaku (2000).

rodoviária, ferroviária, telecomunicações, energia e bancos.

A maior parte dos autores aponta duas grandes motivações do processo de privatização brasileiro. A primeira iremos denominar **razão fiscal**. A relação entre a privatização e a situação fiscal pode ser encontrada em diversos trabalhos (PINHEIRO; LANDAU, 1996; CARVALHO, 2001; FILHO, 1994). Carvalho (2001) demonstrou que um dos principais objetivos da privatização era a redução da dívida pública, e em grande medida, logrou êxito nesse objetivo. Rigolon e Giambiagi (1999) afirmam que a evolução da dívida pública era um dos principais problemas econômicos do Brasil na década de 1990, principalmente a dívida dos estados, que quase dobrou proporcionalmente em uma década. A segunda, que iremos denominar **razão ideológica**, é uma mudança da visão sobre o papel do estado na economia, menos intervencionista e empresário, e mais regulador e formulador de políticas públicas (PINHEIRO; FUKASAKU, 2000). Isso pode ser visto de forma muito clara na descrição dos principais objetivos da Lei 8.031, que tinha como primeiro objetivo “mudar o enfoque estratégico federal da política econômica mediante a transferência de atividades indevidamente executadas pelo setor público à iniciativa privada”. Essa visão foi bem aceita na sociedade em função da baixa qualidade dos serviços públicos prestados pelas estatais, depois de décadas de baixo investimento em função da crise de dívida externa brasileira ocorrida na década de 1980, que atingiu de forma intensa as empresas estatais (PINHEIRO; FUKASAKU, 2000; PIRES; GIAMBIAGI; SALES, 2002).

Além desse contexto macroeconômico e político, as privatizações no setor elétrico brasileiro se inserem também no debate sobre o novo modelo do setor, que ganha corpo principalmente no primeiro semestre de 1996. Entre as ideias debatidas estavam a desverticalização, com a separação dos segmentos de distribuição, transmissão e geração, abertura para a competição no segmento de geração, que envolvia a criação da figura do Produtor Independentes de Energia (PIE) e dos comercializadores de energia, além da criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), de um Mercado Atacadista de Energia (MAE) e, por fim, de um órgão regulador independente - Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De fato, com exceção da separação completa entre os segmentos de transmissão e geração, todas essas ideias foram implementadas, ainda que parte posteriormente ao período de privatização. No entanto, em meados da década de 1990 duas questões fundamentais precisavam ser resolvidas para implementação do novo modelo, quais sejam, a inadimplência histórica das distribuidoras de energia elétrica, que significava um risco enorme para os agentes privados, e o fato da maior partes dessas empresas serem controladas pelos Estados, que não estavam necessariamente alinhados com os objetivos do governo federal. Logo, tanto o sucesso do programa de privatização das empresas federais na área de energia quanto da reestruturação do setor elétrico nacional dependiam de uma negociação com os governos estaduais (FERREIRA, 2002; PINHEIRO; FUKASAKU, 2000; PIRES; GIAMBIAGI; SALES, 2002).

Nesse ponto, a situação fiscal dos estados teve um papel fundamental, como destacam diversos autores ³. Ferreira (2002) defende que “*o reescalonamento da dívida estadual, embora tenha sido claramente uma política macroeconômica relacionada ao equilíbrio fiscal do setor público, teve um efeito positivo na aceleração da privatização das empresas de distribuição estaduais*” (grifo nosso). Ou seja, para o autor a privatização das distribuidoras teria sido mais um efeito colateral da política macroeconômica do que um fim em si. Sendo ou não efeito colateral, o governo federal criou uma série de incentivos à privatização de estatais envolvendo as contas dos governos estaduais, principalmente assunção, reescalonamento de dívidas e juros subsidiados (CARVALHO, 2001). Carvalho (2001) demonstra que essa política logrou êxito em reduzir tanto o déficit fiscal quanto o endividamento dos governos estaduais, que vinha crescendo desde o bem sucedido processo de estabilização de preços na economia ocorrido em 1994. Ferreira (2002) afirma que as empresas estaduais eram bastante endividadas, e portanto, a privatização significou também a transferência de dívidas estaduais para agentes privados. Assim, segundo os autores, a inclusão dos governos estaduais no programa de privatização do setor elétrico teve um duplo papel: permitir a reestruturação do setor elétrico e combater a dívida pública dos estados.

A tabela I.2 apresenta informações sobre privatização e situação fiscal dos estados, segregados em dois grupos: (1) estados governados por partidos de esquerda e (2) estados governados por partido de direita. A classificação ideológica do partido foi baseada em Zucco e Power (2009). De um total de 30 estados, 9 eram governados por partido de esquerda e 27 de direita. É possível notar que, no grupo dos estados de esquerda, apenas uma empresa foi privatizada, 11% do total, enquanto no grupo de direita 70% foi privatizada. Isso ocorreu em que pese o fato de 90% dos estados de esquerda apresentarem déficit fiscal. As duas últimas linhas da tabela demonstram ainda que, em ambos os grupos, os estados que privatizaram possuíam déficit fiscal mais elevado. O mesmo fenômeno é mostrado graficamente na figura I.2.

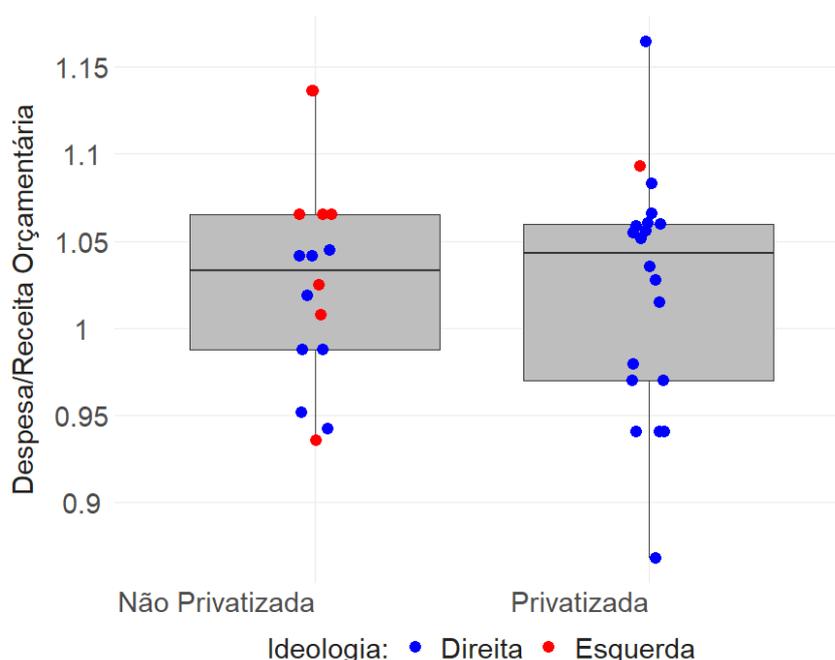
O processo de privatização exigia também a definição de um novo regime regulatório, que começa a ser desenhado antes, em 1993, com o fim do Regime de Remuneração Garantida (GOMES et al., 2002). Aparentemente, dois fatores influenciaram sobremaneira a escolha do novo modelo. O primeiro foi o enorme déficit gerado pelo regime anterior decorrente da garantia legal de um nível mínimo de remuneração, o que provocou um impacto substancial sobre as contas públicas. O segundo é a influência da consultoria *Coopers & Librand* no processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, que trouxe a experiência do modelo britânico e o regime de regulação por *Price Cap*. De fato, como veremos na seção I.2.2, o novo regime regulatório adotado no SDEB é bastante parecido com o modelo *Price Cap* britânico, porém, com algumas adaptações ao nosso contexto.

³ Ver, por exemplo, Ferreira (2002), Gomes et al. (2002), Pires, Giambiagi e Sales (2002), Carvalho (2001) e Pinheiro e Fukasaku (2000)

Tabela I.2 – Déficit Orçamentário, Ideologia e Privatizações no SDEB

	Esquerda	Direita
Numero de empresas	9	27
Numero de empresas privatizadas	1	19
% de empresas privatizadas	11%	70%
% de estados com déficit orçamentário	89%	60%
Média da razão despesa/receita	1.06	1.01
Mediana da razão despesa/receita	1.07	1.03
Média da razão despesa/receita dos estados que privatizaram	1.09	1.02
Média da razão despesa/receita dos estados que não privatizaram	1.05	1.00

Nota: Dados de despesa e receita orçamentária obtidos do site do IPEADATA e dados sobre partidos no site do Tribunal Superior Eleitoral. Esquerda e Direita se refere à classificação ideológica do partido do governador, conforme Zucco e Power (2009). Mais detalhes na seção I.3.1



Nota: Dados de despesa e receita orçamentária obtidos do site IPEADATA e dados sobre partidos junto do site do Tribunal Superior Eleitoral. Classificação dos partidos conforme Zucco e Power (2009). Mais detalhes na seção I.3.1.

Figura I.2 – Situação Fiscal, Ideologia e Privatizações no SDEB

A principal está no modelo de comercialização, uma vez que, diferentemente do modelo britânico, o brasileiro não desverticalizou a distribuição e a comercialização no varejo. A consequência desse fato, aliado às indefinições do modelo de comercialização, foi a introdução de regras de repasses automáticos de custos aos consumidores. A próxima seção apresenta uma versão estilizada desse regime, que em essência vigora até os dias.

I.2.2 Versão Estilizada do Modelo de Regulação Econômica Adotado no SEDB

A evolução histórica do regime de regulação econômica adotado no SDEB é resumido no apêndice B. Como é possível notar, esse regime mistura diversos modelos de regulação, tais como *Price-Cap – PC* (BEESLEY; LITTLECHILD, 1989), *Cost Plus – CP* (HOTELLING, 1938) e *Yardstick Competition – YC* (SHLEIFER, 1985). Iremos apresentar abaixo uma versão “estilizada” do modelo, que servirá de base para realizarmos algumas proposições sobre seus efeitos⁴. Apesar de não representar com exatidão todos os detalhes do regime real, nosso modelo teórico possui suas características fundamentais⁵.

Para simplificar a análise, vamos supor que o volume de produto (ou serviço) fornecido é igual 1 e constante no tempo⁶. O preço é definido de acordo com a seguinte equação

$$p = p_a + p_b + p_t \quad (\text{I.1})$$

onde, p é o preço final praticado, p_b é a parcela relacionada aos custos de distribuição de energia elétrica, p_a é a parcela associada a custos com o restante da cadeia de produção de energia elétrica (geração e transmissão de energia) e encargos setoriais, e p_t representa os tributos que incidem sobre a receita.

As tarifas são calculadas através de dois mecanismos. O primeiro é a revisão tarifária, que vamos supor que ocorre a cada 4 anos. O segundo é o reajuste tarifário, que ocorre com periodicidade anual, sempre quando não há uma revisão tarifária. Os componentes p_a e p_t são calculados da mesma forma nos reajustes e revisões tarifárias, enquanto p_b possui metodologias de cálculos distintas nos dois processos.

As parcelas p_t e p_a são calculados de acordo com um modelo CP, ou seja, anualmente os valores realizados são apurados e repassados aos consumidores. A parcela p_b é calculada de forma análoga a um regime PC. Nos reajustes, ela é definida como:

$$p_{bt} = p_{bt-1} \times (I - X) \quad (\text{I.2})$$

onde, I é a inflação ocorrida desde o último processo tarifário e X é um percentual definido nas revisões tarifárias.

Nas revisões tarifárias, o Regulador define p e o valor de X , que ficará vigente até a próxima revisão tarifária. O Fator X é definido a partir dos ganhos de produtividade médios

⁴ A metodologia de cálculo tarifário do SDEB se encontra detalhada no [sitio eletrônico](#) da ANEEL, e as regras mais recentes estão consolidadas em um documento denominado Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET

⁵ O histórico do modelo é brevemente resumido no Apêndice B. As regras atuais está descritas em documento denominado Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), disponível no site da ANEEL.

⁶ Essa premissa evita considerações sobre os riscos de mercado que, apesar de serem muito importantes, não é o foco desse trabalho. No estudo da parte III desta tese relaxamos essa hipótese

previstos do setor, e não guarda nenhuma relação com os ganhos individuais realizados. A parcela p_b é calculada pela soma de duas parcelas, representadas na equação abaixo:

$$p_b = p_o + p_k \quad (\text{I.3})$$

onde, p_o se refere às receitas associadas aos custos operacionais “eficientes” e p_k aos custos de capital.

A equação abaixo resume o modelo adotado no cálculo de p_k .

$$p_k = r \times BRL + d \times BRB \quad (\text{I.4})$$

onde, r é a taxa de retorno definido pelo regulador, BRL é a Base de Remuneração Regulatória Líquida, BRB é a Base de Remuneração Regulatória Bruta e d é a taxa de depreciação.

A taxa de retorno é definida pelo regulador a partir de uma estimativa do custo de capital. A taxa de depreciação é fixada a partir da estimativa de vida útil média de cada equipamento. A BRB corresponde ao estoque de capital a preços correntes, e a BRL corresponde à parcela da BRB ainda não depreciada, e evoluem no tempo de acordo com as seguintes equações:

$$\frac{\partial BRB_t}{\partial t} = I_t - B_t \quad (\text{I.5})$$

$$\frac{\partial BRL_t}{\partial t} = I_t - B_t - d \quad (\text{I.6})$$

onde, I_t é o investimento realizado em t e B_t são as baixas de ativos que não se encontram mais em operação.

Para entender a receita (R_j) gerada por essa regra de um investimento I_j realizado no ano j , vamos assumir que a vida útil dos ativos imobilizados é igual a 8 anos e que r é único em todo o período. A equação abaixo define essa receita.

$$R_j = I \left\{ \int_{t_{r1}}^{t_{r1}+3} \delta^{t-j} [r(1 - d(t_{r1} - j)) + d] + \max \left(\int_{t_{r2}}^{t_{r2}+3} \delta^{t-j} [r(1 - d(t_{r2} - j)) + d], 0 \right) \right\} \quad (\text{I.7})$$

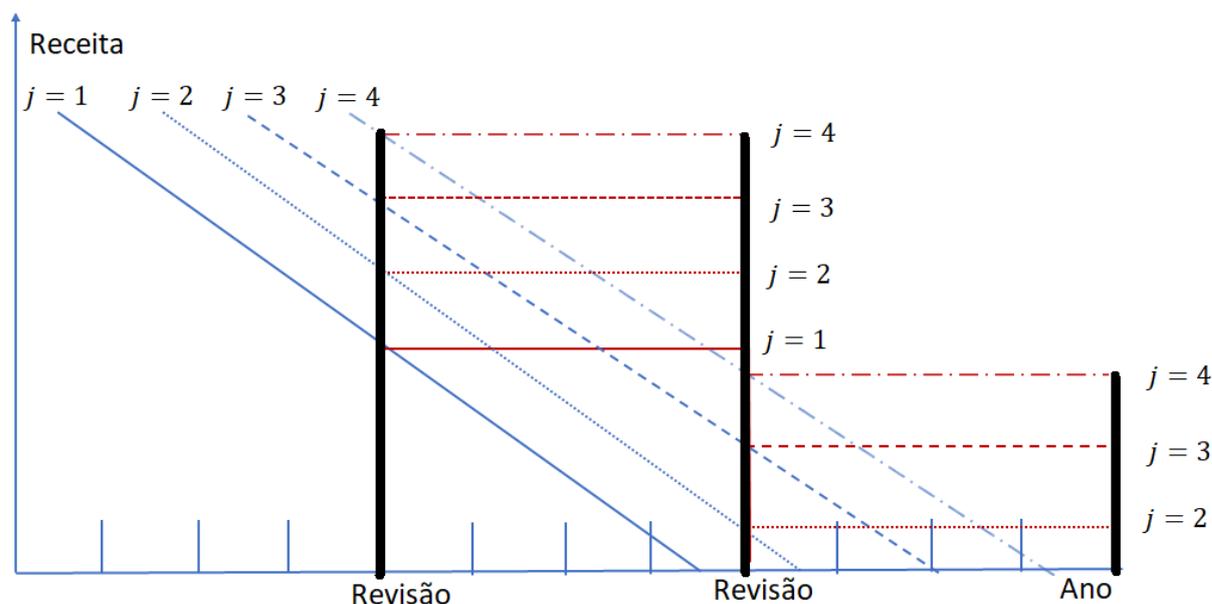
onde, t_{r1} e t_{r2} são, respectivamente, os anos da 1ª e 2ª revisões tarifárias.

Seja ρ definido conforme abaixo

$$\rho_j = \int_{t_{r1}}^{t_{r1}+3} \delta^{t-j} [r(1 - d(t_{r1} - j)) + d] + \max \left(\int_{t_{r2}}^{t_{r2}+3} \delta^{t-j} [r(1 - d(t_{r2} - j)) + d], 0 \right) \quad (\text{I.8})$$

Assim, a receita obtida com um investimento é definido por:

$$R_j = \rho_j I \quad (\text{I.9})$$



Nota – Linhas azul e vermelha são a trajetória, respectivamente, de custos e receita decorrente de um investimento realizado em j

Figura I.3 – Evolução da Receita de um Investimento no Ano j no SDEB

A figura I.3 ilustra como a receita e custo varia no tempo, assumindo que a taxa de retorno do capital foi definido pelo valor exato do custo de capital. O custo corresponde à área debaixo da linha diagonal azul e receita corresponde à área embaixo da linha horizontal vermelha. Como é possível notar, a receita decorrente de um investimento é tanto maior quanto mais próximo do período de revisão tarifária for realizado, definida pela linha vertical preta. Vale destacar que esse efeito não é algo intencional do modelo.

A parcela p_o é calculada a partir de um modelo de *Yardstick Competition*, conforme equação abaixo

$$p_{oj} = \frac{\sum_{i=1}^I (C_{oi} + A_i)}{I} \quad (\text{I.10})$$

onde, I é a quantidade de distribuidoras, C_{oj} é o custo operacional real da empresa j e A_i são os ajustes para tornar a empresa i comparáveis à j , para quem iremos definir o preço p_{oj} . O objetivo principal desses ajustes é controlar para as diferenças de escala e especificidades da área de concessão. Como na maior parte do período havia mais de 62 ($I > 62$) concessionárias de distribuição no SEDB, podemos assumir que o impacto do custo operacional C_{oj} de uma empresa é, na margem, nulo sobre o seu preço p_{oj} . Ou seja, a empresa é totalmente *residual claimant* de qualquer redução de custos operacional.

Apesar de não ser tema deste estudo, vale destacar que no apêndice B mostramos que esse regime causou uma forte redução de preços no segmento de distribuição (ou seja, sobre p_b) no período 2004-2014, o que foi parcialmente neutralizado pelo aumento dos demais itens (ou seja, p_a). Esse resultado contrasta sobremaneira com os resultados da

maioria dos países da Europa e América Latina⁷.

I.2.3 Efeitos Esperados do Processo de Privatização

Como vimos na seção I.2.2, o regulador brasileiro adotou no período 1998 - 2016 um regime de regulação de alto poder de incentivo para os custos operacionais ao desacoplar quase completamente os custos operacionais reais individuais dos considerados no cálculo tarifário. Nesse caso, há certo consenso na literatura teórica de que as empresas privadas tendem a apresentar desempenho superior às empresas públicas⁸.

Em relação aos estudos empíricos, a tabela III.3 resume os resultados de 46 trabalhos empíricos, descritos no apêndice A. Do total, 39 comparam o desempenho entre empresas públicas e privadas, dos quais 29 (75%) encontram evidências de que empresas privadas são mais eficientes. Em todos esses estudos o regime regulatório é do tipo *Performance Based Regulation* – PBR (JOSKOW, 2014). Entre os 10 estudos que não identificaram correlação, 5 utilizam dados de empresas norte-americanas anteriores à década de 1990, período marcado pela forte presença de regimes do tipo *Cost of Service* - CS e *Rate-of-return* - RR. Sete encontram que o processo de privatizações fez aumentar o nível de qualidade do serviço. Essas constatações sugerem o porquê de poucos estudos terem identificados alguma superioridade do desempenho das empresas privadas nos Estados Unidos, Irlanda do Norte e Japão, que adotavam no período regulação de baixo poder de incentivo, mas uma maior eficiência na América Latina, Leste Europeu e alguns países da Europa Ocidental, notadamente na Inglaterra, que empregaram regulação de alto poder de incentivo. Na Ucrânia ocorreu um caso interessante, em que dois regimes regulatórios com incentivos opostos foram adotados na regulação de perdas de energia e custos operacionais. No primeiro caso, de alto poder de incentivo, as empresas privadas se saíram melhor, e no segundo caso, com incentivos (não intencionais) a altos custos operacionais, o desempenho das privadas foram inferior. Por fim, Borghi, Bo e Florio (2016) apresentam uma correlação negativa entre desempenho relativo de empresas privadas e instituições, sugerindo que o baixo desempenho de empresas públicas tem a ver com a qualidade institucional. Isso pode talvez explicar, por exemplo, o movimento tímido de privatizações no segmento de distribuição e transmissão ocorrido em países como Alemanha, Holanda e Noruega, entre outros. Andres, Guasch e Azumendi (2009) chegam a conclusão similar.

Portanto, nossa primeira proposição é a seguinte:

⁷ Sobre a América Latina, ver Fischer, Gutierrez e Serra (2003), Estache e Rossi (2004), Balza, Jiménez e Díaz (2013) e Galán e Pollitt (2014). Sobre a Europa, ver Florio (2013). Uma exceção ao caso da América Latina é o Chile (GALAL et al., 1994; PAREDES et al., 2001; FISCHER; GUTIERREZ; SERRA, 2003) e ao caso europeu é a Inglaterra (DOMAH; POLLITT, 2001)

⁸ Ver, por exemplo, Boycko, Shleifer e Vishny (1996), Shleifer (1998), Porta e Silanes (1999), Newberry (2002), Chong et al. (2004), Villalonga (2000), Megginson e Netter (2001)

Proposição I.1 *No regime de regulação econômica adotado no SDEB as empresas privadas possuem custos operacionais menores que as empresas públicas.*

Sobre o capital, conforme seção I.2.2, o regime de regulação adotado para os custos de capital é uma combinação de *lag regulatório* e CS, um regime muito parecido com o discutido em Baumol e Klevorick (1970), Klevorick (1973) e Joskow (1974). Nesse caso, o efeito esperado pela literatura é menos claro. O que se pode afirmar é que, na medida em que os incentivos a ganhos de produtividade são muito inferiores, as vantagens teóricas apontadas acima para empresas privadas tendem a ser muito menores no caso do capital. Por outro lado, Averch e Johnson (1962) demonstram que se o regulador definir níveis de retorno superiores aos custos de capital o regime CS incentiva níveis de capital superiores ao ótimo. O resultado do efeito AJ é uma relação capital\produto superior ao nível ótimo. No entanto, Baumol e Klevorick (1970) minimizam parcialmente essas previsões argumentando que muitos regimes CS reais não realizam revisões tarifárias instantâneas todas as vezes em que há uma variação do nível de capital, e nesse caso o eventual incentivo a “sobre-investimento” diminui sobremaneira, ou até mesmo se inverte. Mas nenhum dos autores teorizam acerca de um comportamento distinto entre empresas públicas e privadas nesse caso, apesar de uma parte literatura conjecturar que o efeito seria mais pronunciado em empresas públicas (ATKINSON; HALVORSEN, 1986).

Assim, mesmo sem um modelo formal, podemos fazer algumas hipóteses sobre o nível de investimentos de empresas públicas e privadas nesse regime. Tanto a literatura teórica como a empírica aponta para uma maior capacidade das empresas privadas de responderem a incentivos. No entanto, não conseguimos definir no caso do capital qual o incentivo do modelo. Se as premissas de Averch e Johnson (1962) prevalecerem, há um incentivo ao sobre-investimento. Nesse caso, assumindo que os controladores privados possuem maiores níveis de habilidade empresarial, conforme seções II.2.1 e II.2.1, espera-se que as empresas privadas tenham uma pior produtividade do capital. Se, contrariamente, o efeito do *lag regulatório* de Baumol e Klevorick (1970) é maior, as empresas privadas terão uma menor relação capital\produto que as empresas públicas. Como não temos evidência de qual efeito prevalece, iremos fazer as duas proposições abaixo.

Proposição I.2 *No regime de regulação econômica adotado no SDEB, se o regulador definir taxas de retornos próximas ao custo de capital, as empresas públicas e privadas terão produtividade do capital similar*

Proposição I.3 *No regime de regulação econômica adotado no SDEB, se o regulador definir taxas de retornos superiores ao custo de capital, as empresas privadas terão produtividade do capital inferior a das empresas públicas*

A seção [I.3.2](#) descreve a estratégia empírica adotada para avaliar as proposições acima. Mas antes, na seção [I.3.1](#) apresentamos a base de dados utilizada neste trabalho.

I.3 Estratégica Empírica e Base de Dados

I.3.1 Base de Dados e Metodologia de Construção das Variáveis

A base de dados utilizada neste estudo consiste em um painel não balanceado com 1.083 observações, contemplando 57 concessionárias de distribuição de energia elétrica, no período 1998-2016. Vale ressaltar que o número total de concessionárias do SDEB variou no período de 63 à 64. As empresas não incluídas na amostra são pequenas concessionárias, que não possuem dados disponíveis para a maior parte do período. Apesar dessas exclusões, nossa amostra abrange mais de 99% dos consumidores e do consumo de energia elétrica do mercado cativo do país. A tabela I.3 apresenta algumas estatísticas descritivas da base de dados detalhada a seguir.

Os dados de custos e investimentos foram construídos a partir de bases de dados da ANEEL, em particular, de planilhas divulgadas pela agência reguladora em seu [site](#). Todas as variáveis monetárias foram atualizadas pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA, e estão a preços de dezembro de 2017, daqui em diante denominada data-base. Os dados de custos operacionais consistem na soma de três rubricas contábeis: pessoal, materiais e serviços de terceiros. Como os serviços de terceiros são intensivos em mão de obra, estimamos que mais de 90% dos custos operacionais se referem a despesas com trabalhadores próprios ou terceirizados.

O estoque de capital consiste no volume acumulado de investimento realizado pela empresa em “ativos físicos” (máquinas, equipamentos, terrenos etc.) que ainda se encontram em operação. No SDEB esse estoque é denominado contabilmente como Ativo Imobilizado em Serviço – AIS ¹. O grande cuidado aqui reside no fato dos valores registrados de 1995 até 2011 não terem sofrido atualização monetária, uma vez que a partir de 2011 as empresas passaram a registrar a reavaliação dos ativos realizada conforme metodologia definida pela ANEEL. Para os anos anteriores à 2011, atualizamos os valores anuais de adições contábeis líquidas (adições menos baixas) ao AIS pelo IPCA para a data-base².

¹ Aos interessados em entender a contabilidade do setor elétrico, sugerimos conhecer o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, disponível no [site](#) da ANEEL

² No mês em que há uma reavaliação não é possível identificar a parcela da variação do saldo de AIS que se deve à reavaliação, investimentos e baixas. Nesse caso, os valores de adições e baixas foram estimados a partir dos dados mensais mais recentes e o valor de reavaliação calculado por diferença. Foram identificados pontualmente em alguns casos reavaliações ocorridas no período anterior à 2011 e o mesmo tratamento foi realizado. Ao todo, um percentual desprezível (abaixo de 1%) de observações foram obtidas por extrapolação.

Foram construídas duas variáveis de salário, uma associada aos custos operacionais e outra associada ao estoque de capital³. A diferença entre as duas é basicamente os tipos e pesos de cada ocupação considerada. Utilizamos 5 tipos de ocupações⁴. Os salários foram construídos em quatro etapas. A primeira foi levantar as ocupações típicas e o peso de cada uma em uma distribuidora do SDEB. A segunda foi levantar dados de salários de cada ocupação e município no país no período 1998-2016. Como a maior parte dos funcionários do setor são formalizados, foram utilizados os dados do Relatório de Informações Sociais - RAIS, disponíveis no site do Ministério do Trabalho e Emprego - MTE. Para evitar problemas de endogeneidade, excluímos da amostra os funcionários de empresas classificadas na CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas) do setor de distribuição de energia elétrica. Ao todo, mais de 100 milhões de observações compuseram a amostra para a construção dessa variável. Os dados foram atualizados para a data-base pelo IPCA. A terceira foi definir o conjunto de municípios que servirão de amostra para calcular o “salário médio de mercado” para cada empresa. A amostra de cada empresa foi composta dos municípios de cada área de concessão mais aqueles situados a uma distância de aproximadamente 100 km dos limites desses municípios. Isso foi feito utilizando dados georreferenciados das áreas de concessão disponíveis no *site* da ANEEL. Por fim, definida a amostra, foi calculado o salário mediano de cada ocupação em cada ano para cada empresa.

Os dados sobre finanças públicas municipais foram obtidos no [site](#) IPEADATA, mas a fonte é o Ministério da Fazenda/Secretaria do Tesouro Nacional. O déficit orçamentário foi calculado pela razão entre a despesa e a receita orçamentária. A variável ideologia foi construída de acordo com as seguintes etapas. A primeira foi levantar dados dos governadores e partidos políticos para os anos em que ocorreram as privatizações no [site](#) do Tribunal Superior Eleitoral. A segunda foi classificar os partidos em esquerda e direita. Para tanto, utilizamos o trabalho de [Zucco e Power \(2009\)](#).

A variável “chuva” foi construída através dos seguintes passos. Primeiro, foram levantados dados diários pluviométricos por estação meteorológica para o período 1998 - 2016 no [site](#) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Os dados anuais foram calculados pela média dos valores diários. O INPE disponibiliza também a localização georreferenciada dessas estações. Baseado na posição de cada estação, os dados foram extrapolados espacialmente através do método *Inverse Distance Weighting Interpolation* - IDW disponível no pacote *gstat* do software R-Cran ([PEBESMA, 2004](#)). O terceiro passo foi realizar a intercessão espacial entre os dados de chuva e as áreas de concessão. O último

³ Uma parte expressiva do valor do AIS é formada pelo custo de montagem, supervisão, administração, fiscalização, etc., que são custo com pessoal. Por isso é necessária a consideração dessa variável

⁴ As ocupações utilizadas foram: (1) Eletricista de Alta e Média Tensão, (2) Atendente de Telemarketing, (3) Leiturista, (4) Engenheiro Eletricista e (5) Auxiliar Administrativo. Na construção do salário associado ao capital, não foram consideradas as ocupações (2), (3) e (5). Os pesos adotados foram baseados em [ANEEL \(2015f\)](#), ajustados para 100%.

passo então foi calcular o índice médio de chuva por área de concessão para cada ano.

Os dados de consumo de energia e unidades consumidoras foram obtidos dos sistemas SAMP e AMP da ANEEL. Os dados de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) do ano 2000 em diante se encontram no site da Agência, e os de anos anteriores foram extraídos do [site](#) da Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica - ABRADDEE. As demais variáveis, como extensão de rede, estradas, etc., por área de concessão foram construídas pela ANEEL, e se encontram disponíveis em seu site. Utilizamos os mesmos dados adotados em diversos estudos que subsidiaram os processos de revisão tarifária promovidos pelo órgão regulador.

Tabela I.3 – Estatísticas descritivas da Base de Dados

	Não Privatizada				Privatizada			
	Média	Desv Pad	Min	Max	Média	Desv Pad	Min	Max
Custo Operacional/UC ¹	0,45	0,19	0,23	1,33	0,25	0,07	0,13	0,48
Capital/UC ²	0,30	0,11	0,07	0,54	0,34	0,12	0,08	0,68
DEC ³	21,06	13,31	1,20	71,99	18,38	14,25	4,94	102
FEC ⁴	19,33	13,16	1,05	75,86	11,81	8,80	3,22	53,04
Consumidores (UC) ⁵	1.300	1.793	22	8.197	1.982	1.440	119	6.864
Extensão da Rede ⁶	79,56	120,37	0,40	503,70	75,50	48,92	2,97	283,88
Consumo ⁷	7.389	11.086	81	45.431	10.599	9.677	455	46.447
% Consumo Industrial ⁸	25%	17%	2%	62%	32%	12%	7%	62%
Salário (R\$)	1,735	333	861	2.788	1.674	336	965	2.402
Vegetação Alta ⁹	28%	24%	2%	94%	26%	14%	6%	53%
Chuva ¹⁰	51,95	7,9	27,58	74,53	47,65	8,49	25,52	68,13
Ausência de Estrada ¹¹	6%	19%	20%	81%	58%	20%	2%	82%

¹R\$/unidade consumidora; ²R\$/unidade consumidora; ³Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, medida em horas/ano: tempo médio em que um consumidor da empresa ficou sem o fornecimento de energia elétrica; ⁴Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: número médio de interrupções por unidade consumida ocorridas no ano; ⁵Numero de unidades consumidoras; ⁶Extensão da rede de distribuição, medida em mil Km; ⁷Consumo anual de energia (mercado cativo + livre), medido em GWh/ano; ⁸% de consumo industrial sobre o total; ⁹% da área onde atua a empresa de vegetação alta, construído conforme ANEEL (2015f); ¹⁰volume anual médio de chuva em mm³; ¹¹Percentual de redes de distribuição que não possui estradas pavimentadas num raio de 1 km, conforme ANEEL (2015f).

I.3.2 Estratégia Empírica

Vamos estimar o efeito das privatizações sobre o custo operacional e o estoque de capital por meio da seguinte regressão

$$\log(x_{it}) = \alpha_t t + \alpha_p \text{pub} + \sum_j \beta_j \log(y_{jit}) + \epsilon_{it} \quad (\text{I.1})$$

onde, i indexa a empresa e t o ano, x é o custo operacional ou o capital, pub é uma *dummy* que assume o valor 1 se a empresa é pública e 0 se privada, y_j é uma variável j correlacionada com x , ϵ_{it} é o erro idiossincrático e os demais itens são parâmetros do modelo.

Como vimos na seção 1.2, temos razões teóricas e evidências empíricas que sustentam a hipótese de que o processo de seleção das empresas privatizadas foi motivado por razões fiscais e ideológicas, logo, por fatores exógenos ao desempenho ou características de cada empresa. Se isso é verdade, α_p nos dá o efeito causal da gestão pública sobre nossas variáveis dependentes. Nosso ponto de partida então é estimar os coeficientes da equação 1.1 por *Ordinary Least Squares* - OLS⁵.

Em todos os modelos vamos incluir entre os controles uma variável que mensura o nível de produção/serviço das empresas. Sejam s_{it} e p_{it} , respectivamente, o produto e a produtividade da empresa i no momento t . Assim, se todas as demais variáveis permanecerem constantes no tempo, temos

$$\alpha_t = \log\left(\frac{x_{it+1}}{s_{it+1}}\right) - \log\left(\frac{x_{it}}{s_{it}}\right) \approx \frac{\partial p_{it}}{\partial t} \quad (\text{I.2})$$

Logo, na equação 1.1 α_t mensura os ganhos anuais de produtividade do setor⁶. Quando a variável dependente for o custo operacional, iremos denominar a produtividade de **Produtividade Operacional**, e quando variável dependente for o capital, **Produtividade do Capital**.

Para avaliar a robustez dos resultados, iremos estimar a equação 1.1 por diversas abordagens alternativas e comparar os resultados. A primeira consiste em separar as condições iniciais das empresas do desempenho posterior ao processo de privatização. Para tanto, iremos introduzir uma interação entre as variáveis pub e t na especificação e estimar por OLS a equação 1.3.

$$\log(x_{it}) = \alpha_t t + \alpha_p pub + \alpha_{pt}(t \times pub) + \sum_j \beta_j \log(y_{jit}) + \epsilon_{it} \quad (\text{I.3})$$

Sejam x_{pub_t} e x_{priv_t} , respectivamente, os níveis de custos operacionais ou capital das empresas públicas e privadas. A equação 1.3 implica que a razão entre os níveis de x das empresas públicas e privadas é dada por:

$$\frac{x_{pub_t}}{x_{priv_t}} = e^{\alpha_p + \alpha_{pt}} \quad (\text{I.4})$$

⁵ O método OLS adotado não leva em consideração a estrutura em painel dos dados. Para verificar a robustez do método, estimamos alternativamente um modelo do tipo *pooling*, com matriz variância robusta levando em consideração autocorrelação dos resíduos. Como o resultado se mostrou praticamente idêntico, por parcimônia preferimos o método OLS.

⁶ Vale lembrar que todas as variáveis cuja unidade de medida é R\$ estão a preços de uma mesma data. Além disso, incluímos entre as variáveis de controle uma variável que mensura o preço dos salários de mercado. Logo, os ganhos ou perdas de produtividade estimados podem refletir, além da variação da razão insumo-produto, a variação das diferenças entre os salários praticados por cada empresa e os salários de mercado.

Assim, α_{pt} nos dá a taxa de crescimento da razão entre os custos operacionais (estoque de capital) de empresas públicas e privadas. Se α_{pt} é maior que 0, essa razão aumenta no tempo, o que revela que as empresas públicas perderam eficiência relativamente às empresas privadas depois da privatização. Se $t = 0$, a diferença de custos é dada por e^{α_p} . Logo, α_p reflete a razão de custos operacionais e estoque de capital no início do período e controla para a possibilidade das empresas terem diferentes pontos de partida. Se o processo de seleção inicial das empresas a serem privatizadas foi completamente endógeno, toda a diferença de custos é explicada por α_p e α_{pt} assume o valor nulo. Se α_p é nulo e α_{pt} não, a diferença de custos ocorreu após o período de privatização, e está menos relacionada ao processo de seleção. Por fim, se ambos são diferentes de 0, parte das diferenças pode ser atribuída ao processo de seleção e parte não. Logo, em qualquer caso, α_{pt} é menos sensível a um possível viés de seleção. Assim, o efeito da privatização sobre x expurgados os efeitos do ponto de partida é dado por

$$\frac{x_{pub_t}}{x_{priv_t}} = e^{\alpha_{pt}t} \quad (I.5)$$

Para controlar para eventuais problemas de endogeneidade, iremos estimar também uma série de métodos de regressão alternativos. As equações I.1 e I.3 serão estimadas por *Random Effects* (RE). Além disso, vamos estimar a equação I.3 por *Fixed Effects* (FE). No entanto, como a variável *pub* é constante para boa parte das empresas durante o período, α_p não pode ser estimado, na medida em que é capturado pelos efeitos fixos. O modelo FE então é uma abordagem alternativa para se controlar para diferenças entre os pontos de partida de empresas públicas e privadas.

Por fim, vamos estimar a equação I.1 por *Two Stages Least Squares* (2SLS), utilizando como instrumentos para *pub* a ideologia do governo estadual e a situação fiscal do estado no período de privatização. A ideologia é uma *dummy* que assume o valor 1 quando o partido do governador à época da privatização era esquerda e 0 quando direita. Como é pouco provável que haja uma relação entre essas duas variáveis e o desempenho das empresas nos 18 anos posteriores ao período de privatização, uma vez que tanto os partidos dos governos estaduais quanto a situação fiscal mudou bastante ao longo do tempo, essa estratégia diminui sensivelmente as chances de eventuais problemas de endogeneidade.⁷

Apesar de não necessariamente terem um papel decisivo para a comparação entre empresas públicas e privadas, as variáveis de controle são importantes para as conclusões gerais sobre os resultados, além de reduzir o desvio padrão dos resíduos e dos coeficientes estimados. Por exemplo, houve crescimento do número de consumidores no período. Como

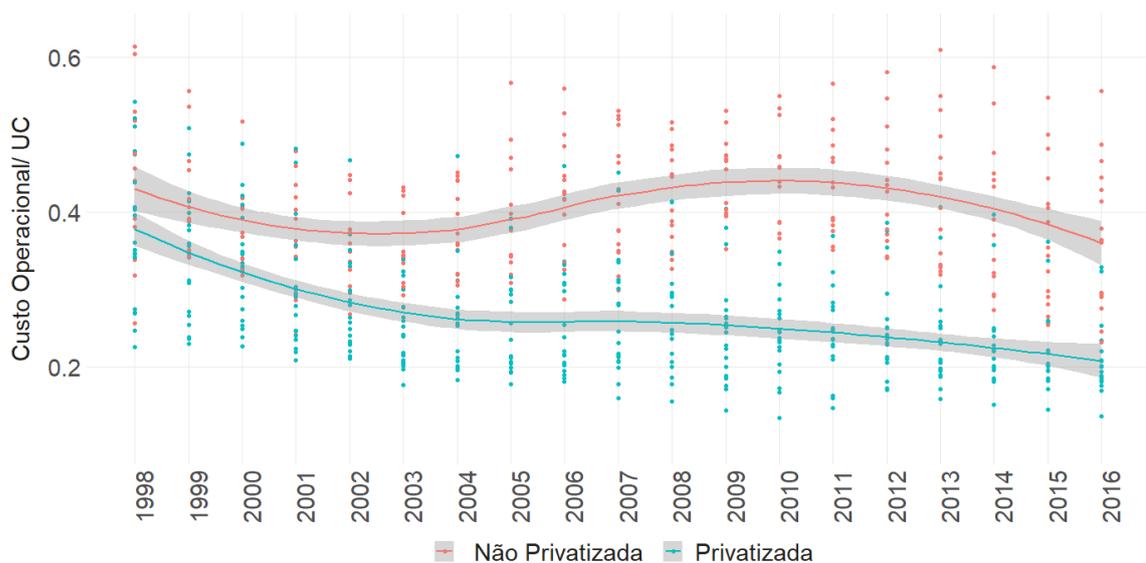
⁷ Todas as estimativas foram realizadas por meio do *software* R-Cran. Para estimar os desvios padrões do método OLS utilizamos Zeileis (2006). Os métodos em painel foram estimados utilizando os pacotes Croissant e Millo (), e os desvios padrões dos coeficientes foram baseados no pacote descrito em Millo (2014). O modelo *Two Stage Least Squares* foi estimado por meio do pacote descrito em Jiang e Small (2014)

estamos analisando um setor que normalmente se caracteriza pela sub-aditividade da função custo, sem a introdução dessa variável no modelo os ganhos de produtividade estimados poderiam estar superestimados. Além disso, em função de programas de universalização ocorridos no período, o setor se expandiu para áreas de menor densidade populacional e de maior custo unitário⁸. Logo, a introdução de variáveis que mensurem a dispersão dos consumidores permite expurgar os efeitos desse fenômeno sobre os ganhos de produtividade (NEUBERG, 1977). Por fim, um último exemplo é o salário de mercado. Há evidências de que houve aumento do salário médio real no período de análise, o que pressionou os custos das empresas. Logo, é interessante também controlar as estimativas para esse efeito. Shleifer (1998) e Boycko, Shleifer e Vishny (1996) apontam que uma das razões para as diferenças de custos entre empresas públicas e privadas é o poder de barganha dos sindicatos, que torna tanto o número de empregados quanto os salários médios superiores nas primeiras. Para evitar endogeneidade, excluimos, conforme detalhado seção I.3.1, as distribuidoras de energia do cálculo do salário. Vale mencionar que esse é um problema comumente encontrado em todos os trabalhos do gênero, e não identificamos estudos que realizam esse tratamento.

⁸ O governo federal fez no período um amplo programa de universalização de energia no meio rural, denominado Programa Luz para Todos

I.4 Resultados

Na figura I.4 é apresentada a evolução da produtividade operacional de todas as distribuidoras que eram públicas antes do processo de privatização. Em verde estão as empresas privatizadas e em laranja as não privatizadas. Nota-se que as privatizadas possuíam em média, no ano de 1998, produtividade inferior às empresas públicas, apesar das médias serem razoavelmente próximas e da presença de dois *outliers* na amostra¹. Ao longo do tempo houve uma queda acentuada da média das distribuidoras privatizadas, principalmente até 2004. Essa redução não foi acompanhada pelas empresas públicas. Entre 2003 e 2011 houve uma piora da produtividade das empresas públicas. No entanto, em 2012 é possível observar uma reversão dessa tendência e nos anos seguinte uma melhoria sistemática, alcançando o mesmo patamar observado em 2003.



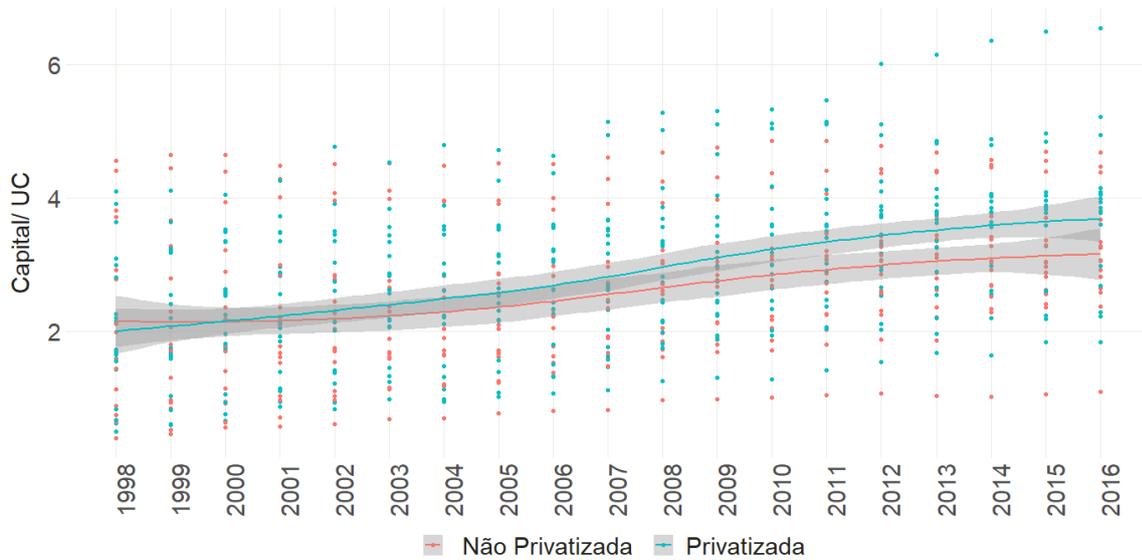
Fonte – Construção própria, a partir de dados da ANEEL, vide seção I.3.1

Figura I.4 – Evolução dos Custos Operacionais (Preços de Dez/2017)

A figura I.5 mostra uma trajetória diferente da figura I.4. No início do período a produtividade do capital média das empresas públicas e privadas é idêntica. Ao longo do tempo, a produtividade de ambos os grupos reduziu sistematicamente. No entanto, é possível notar um descolamento das duas curvas, com uma piora mais acentuada verificada entre as empresas privadas.

A tabela I.4 apresenta os efeitos da privatização sobre os custos operacionais, estimados por OLS. Os modelos M1, M3 e M5 apresentam os resultados da estimativa de nossa equação base (equação I.1) e se diferenciam pelas variáveis de controle consideradas.

¹ Vale lembrar que o início do processo de privatização ocorreu em 1995.



Fonte – Construção própria, a partir de dados da ANEEL, , vide seção I.3.1

Figura I.5 – Evolução do Capital (Preços de Dez/2017)

O modelo M1 é o mais simples, considera apenas uma variável de tendência e controla para a escala das empresas. O modelo M3 acrescenta ao modelo M1 variáveis que controlam para as características das áreas de concessão, como o salário praticado no mercado de trabalho local, variáveis ambientais e climáticas, que afetam tanto o volume de ações de manutenção quanto a complexidade da operação, e por fim a infraestrutura da área de concessão. O modelo M5 acrescenta ao modelo M3 o capital, que visa controlar para a possível relação de substituição/complementaridade entre os insumos, e a qualidade do serviço. Considerar o nível de qualidade é fundamental para evitar confundir ganhos de eficiência com redução de custos com ações voltadas à melhoria da qualidade. Por fim, ao lado de cada um dos modelos acima apresentamos nossa primeira análise de robustez, acrescentado a variável $Pub \times t$ (modelos M2, M4 e M6).

Os resultados do modelo básico (M1) apontam que as empresas públicas possuem custos operacionais superiores às empresas privadas em 34%. A introdução das variáveis de controle (M3) praticamente não afetou essa estimativa. Quando incluímos as variáveis de capital e qualidade o coeficiente estimado subiu para 38%. Nota-se que todos os coeficientes estimados da variável Pub apresentaram baixo desvio padrão, e foram estatisticamente significativos. A maior parte das variáveis de controle apresentou o sinal coerente com o esperado e significância estatística. Apesar dos coeficientes estimados revelarem diversas informações interessantes, como fogem do escopo deste trabalho, não iremos discutir em detalhes os resultados. Merece destaque, no entanto, o coeficiente positivo e significativo da variável $Log(capital)$, que indica uma relação de complementaridade entre os dois insumos, e a não significância estatística da variável $Log(DEC)$. Como veremos mais à frente neste trabalho, há evidências de que as empresas privadas investem (por unidade consumidora

Tabela I.4 – Regressões por *Ordinary Least Squares (OLS)* - Custos Operacionais

	Variável Dependente: $\text{Log}(\text{Custo Operacional})$					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
<i>Pub</i>	0.341*** (0.021)	0.122*** (0.043)	0.347*** (0.020)	0.135** (0.058)	0.381*** (0.019)	0.125** (0.049)
<i>t</i>	-0.011*** (0.002)	-0.017*** (0.002)	-0.026*** (0.003)	-0.031*** (0.003)	-0.027*** (0.003)	-0.033*** (0.002)
<i>Pub</i> × <i>t</i>		0.022*** (0.004)		0.018*** (0.004)		0.022*** (0.004)
$\text{Log}(uc)$	0.793*** (0.045)	0.798*** (0.045)	1.076*** (0.042)	1.078*** (0.042)	0.633*** (0.047)	0.624*** (0.046)
$\text{Log}(uc)^2$	0.009** (0.004)	0.009** (0.004)	-0.014*** (0.003)	-0.014*** (0.003)	-0.015*** (0.003)	-0.016*** (0.003)
$\text{log}(\frac{uc}{rede})$			-0.095*** (0.021)	-0.094*** (0.021)	0.008 (0.021)	0.011 (0.021)
$\text{Log}(sal)$			0.453*** (0.071)	0.432*** (0.069)	0.048 (0.078)	0.010 (0.077)
$\text{Log}(vegetação)$			0.036*** (0.012)	0.035*** (0.012)	0.044*** (0.010)	0.044*** (0.010)
$\text{Log}(chuva)$			0.280*** (0.038)	0.279*** (0.038)	0.212*** (0.036)	0.210*** (0.035)
$\text{Log}(ausência\ de\ estrada)$			-0.011 (0.016)	-0.012 (0.016)	0.014 (0.015)	0.013 (0.014)
$\text{Log}(capital)$					0.409*** (0.028)	0.420*** (0.028)
$\text{Log}(DEC)$					0.020 (0.017)	0.019 (0.017)
Constante	-0.215* (0.127)	-0.158 (0.128)	-4.221*** (0.484)	-4.025*** (0.478)	-1.611*** (0.537)	-1.278** (0.538)
Observations	1,083	1,083	864	864	864	864
R ²	0.969	0.970	0.978	0.978	0.982	0.983
Adjusted R ²	0.969	0.970	0.977	0.978	0.982	0.983
Residual Std. Error	0.312	0.307	0.253	0.251	0.226	0.221
F Statistic	8,441.069***	6,982.319***	4,157.008***	3,826.132***	4,301.623***	4,115.465***
Teste: $\alpha_t + \alpha_{pt} = 0$		0.116		0.003***		0.007***
$\alpha_{pt} \times 18$		0.40***		0.32***		0.40***

Nota: metodologia e *software* conforme nota de rodapé 7. * $p < 0.1$; ** $p < 0.05$; *** $p < 0$. *pub* : *dummy* igual 1 se pública e 0 se privada, *t* = tendência, *uc* é o número de unidades consumidoras, *consumo* é o consumo de energia. Demais várias são descritas na seção I.3.1.

atendida) proporcionalmente mais que as empresas públicas. Por isso, ao introduzir essa variável no modelo, o desempenho relativo das empresas privadas melhorou.

Após introduzirmos a variável $\text{Pub} \times t$ na especificação do modelo o coeficiente estimado da variável *Pub* continua positivo e significativo, mas se reduz para algo em torno de 13%. Os coeficientes estimados de $\text{Pub} \times t$ se mostraram positivos e significativos em todos os modelos. Logo, os resultados indicam que no início do período as empresas privadas já possuíam custos operacionais unitários inferiores aos das empresas públicas. No entanto, ao longo do tempo, a razão entre os custos das empresas públicas e privadas foi aumentando de forma expressiva. Por exemplo, nos modelos M2 e M6 no início do período (em $t = 0$) essa razão era aproximadamente de 1,12. No entanto, 18 anos depois, essa razão passou a ser 1,67, ou seja, houve um crescimento de 49%. No modelo M4 esse

Tabela I.5 – Regressões por *Ordinary Least Squares (OLS)* - Capital

	Variável Dependente: <i>Log(Capital)</i>					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
<i>Pub</i>	-0.117*** (0.029)	-0.109 (0.074)	-0.102*** (0.025)	-0.043 (0.074)	-0.273*** (0.030)	-0.101 (0.065)
<i>Pub</i> × <i>t</i>		-0.001 (0.006)		-0.005 (0.005)		-0.016*** (0.005)
<i>t</i>	0.027*** (0.003)	0.028*** (0.003)	0.009*** (0.003)	0.010*** (0.004)	0.017*** (0.003)	0.021*** (0.003)
<i>Log(uc)</i>	1.118*** (0.056)	1.118*** (0.056)	1.089*** (0.042)	1.089*** (0.042)	0.515*** (0.064)	0.489*** (0.064)
<i>Log(uc)</i> ²	-0.003 (0.005)	-0.003 (0.005)	-0.0005 (0.004)	-0.0004 (0.004)	0.006* (0.003)	0.007* (0.003)
$\log\left(\frac{uc}{rede}\right)$			-0.241*** (0.024)	-0.241*** (0.024)	-0.212*** (0.020)	-0.210*** (0.019)
$\log\left(\frac{consumo}{uc}\right)$			0.366*** (0.041)	0.365*** (0.041)	0.163*** (0.035)	0.155*** (0.035)
<i>Log(sal_capital)</i>			0.322*** (0.089)	0.329*** (0.089)	0.261*** (0.085)	0.282*** (0.085)
<i>Log(vegetação)</i>			-0.008 (0.014)	-0.008 (0.014)	-0.026** (0.012)	-0.027** (0.011)
<i>Log(chuva)</i>			0.081* (0.046)	0.081* (0.046)	0.013 (0.044)	0.009 (0.044)
<i>Log(ausência de estrada)</i>			-0.016 (0.015)	-0.016 (0.016)	-0.036** (0.014)	-0.036** (0.014)
<i>Log(Custo Operacional)</i>					0.552*** (0.043)	0.573*** (0.043)
<i>Log(FEC)</i>					-0.069*** (0.022)	-0.068*** (0.023)
<i>Constante</i>	-2.083*** (0.162)	-2.085*** (0.166)	-4.217*** (0.599)	-4.280*** (0.603)	-2.855*** (0.606)	-3.021*** (0.610)
Observations	1,083	1,083	864	864	864	864
R ²	0.962	0.962	0.978	0.978	0.982	0.983
Adjusted R ²	0.962	0.962	0.978	0.978	0.982	0.982
Residual Std. Error	0.422	0.422	0.297	0.297	0.266	0.264
F Statistic	6,812.458***	5,445.047***	3,808.541***	3,462.891***	3,962.981***	3,708.819***
Teste: $\alpha_t + \alpha_{pt} = 0$		0.000***		0.304		0.199
$\alpha_{pt} \times 18$		-0.018		-0.09		-0.28***

Nota: metodologia e *software* conforme nota de rodapé 7. *p<0.1; **p<0.05; ***p<0. *pub* :dummy igual 1 se pública e 0 se privada, *t* = tendência, *uc* é o número de unidades consumidoras, *consumo* é o consumo de energia. Demais várias são descritas na seção I.3.1.

aumento alcançou 38%. Apesar desse distanciamento, os modelos M4 e M6 aponta que as empresas públicas ganharam produtividade no período, como revelam o teste $\alpha_t + \alpha_{pt} = 0$, mas em montante muito inferior ao das empresas privadas.

A tabela I.5 apresenta os efeitos do controle privado sobre o capital estimados por OLS. Os modelos M1-M6 se diferenciam de acordo com a mesma lógica da tabela I.4, comentada anteriormente. Em todos os modelos o coeficiente da variável *Pub* apresentou sinal negativo e significativo, indicando que o controle privado implica um maior nível de capital por unidade consumidora. A razão estimada variou de 0,9 à 0,76. A maior parte das variáveis de controle apresentaram o sinal coerente com o esperado e significância

estatística. Para não perder o foco deste trabalho, aqui também não iremos discutir de forma detalhada os resultados. Vamos ressaltar, no entanto, o coeficiente negativo e significativo da variável $\text{Log}(FEC)$, indicando uma relação positiva entre qualidade e investimentos, conforme esperado, o que sugere que parte da explicação do maior nível de investimento ocorreu em função da melhoria desse indicador.

Quando introduzirmos a variável $\text{Pub} \times t$ na especificação do modelo o coeficiente estimado da variável Pub continua negativo, mas passa a ser não significativo, o que não nos permite afirmar que o ponto de partida dos dois grupos de empresas foi distinto em relação ao nível de capital. Além disso, o coeficiente estimado para $\text{Pub} \times t$ é negativo, mas estatisticamente significativo apenas no modelo M6. Nesse modelo, os resultados sugerem que a razão entre o capital de empresas públicas e privadas partiu de 0,9 e decresceu 25% no período.

A tabela I.6 mostra os efeitos da privatização sobre os custos operacionais estimados por *Random Effects* - RE. Os coeficientes estimados guardam bastante similaridade com os resultados dos modelos OLS. Vale destacar, no entanto, o aumento do efeito estimado do controle privado nos modelos M3 e M5, principalmente neste último, que sugere que o grupo de empresas públicas possuem custos operacionais 42% maiores que o grupo das empresas privadas. Cabe destaque também o coeficiente da variável DEC, que, diferente dos modelos OLS, apresentou sinal negativo e significativo, conforme esperado pela teoria, e a queda de quase 15 pontos percentuais do coeficiente de $\text{Log}(\text{capital})$. Uma interpretação possível para esses dois efeitos é que o coeficiente estimado por OLS estava capturando parcialmente características individuais de cada empresa, e esses se correlacionam com as duas variáveis. Se esse é o caso, o modelo RE melhora a estimativa desses coeficientes. Como veremos a seguir, o mesmo ocorre quando estimamos o modelo por *Fixed Effects*.

A introdução da variável $\text{Pub} \times t$ em todos os modelos revela que o ponto de partida das empresas públicas e privadas foi desigual, ou seja, no início do período as empresas públicas já apresentavam custos operacionais superiores aos das empresas privadas. O coeficiente estimado para a variável Pub foi positivo e significativo nos modelos M2, M4 e M6. No entanto, apesar da diferença no ponto de partida, a trajetória posterior foi bastante distinta. Enquanto as empresas privadas ganharam anualmente algo em torno de 1,6% à 3,3% de produtividade operacional, as estimativas revelam uma perda de produtividade das empresas públicas no modelo M2, e um ganho bem inferior ao das empresas privadas nos modelos M4 e M6.

Os resultados da estimativa por RE da equação de capital são apresentados na tabela I.7. Todos os modelos apontam que a produtividade do capital das empresas públicas é superior a das empresas privadas, mas apenas nos modelos M1 e M5 os coeficientes são estatisticamente significativos. A maior parte dos coeficientes estimados das variáveis de controle apresenta o sinal esperado e são estatisticamente significativos. É importante

Tabela I.6 – Regressões por *Random Effects* - Custos Operacionais

	Variável Dependente: <i>Log(Custo Operacional)</i>					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
<i>Pub</i>	0.237*** (0.040)	0.101** (0.040)	0.384*** (0.071)	0.154** (0.077)	0.424*** (0.061)	0.173*** (0.067)
<i>t</i>	-0.010*** (0.001)	-0.016*** (0.001)	-0.024*** (0.003)	-0.027*** (0.002)	-0.029*** (0.002)	-0.033*** (0.002)
<i>Pub</i> × <i>t</i>		0.022*** (0.002)		0.020*** (0.003)		0.022*** (0.003)
<i>Log(uc)</i>	1.173*** (0.067)	1.236*** (0.066)	1.151*** (0.084)	1.157*** (0.083)	0.866*** (0.083)	0.834*** (0.081)
<i>log(uc)</i> ²	-0.025*** (0.006)	-0.032*** (0.006)	-0.021*** (0.007)	-0.022*** (0.007)	-0.021*** (0.006)	-0.022*** (0.006)
$\log\left(\frac{uc}{rede}\right)$			-0.044 (0.028)	-0.043 (0.028)	0.003 (0.029)	0.015 (0.030)
<i>Log(sal)</i>			0.396*** (0.073)	0.317*** (0.071)	0.244*** (0.075)	0.145** (0.073)
<i>Log(chuva)</i>			0.065* (0.034)	0.048 (0.033)	0.069** (0.033)	0.050 (0.032)
<i>Log(capital)</i>					0.269*** (0.042)	0.305*** (0.041)
<i>Log(DEC)</i>					-0.039** (0.019)	-0.040** (0.018)
<i>Constante</i>	-1.099*** (0.192)	-1.194*** (0.194)	-3.951*** (0.614)	-3.320*** (0.612)	-2.978*** (0.592)	-2.227*** (0.587)
Observations	1,083	1,083	864	864	864	864
R ²	0.735	0.749	0.816	0.819	0.858	0.861
Adjusted R ²	0.734	0.747	0.814	0.818	0.857	0.860
F Statistic	748.633***	641.111***	541.510***	485.027***	574.010***	530.037***
Teste: $\alpha_t + \alpha_{pt} = 0$		0.004***		0.03***		0.001***
$\alpha_{pt} \times 18$		0.40***		0.36***		0.40***

Nota: metodologia e *software* conforme nota de rodapé 7. *p<0.1; **p<0.05; ***p<0. *pub* :dummy igual 1 se pública e 0 se privada, *t* = tendência, *uc* é o número de unidades consumidoras, *consumo* é o consumo de energia. Demais várias são descritas na seção I.3.1.

ressaltar mais uma vez o coeficiente da variável *Log(custo operacional)*, que apresentou um sinal positivo, indicando a relação de complementaridade entre capital e custo operacional, mas dessa vez atingindo a metade do coeficiente estimado nos modelos OLS. Outro destaque é o coeficiente estimado da variável *Log(FEC)*, que apresentou sinal negativo e significativo e um valor superior ao estimado na regressão por OLS. Assim como na regressão de custos operacionais, os efeitos aleatórios aqui afetaram bastante os coeficientes estimados.

O coeficiente estimado da variável *Pub* × *t* foi negativo e significativo em 2 dos 3 modelos. Sua introdução tornou estatisticamente não significativo o coeficiente estimado de *Pub*, indicando haver evidência fraca de que as empresas públicas partiram de um nível menor de produtividade do capital. Ou seja, com exceção do modelo M4, as estimativas

revelam que a perda de produtividade das empresas privadas teria ocorrido ao longo do tempo. As estimativas por RE reforçam então os resultados do modelo OLS.

Tabela I.7 – Regressões por *Random Effects* - Capital

	Variável Dependente: <i>Log(capital)</i>					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
<i>Pub</i>	-0.126** (0.057)	-0.089 (0.059)	-0.074 (0.092)	-0.032 (0.097)	-0.136* (0.080)	-0.049 (0.084)
<i>t</i>	0.028*** (0.002)	0.029*** (0.002)	0.011*** (0.002)	0.012*** (0.002)	0.013*** (0.003)	0.015*** (0.003)
<i>Pub</i> × <i>t</i>		-0.006* (0.003)		-0.004 (0.003)		-0.009*** (0.003)
<i>Log(uc)</i>	1.413*** (0.124)	1.386*** (0.122)	1.189*** (0.097)	1.186*** (0.097)	0.857*** (0.092)	0.818*** (0.092)
<i>log(uc)</i> ²	-0.029*** (0.010)	-0.027*** (0.010)	-0.007 (0.008)	-0.006 (0.008)	0.001 (0.008)	0.002 (0.007)
<i>log</i> ($\frac{uc}{rede}$)			-0.300*** (0.032)	-0.300*** (0.032)	-0.294*** (0.030)	-0.291*** (0.030)
<i>log</i> ($\frac{consumo}{uc}$)			0.131* (0.078)	0.140* (0.078)	0.023 (0.072)	0.031 (0.071)
<i>Log(sal_capital)</i>			0.275*** (0.074)	0.286*** (0.074)	0.239*** (0.070)	0.259*** (0.071)
<i>Log(vegetação)</i>			-0.059 (0.047)	-0.057 (0.047)	-0.048 (0.039)	-0.047 (0.039)
<i>Log(chuva)</i>			-0.014 (0.035)	-0.011 (0.035)	-0.014 (0.033)	-0.010 (0.033)
<i>Log(ausência de estrada)</i>			-0.094* (0.049)	-0.091* (0.050)	-0.093** (0.044)	-0.090** (0.045)
<i>Log(custo operacional)</i>					0.261*** (0.035)	0.292*** (0.034)
<i>Log(FEC)</i>					-0.099*** (0.021)	-0.094*** (0.021)
Constant	-2.823*** (0.379)	-2.767*** (0.368)	-3.708*** (0.637)	-3.808*** (0.637)	-2.601*** (0.589)	-2.773*** (0.591)
Observations	1,083	1,083	864	864	864	864
R ²	0.810	0.817	0.875	0.875	0.895	0.896
Adjusted R ²	0.809	0.817	0.873	0.873	0.894	0.895
F Statistic	1,145.981***	963.925***	594.777***	541.439***	604.965***	563.904***
Teste: $\alpha_t + \alpha_{pt} = 0$		0***		0.019***		0.045***
$\alpha_{pt} \times 18$		-0.10*		0.07		0.16***

Nota: metodologia e software conforme nota de rodapé 7. *p<0.1; **p<0.05; ***p<0. *pub* :dummy igual 1 se pública e 0 se privada, *t* = tendência, *uc* é o número de unidades consumidoras, *consumo* é o consumo de energia. Demais várias são descritas na seção I.3.1.

Os resultados do modelo FE são apresentados na tabela I.8. Como mencionado anteriormente, as condições iniciais fazem parte dos efeitos fixos individuais e por isso não pudemos estimar o coeficiente da variável *Pub*. Os modelos M1-M3 possuem como variável dependente *Log(Custo Operacional)* e nos modelos M4-M6 a variável dependente é o *Log(Capital)*. Os resultados revelam uma substancial diferença de ganhos de produtividade operacional entre empresas públicas e privadas. A medida em que acrescentamos mais

variáveis de controle ao modelo, os ganhos de produtividade estimados aumentam, mas a diferença de ganhos de produtividade operacional se mantém. Enquanto as empresas privadas ganharam de 2,1% à 3,2% de produtividade operacional ao ano, as empresas públicas alcançaram uma variação entre 0% e 1% no período. Os modelos M4 e M6 apontam para uma diferença negativa e estatisticamente significativa entre a variação da produtividade das empresas privadas e públicas, e o modelo M5 para nenhuma diferença.

Tabela I.8 – Regressões por *Fixed Effects* - Custos Operacionais e Capital

	Variável Dependente:					
	Log(custo operacional)			Log(capital)		
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
t	-0.021*** (0.003)	-0.028*** (0.003)	-0.032*** (0.003)	0.016*** (0.004)	-0.002 (0.004)	0.002 (0.004)
$Pub \times t$	0.023*** (0.002)	0.020*** (0.003)	0.022*** (0.003)	-0.007** (0.003)	-0.003 (0.003)	-0.008*** (0.003)
$Log(uc)$	1.599*** (0.103)	1.293*** (0.158)	0.793*** (0.171)	1.963*** (0.148)	1.865*** (0.152)	1.457*** (0.149)
$Log(uc)^2$	-0.054*** (0.006)	-0.029*** (0.009)	-0.023** (0.009)	-0.043*** (0.010)	-0.019** (0.009)	-0.009 (0.009)
$log(\frac{uc}{rede})$		-0.027 (0.034)	0.039 (0.037)		-0.266*** (0.032)	-0.261*** (0.031)
$Log(sal)$		0.285*** (0.083)	0.219*** (0.084)			
$log(\frac{consumo}{uc})$					-0.103 (0.086)	-0.204** (0.082)
$log(sal_capital)$					0.214*** (0.077)	0.193*** (0.073)
$Log(chuva)$		0.021 (0.034)	0.031 (0.033)		-0.021 (0.034)	-0.019 (0.032)
$Log(capital)$			0.290*** (0.045)			
$Log(DEC)$			-0.055*** (0.018)			
$Log(custo operacional)$						0.270*** (0.034)
$log(FEC)$						-0.092*** (0.021)
Observations	1,083	864	864	1,083	864	864
R ²	0.456	0.397	0.440	0.733	0.815	0.835
Adjusted R ²	0.424	0.352	0.396	0.717	0.801	0.822
F Statistic	214.415***	75.563***	69.820***	699.868***	441.638***	405.065***
Teste: $\alpha_t + \alpha_{pt} = 0$	0.518	0.081*	0.016**	0.047**	0.268	0.199
$\alpha_{pt} \times 18$	0.41***	0.36***	0.40***	-0.13**	-0.05	-0.14***

Nota: metodologia e software conforme nota de rodapé 7. *p<0.1; **p<0.05; ***p<0. pub :dummy igual 1 se pública e 0 se privada, t = tendência, uc é o número de unidades consumidoras, consumo é o consumo de energia. Demais várias são descritas na seção I.3.1.

Os resultados das regressões por 2SLS são apresentados na tabela I.9. Os testes de instrumentos fracos (*weak instruments*) são apresentados no quadro inferior da tabela, e

em todos os casos rejeitamos a hipótese nula, ou seja, os testes sugerem boa qualidade dos instrumentos considerados. O teste Wu-Hausman indica a presença de endogeneidade nos modelos M1-M4, mas não rejeita a hipótese de ausência de endogeneidade do método OLS nos modelos M5 e M6. Portanto, podemos afirmar que, especialmente nos modelos de custos operacionais, as estimativas apresentadas na tabela [I.9](#) são mais robustas.

Os coeficientes estimados para a variável *Pub* revelam uma diferença substancial de produtividade operacional entre empresas públicas e privadas, ainda maior que a estimada pelo método OLS, superando este entre 4 e 6 pontos percentuais. Já o coeficiente estimado da variável de tendência sugere ganhos de produtividade operacionais médios de setor que variam de 1% à 2,5% ao ano. Os demais coeficientes estimados guardam, via de regra, coerência com as estimativas anteriores, com destaque para o capital, que apresentou uma relação positiva com o custo operacional. Uma exceção é o coeficiente da variável de qualidade, que se mostrou positivo, *a priori*, contrariando o esperado pela teoria.

Quando a variável dependente é o capital, a variável *Pub* passa a ter coeficiente estimado negativo e significativo. Ou seja, o modelo revela que as empresas privadas tiveram uma produtividade do capital inferior ao das empresas públicas no período. O coeficiente de *t* indica ainda que o setor experimentou perdas de produtividade no período. Os demais coeficientes estimados, em sua grande maioria, guardaram coerência com as estimativas dos demais modelos.

Tabela I.9 – Regressões por *Two Stage Least Squares* - 2SLS

	Variável Dependente:					
	Log(Custo Operacional)			Log(cpital)		
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
<i>Pub</i>	0.402*** (0.022)	0.385*** (0.021)	0.429*** (0.020)	-0.297*** (0.076)	-0.131*** (0.048)	-0.268*** (0.056)
<i>t</i>	-0.010*** (0.002)	-0.025*** (0.003)	-0.025*** (0.003)	0.027*** (0.003)	0.009*** (0.003)	0.017*** (0.003)
<i>Log(uc)</i>	0.784*** (0.045)	1.106*** (0.040)	0.697*** (0.043)	1.142*** (0.063)	1.087*** (0.042)	0.520*** (0.075)
<i>log(uc)²</i>	0.010** (0.004)	-0.016*** (0.003)	-0.020*** (0.003)	-0.005 (0.005)	-0.0003 (0.004)	0.006* (0.003)
<i>log($\frac{uc}{rede}$)</i>		-0.091*** (0.018)	-0.002 (0.018)		-0.240*** (0.023)	-0.212*** (0.020)
<i>Log(sal)</i>		0.393*** (0.070)	-0.040 (0.080)			
<i>log($\frac{consumo}{uc}$)</i>					0.366*** (0.041)	0.164*** (0.035)
<i>Log(sal_capital)</i>					0.316*** (0.091)	0.262*** (0.085)
<i>Log(vegetação)</i>					-0.006 (0.015)	-0.026** (0.012)
<i>Log(chuva)</i>		0.276*** (0.039)	0.208*** (0.036)		0.092* (0.050)	0.013 (0.044)
<i>Log(DEC)</i>			0.031* (0.017)			
<i>Log(capital)</i>			0.407*** (0.029)			
<i>Log(ausência de estrada)</i>					-0.015 (0.016)	-0.037** (0.014)
<i>Log(custo operacional)</i>						0.548*** (0.054)
<i>Log(FEC)</i>						-0.070*** (0.024)
<i>Constante</i>	-0.211* (0.128)	-3.979*** (0.477)	-1.269** (0.549)	-2.094*** (0.166)	-4.174*** (0.610)	-2.861*** (0.605)
Weak instruments	0***	0***	0***	0***	0***	0***
Wu-Hausman	0***	0.0003***	0***	0.0014***	0.4659	0.8995
Observations	1,083	864	864	1,083	864	864
R ²	0.969	0.977	0.982	0.961	0.978	0.982
Adjusted R ²	0.969	0.977	0.982	0.960	0.978	0.982
Residual Std. Error	0.313	0.255	0.229	0.430	0.297	0.266

Nota: metodologia e *software* conforme nota de rodapé 7. *p<0.1; **p<0.05; ***p<0. *pub* :dummy igual 1 se pública e 0 se privada, *t* = tendência, *uc* é o número de unidades consumidoras, *consumo* é o consumo de energia. Demais várias são descritas na seção I.3.1.

I.5 Resumo dos Resultados e Considerações Finais

Analizamos neste trabalho os efeitos do processo de privatização no SDEB ocorrido entre os anos de 1995 e 2000. Das 36 distribuidoras públicas de energia elétrica que existiam à época, 20 foram privatizadas. Além dessas empresas, haviam ainda mais 21 pequenas distribuidoras com dados disponíveis sobre controle privado no período, empresas que nunca estiverem sobre controle de órgãos públicos. Isso nos permite comparar o desempenho das empresas públicas e privadas em um período relativamente longo posterior à privatização.

Apresentamos evidências de que o processo de privatização do SDEB, e as decisões dos Estados por privatizar ou não suas distribuidoras, foi em grande medida determinado por fatores exógenos ao desempenho das empresas, em particular, por quatro aspectos fundamentais: (1) era parte de um programa mais amplo de privatizações, conduzido pelo governo federal; (2) foi profundamente marcado pela política de redução das dívidas públicas dos Estados, que vinha crescendo de forma preocupante desde a estabilização monetária; (3) tinha como um dos objetivos principais reduzir os riscos de inadimplência futura no setor elétrico, permitindo assim a venda das empresas federais de energia elétrica; e (4) a influência do novo modelo para o setor elétrico que vinha sendo desenvolvido à época. Assim o viés ideológico alinhado com o governo federal (que era dominado por uma coligação de direita segundo nossa classificação) e a situação fiscal do estado, foram os fatores determinantes na seleção inicial das empresas a serem privatizadas. Os dados reforçam essa hipótese, na medida em que havia pouca diferença de custos operacionais e estoque de capital nos primeiros anos da série (1998-1999). Isso pode ser visto claramente nas figuras I.4 e I.5. Além disso, os resultados empíricos demonstraram que boa parte dos efeitos estimados se deram após os anos iniciais. Por fim, apenas no caso dos custos operacionais encontramos evidência robusta de que no início da série as empresas públicas partiram de níveis diferentes das empresas privadas. Mas isso pode ser parcialmente explicado pelo fato de haver na amostra empresas que nasceram privadas e outras que foram privatizadas no período 1995-1996. Em função de todos esses elementos, defendemos que nossas estimativas por OLS refletem o efeito causal do controle privado das empresas sobre os custos operacionais e o capital.

Quanto aos custos operacionais, as regressões por OLS apontam que a gestão por um órgão governamental implica custos operacionais de 34% à 38% superiores à gestão privada. Já as regressões por RE alcançam uma amplitude de estimativa maior, variando de 24%, quando não consideramos variáveis de controle, a 42%, quando introduzimos todas as variáveis de controle. Por fim, as regressões por 2SLS estimam efeitos com amplitude menor,

variando de 38% à 43%. Os testes de robustez mostram, no entanto, que na partida as empresas públicas já possuíam custos operacionais superiores, variando de 10% à 17%. Não conseguimos afirmar se essa diferença se deve aos efeitos de algumas privatizações feitas em 1995 e 1996, às empresas que já eram privadas na origem, ou a outro efeito qualquer. A equação I.5 possibilita calcular o efeito da privatização expurgando os efeitos das diferenças iniciais. Expurgando as diferenças de custos operacionais que existiam na partida, os valores estimados variam de 32% à 41%, a depender do modelo. Logo, concluímos que ***a gestão das distribuidoras de energia elétrica pelo setor público implicam custos operacionais superiores à gestão privada. Os resultados então dão um suporte robusto à proposição I.1. Quanto ao montante do impacto, o efeito pode variar de 24% à 43%.***

Em relação ao capital, as evidências são menos fortes, mas os resultados apontam em geral para uma menor produtividade do capital causada pelas empresas privadas. Todas as regressões sinalizam um efeito negativo sobre a produtividade do capital pela gestão privada, e apenas um (modelo M3 da regressão por RE, tabela I.7) não apresentou significância estatística para a variável *Pub* quando não introduzimos $Pub \times t$. Quando consideramos essa variável na regressão por OLS, os resultados apontam, em dois modelos, para um efeito negativo tanto no ponto de partida quanto no período de análise, porém sem significância estatística. Nas regressões por RE e FE, apenas um modelo não apresentou significância estatística para variável $Pub \times t$, qual seja, aquele que considera todas as variáveis de controle, exceto as variáveis $Log(\text{custo operacional})$ e $Log(FEC)$. As evidências são menos fortes nesse modelo em todas as regressões. Assim, concluímos que ***a maior parte dos resultados suportam a proposição I.3. Ou seja, há evidências de que a gestão privada no SDEB gerou menores níveis de produtividade do capital. O efeito pode variar de -16% à -7%.***

É importante ressaltar que uma análise completa dos efeitos do processo de privatização do SDEB precisa ser mais abrangente do que a realizada aqui. Por exemplo, tivemos o cuidado de incluir entre as variáveis de controle algumas que mensuram a qualidade do serviço. Apesar de termos considerado as duas medidas usualmente adotadas tanto em estudos acadêmicos quanto pelos reguladores, ambas refletem apenas uma dimensão da qualidade, qual seja, a continuidade da prestação do serviço¹. No entanto, é possível que tanto a redução de custos operacionais quanto o aumento dos investimentos causados pela gestão privada tenham impactado outras dimensões da qualidade do serviço. Portanto, uma linha de pesquisa interessante seria considerar outras variáveis de qualidade como controle nas regressões.

Outra linha de investigação interessante é verificar o efeito de outros mecanismos

¹ De acordo com dados da ANEEL, mais de 90% das reclamações do usuário se referem a problemas na interrupção do fornecimento

de incentivo introduzidos pelo regulador brasileiro. Um exemplo, é o incentivo à redução de perdas de energia introduzidos em 2009, que passou a definir os níveis regulatórios de perdas a partir de técnicas de YC e dissociar níveis reais e regulatórios de “perdas comerciais”². Outro exemplo é a introdução de mecanismos de incentivo à qualidade, ocorridos em 2003 e 2009. No primeiro caso, o regulador criou um incentivo via aumento de preços para a melhoria da percepção de qualidade por parte do consumidor quanto ao serviço prestado. No segundo, o aumento de tarifa passou a ser vinculado a indicadores técnicos de qualidade. Posteriormente, a ANEEL passou adotar tanto indicadores técnicos como de percepção da qualidade em mecanismos de estímulo. Não conhecemos trabalhos que procuram avaliar o efeito dessas medidas sobre o nível de qualidade do serviço.

Por fim, a escolha do modelo de regulação a ser adotado para o capital investido deve levar em consideração, além dos incentivos a ganhos de eficiência, o efeito da incerteza sobre as decisões das empresas (GUTHRIE, 2006). Gilbert e Newbery (1994), e Williamson (1976) ressaltam também a importância da Regulação por RR para evitar oportunismos seja da empresa ou do regulador e, assim, reduzir riscos e a consequente realização de um nível de investimentos abaixo do desejado. Outro ponto importante é que a regulação CS evita problemas de *Cream Skimming* (LAFFONT; TIROLE, 1990). Sem a análise cuidadosa desses efeitos é precipitado concluir pela introdução de incentivos mais fortes na regulação do capital

Feitas essas considerações, pode-se afirmar que a principal contribuição deste trabalho foi demonstrar empresas controladas por agentes privados possuem níveis de produtividade menores que por agentes públicos se o regime regulatório é de elevado poder de incentivo. Empresas privadas não se comportam de forma como gostaríamos sem um ambiente institucional adequado, em especial, que as incentive a agirem na direção que a sociedade gostaria. Essas conclusões ganham importância ainda maior em face da retomada recente do debate sobre o tema no cenário político brasileiro, bem como o movimento recente de privatizações ocorrido nos setores de infraestrutura aeroportuária e no setor elétrico. Vale ressaltar também, para finalizar, a importância do tema face os grandes desafios fiscais que o Brasil enfrentará nos próximos anos e a consequente dificuldade de realização de investimentos via setor público, cenário parecido com o enfrentado na década de 1990.

² Perdas comerciais são aquelas oriundas de furto de energia e erros de medição. Ver ANEEL (2011b) e ANEEL (2015a)

Parte II

Como as Trocas de Controle Societário
Afetam o Desempenho das Empresas
em um Regime de Regulação por
Incentivos?

II.1 Introdução

Após as reformas setoriais ocorridas ao longo dos últimos 30 anos, e o maior peso de empresas privadas operando como monopolistas na prestação de bens e serviços, uma das principais funções que vem sendo exercidas pelos reguladores é a definição de mecanismos de incentivo para que as empresas busquem os objetivos definidos pela sociedade. Atentos a esse movimento, trabalhos acadêmicos produziram nas últimas décadas uma infinidade de mecanismos de incentivo, parte deles efetivamente aplicada por agências reguladoras. Esse conjunto de mecanismos é classificado por alguns como *Performance Based Regulation* (PBR) ou simplesmente *Incentive Regulation* (IR) (JOSKOW, 2014; ARMSTRONG; SAPPINGTON, 2007; LAFFONT; TIROLE, 1993).

Uma vez implementado um mecanismo de incentivo, o regulador espera que a empresa reaja a ele exercendo o nível de esforço desejado e alcance o objetivo pretendido. A literatura assume, geralmente, que a resposta aos mecanismos é a mesma, independente de qual é a empresa regulada. Ou seja, duas firmas que atuam em um mesmo ambiente ρ irão responder da mesma forma ao mecanismo de incentivo, e alcançarão o mesmo resultado. Como ρ é tido como um fator externo, não gerenciável, seus efeitos sobre os custos devem ser integralmente repassados aos consumidores (LAFFONT; TIROLE, 1993).

Ha, no entanto, várias razões para se acreditar que essa premissa, muitas vezes, não possui amparo no mundo real. Na parte I desta Tese apresentamos uma lista de estudos que demonstram que empresas controladas por órgãos governamentais possuem desempenho inferior, seja em termos de custos ou da qualidade do serviço, quando operam em um contexto de regulação por incentivos ou competição. O estudo apresentou também uma série de evidências de que, no caso do Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro (SDEB), as empresas controladas por acionistas privados possuem níveis de custo operacional mais baixo que por acionistas públicos. Por outro lado, os resultados sugerem que empresas privadas possuem produtividade do capital inferior às públicas. As evidências sugerem então que as empresas mudam seu comportamento a depender do tipo de controlador, se público ou privado.

Há também diversos estudos que mostraram que algo similar ocorre entre acionistas privadas. Estudos empíricos demonstram que, mesmo em setores competitivos, há uma grande heterogeneidade de resultados entre firmas atuando em um mesmo mercado¹. A literatura aponta que parte dessas diferenças pode ser explicada pela “habilidade empresarial” da empresa (BLOOM; REENEN, 2007; SYVERSON, 2011). Segundo essa literatura, as empresas possuem diferentes níveis de “habilidade” para gerir seus negócios

¹ Um bom *survey* dessa literatura se encontra em Bloom e Reenen (2007) e Syverson (2011)

e, por isso, alcançam resultados distintos. Isso pode explicar, por exemplo, porque os resultados de uma unidade de produção se altera após um movimento de fusão ou aquisição. Há uma considerável literatura empírica demonstrando que quando muda-se a empresa ou o administrador que gerencia uma unidade produtiva há aumento de produtividade, de lucratividade, e melhoria de outros indicadores de desempenho². Na medida em que trata-se de uma mesma unidade de produção, muitas vezes atuando em um mesmo mercado, sua explicação não advém de fatores externos à firma, mas da maior habilidade da nova empresa na condução do negócio. Se isso ocorre em setores competitivos, é razoável esperar que também ocorra em setores regulados.

Não conhecemos estudos teóricos ou empíricos que analisam as consequências para a regulação da existência de empresas com níveis diferentes de habilidade empresarial ou de trocas de controle societário. Para preencher esse *gap*, construímos um modelo teórico simplificado, utilizando como referência o regime de regulação adotado no Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro - SDEB, um regime muito próximo ao descrito em Joskow (2014). Depois, elaboramos uma função custo composta de um parâmetro determinístico e uma interação entre o nível de esforço exercido pela empresa e o nível de habilidade empresarial do controlador³. A principal implicação dessa interação é que, no regime adotado no SDEB, o esforço ótimo da empresa será diretamente proporcional ao nível de habilidade do controlador e, por consequência, os custos operacionais são tão menores quanto maior a habilidade empresarial.

Analisamos também o efeito da habilidade empresarial sobre o nível de capital. Nesse caso, não assumimos uma relação direta entre habilidade empresarial e capital. No entanto, assumimos que este o custo de capital é inversamente proporcional ao fluxo de caixa esperado da empresa. Como a habilidade afeta positivamente esse fluxo, na medida em que reduz os custos operacionais, uma maior habilidade provoca, indiretamente, um aumento do nível de capital.

O modelo teórico implica, portanto, que a maior habilidade empresarial possui duas consequências: (1) diminui os custos operacionais e (2) aumenta o nível de capital. Ocorre que, como essa variável não é observável, as proposições acima não podem ser testadas empiricamente. No entanto, se assumirmos hipóteses⁴ plausíveis no caso do SDEB, a troca de controle implica a substituição de um acionista menos habilidoso por outro mais habilidoso, e a troca de controle terá os mesmos efeitos de um aumento da habilidade empresarial. Com isso, o modelo possui duas proposições empiricamente testáveis: (1) a

² Ver, por exemplo, Maksimovic e Phillips (2001), Jovanovic e Rousseau (2002), Bertrand e Schoar (2003), Rhodes-Kropf e Robinson (2008), David (2011), Davis et al. (2014) e Braguinsky, Mityakov e Liscovich (2014)

³ Controlador, neste trabalho, é a empresa ou pessoa física que detém o poder de controle de uma ou mais unidades de produção. A habilidade empresarial é uma característica deste

⁴ As hipóteses são: (1) existe um mercado de trocas de controle societário, (2) acionistas maximizam lucros e (3) o regulador possui *regulatory commitment*

troca de controle societário provoca uma redução de custos operacionais e (2) a troca de controle causa um aumento do nível de capital.

Analizamos empiricamente as duas proposições utilizando uma base de dados em painel, contemplando 57 distribuidoras de energia elétrica brasileiras no período 1998-2016, totalizando 1.083 observações. Esse conjunto de empresas atende a mais de 99% dos consumidores brasileiros, portanto, nossa amostra contempla praticamente todo o SDEB. Houve no período 37 trocas de controle, ocorridas em diferentes momentos, e um pouco mais de 40% das empresas mudaram de controlador. O modelo econométrico adotado foi o *Diferenças-em-Diferenças*. Para analisar a robustez dos resultados e a relação de causalidade fizemos uma análise informal e realizamos segunda análise econométrica. Os resultados alcançados confirmam as duas proposições. As trocas de controle societário reduzem, em média, de 10% a 20% os custos operacionais e aumentam de 6% à 10% o nível de capital. Os resultados se mostraram robustos a todos os testes e análises realizadas.

Apesar de focarmos em um país específico, acreditamos que nossa análise possui uma maior abrangência, na medida em que o regime de regulação que vem sendo adotado no SDEB desde a segunda metade da década de 1990 é similar ao modelo adotado por boa parte dos países da Europa, da América Latina, alguns estados norte-americanos e Austrália. A característica mais marcante desse regime é a presença de fortes incentivos à redução de custos operacionais e incentivos fracos para a redução de custos de capital (JOSKOW, 2014).

Este trabalho está relacionado a pelo menos duas literaturas. A primeira corresponde aos trabalhos associando produtividade à controle societário. Um ramo dessa literatura se refere aos trabalhos empíricos que analisam os efeitos de trocas de controle societário sobre a produtividade de empresas ou unidades produtivas, como Maksimovic e Phillips (2001), Jovanovic e Rousseau (2002), Bertrand e Schoar (2003), Rhodes-Kropf e Robinson (2008), David (2011), Davis et al. (2014) e (BRAGUINSKY et al., 2015). Os resultados de todos esses trabalhos demonstram, via de regra, que empresas adquiridas aumentam sua produtividade. Outro ramo é formado pelos trabalhos que buscam identificar práticas administrativas (*management practices*) que implicam aumento da produtividade, como em Bloom e Reenen (2007), Bloom e Reenen (2010), Bloom, Sadun e Reenen (2012b) e Bloom, Sadun e Reenen (2012a), entre outros. Bloom e Reenen (2007), por exemplo, realizam uma investigação empírica que demonstra haver diferenças entre as práticas administrativas entre países, indústrias ou mesmo dentro de uma mesma indústria e o impacto dessas diferenças sobre a produtividade das firmas.

A segunda se refere à literatura sobre Regulação Econômica, em particular, os trabalhos teóricos sobre os efeitos do regime *price cap* (BEESLEY; LITTLECHILD, 1989; CABRAL; RIORDAN, 1989; CLEMENZ, 1991; LISTON, 1993) e os efeitos da regulação *Cost-Plus* sobre investimentos (AVERCH; JOHNSON, 1962; BAUMOL; KLEVORICK,

1970; BAILEY; COLEMAN, 1971; KLEVORICK, 1973). Além disso, este trabalho se insere em uma longa tradição de trabalhos que procuram, ao invés de desenvolver modelos “normativos” de regulação, formalizar os modelos reais utilizados pelos reguladores, analisar seus efeitos e propor melhorias incrementais, como Schmalensee (1989), Lyon (1996), Mayer e Vickers (1996), Burns, Turvey e Weyman-Jones (1995), Burns, Turvey e Weyman-Jones (1998), Kridel, Sappington e Weisman (1996), Armstrong e Sappington (2007).

Por fim, Joskow (2014) e outros autores chamam a atenção para a distância entre os regimes teóricos de regulação discutidos na literatura e os regimes reais, aplicados pelos reguladores. Concordamos com a crítica e acreditamos que este trabalho diminui um pouco esse *gap* ao procurar desenvolver um modelo teórico mais próximo possível do regime real e analisar empiricamente seus efeitos. Com isso, nossos resultados podem ter implicações não somente sobre o debate acadêmico mas também sobre o debate que ocorre entre reguladores, empresas reguladas e consumidores.

Além desta introdução, este trabalho possui mais 4 capítulos. No capítulo II.2 desenvolvemos um modelo teórico do regime de regulação econômica adotado no SDEB. No capítulo II.3 apresentamos a estratégia empírica adotada. No capítulo II.4 apresentamos os resultados. Por fim, no capítulo II.5 fazemos nossas considerações finais.

II.2 Efeitos da Troca de Controle Societário no Setor de Distribuição de Energia Elétrica

O objetivo deste capítulo é formular as proposições a serem testadas a seguir. Nosso ponto de partida é o modelo teórico “estilizado” do regime de regulação adotado no SDEB apresentado na seção I.2.2. Para simplificar a análise, sem perda de generalidade, vamos supor: (1) que o consumo de energia não varia no tempo (normalizada para =1); (2) ganhos de produtividade nulos ($x = 0$); (3) ausência de inflação; (4) ausência de impostos sobre a renda; (5) $p_a + p_t = 0$ (ou seja, $p_b = p$); (6) vida útil T de qualquer investimento inferior à 8 anos; (7) que a revisão tarifária ocorre a cada 4 anos; e (8) que as decisões de investimentos são independentes no tempo, ou seja, a decisão de investimento em j não afeta a decisão em $t \neq j$.

Seja δ o fator de desconto intertemporal. O ganho da empresa i (Π_i) no período que se estende de j à J é dado por

$$\Pi_i = \int_j^J \delta^t (p_{ti} - c_{ti}) dt \quad (\text{II.1})$$

onde c_{ti} é o custo total e p_{ti} é o preço. Este pode ser segregado em duas partes, conforme equação abaixo

$$p_{ti} = p_{o_ti} + p_{k_ti} \quad (\text{II.2})$$

onde, p_{o_ti} é a parcela do preço correspondente aos custos operacionais no ano t , definida na última revisão tarifária e p_{k_ti} é a parcela correspondente aos custos de capital, também definida na última revisão tarifária. Pelas premissas adotadas, essas parcelas permanecem fixas até a revisão tarifária seguinte.

O custo da empresa i é dado por

$$c_{ti} = k_{ti} + o_{ti} \quad (\text{II.3})$$

onde, o_{ti} é o custo operacional e k_{ti} é o custo de capital.

Podemos então segregarmos o lucro em duas partes:

$$\Pi_i = \Pi_{oi} + \Pi_{ki} \quad (\text{II.4})$$

onde,

$$\Pi_{oi} = \int_j^J \delta^t (p_{o_ti} - o_{ti}) dt \quad (\text{II.5})$$

$$\Pi_{ki} = \int_j^J \delta^t (p_{k_ti} - k_{ti}) dt \quad (\text{II.6})$$

Primeiro vamos analisar, na seção II.2.1, os efeitos dessas regras sobre as decisões de custos operacionais por parte das empresas. Aqui vamos introduzir o papel que os acionistas possuem no modelo. Na seção II.2.2 discutimos os efeitos sobre os custos de capital.

II.2.1 Efeitos sobre os Custos Operacionais

O custo operacional é definido por

$$o_{it} = \rho - h_i e_{it} \quad (\text{II.7})$$

onde, ρ é uma variável exógena (não gerenciável), e_{it} é o esforço da empresa, e h_i reflete a “habilidade empresarial” do acionista.

Quem define o nível de e_{it} é a empresa (seus administradores). No entanto, o impacto de e_{it} sobre os custos irá depender de h_i . Em nosso modelo, essa variável representa o que denominamos “habilidade empresarial”, e está vinculada ao controlador.

Há várias explicações possíveis para a habilidade empresarial impactar o efeito do esforço da empresa sobre os custos. Por exemplo, os acionistas mais habilidosos conseguem direcionar esse esforço para projetos mais produtivos. Assim, para o mesmo nível de esforço da empresa, acionistas mais habilidosos conseguem escolher projetos cuja redução de custo é maior. Outra possível explicação é a habilidade de escolher bons administradores com perfil adequado para o tipo de trabalho empregado. A maior habilidade pode ter origem diversa, tal como a obtenção de informações “privilegiadas”, a experiência anterior com outras empresas controladas ou pode ser resultado de uma inovação de processo. Para os fins deste trabalho, não importa a razão do acionista possuir um determinado nível de habilidade. Vamos assumir também que h_i não se altera no tempo.

Apesar de e_{it} ser uma variável escolhida pela empresa, estamos assumindo que o acionista consegue obter da empresa qualquer nível de esforço por meio de um mecanismo de incentivo. Mas esse esforço gera custos não pecuniários à empresa e, por isso, cada nível de e_{it} tem como contrapartida desembolsos (u_{it}) por parte do acionista, conforme equação a seguir

$$u_{it} = \varphi e_{it}^2 \quad (\text{II.8})$$

onde, φ é um parâmetro da função, único para todos os acionistas.

Definidas essas funções, podemos agora analisar o efeito do modelo sobre as decisões dos acionistas e empresa. Primeiro, como discutimos na seção I.2.2, p_{o_it} independe de o_{ti} .

Além disso, o_{ti} independe de o_{yi} , onde $t \neq y$. Portanto, em qualquer momento t o problema do acionista i é o mesmo, conforme abaixo

$$\min_{e_{it}} u_{it} + o_{ti} \quad (\text{II.9})$$

Sem perda de generalidade, vamos supor que a restrição de participação do acionista é atendida na solução ótima e omitir essa restrição da descrição do problema. A solução do problema é dada por

$$e_{it}^* = \frac{h_i}{2\varphi} \quad (\text{II.10})$$

Assim, o custo operacional ótimo é definido por

$$o_{it}^* = o_i^* = \rho - \frac{h_i^2}{2\varphi} \quad (\text{II.11})$$

Podemos fazer então nossa primeira proposição:

Proposição II.1 *No regime de regulação adotado no SDEB o custo operacional o_i é tanto menor quanto maior a habilidade empresarial.*

A proposição 1 implica que

Proposição II.2 *No regime de regulação adotado no SDEB o lucro operacional Π_{oi} é tanto maior quanto maior a habilidade empresarial*

Sejam duas empresas quaisquer, controladas cada um por acionista, respectivamente, M e N , tal que $h_M > h_N$. Vamos supor que ambos conhecem pelo menos seus próprios níveis de habilidade. Como $\Pi_{oM} > \Pi_{oN}$, existe um valor x , tal que $\Pi_{oM} > x > \Pi_{oN}$. Vamos supor ainda que exista um mercado de troca de controle societário¹, sem custos de transação, em que os acionistas informam os valores de x_{mi} e y_{mi} que estão dispostos a, respectivamente, comprar e vender a empresa i , para todo $i \in I$, onde I é o conjunto de empresas, e m indexa o acionista. É fácil notar que a mudança de controle de uma empresa do acionista N para M , em troca do pagamento de x , maximiza o lucro de ambos os acionistas. Assumindo então que os acionistas são maximizadores de lucro, podemos afirmar que, *tudo o mais constante*,

Proposição II.3 *A troca de controle no SDEB implica que o acionista comprador possui um maior nível de habilidade empresarial que o acionista vendedor.*

Logo, podemos afirmar que

¹ De fato, há evidência empíricas de que tal mercado existe, ver por exemplo [Jensen e Ruback \(1983\)](#).

Proposição II.4 *A troca de controle no SDEB provoca redução de custos operacionais.*

Uma desvantagem das proposições II.1, II.2 e II.3 é que as mesmas não podem ser testadas empiricamente, na medida em que a habilidade empresarial é uma variável não observável, a menos que seja possível construir uma boa *proxy* para ela (BLOOM; REENEN, 2007). No entanto, ainda que tivéssemos uma *proxy*, é provável que as estimativas sofram de endogeneidade devido às características do problema, aumentando sobremaneira a complexidade para a estratégia empírica. A grande vantagem da Proposição II.4 é que a troca de controle é um dado observável, portanto, a mesma é passível de ser testada empiricamente.

II.2.2 Efeitos sobre o Capital

Vamos supor, por simplificação, que a única diferença entre custo e receita do investimento realizado esta na diferença entre a taxa de retorno definida pelo regulador e a taxa de captação de recursos (próprios e de terceiros). Isso equivale a supor que (1) não há baixas de ativos, (2) o prazo de amortização dos recursos é igual á vida útil definida pelo regulador, (3) o perfil de pagamento é também idêntica (Sistema de Amortização Constante - SAC) e (4) o regulador reconhece o valor investido integralmente, mas sem acréscimos, na definição da *BRR*. Obviamente, nenhuma das hipóteses são realistas, mas assumir premissas diferentes, além de perder o foco de nossa análise, não afetaria as conclusões deste trabalho, que não busca analisar o nível de investimentos mas as diferenças de comportamento entre controladores.

Primeiro analisaremos a taxa de captação (w_i). Vamos modelar w_i como função de duas variáveis. A primeira, que independe das características do acionista, é o volume de investimentos (I). Vamos assumir que, tudo o mais constante, w_i é tanto maior quanto maior o volume de investimentos. A segunda é a capacidade de pagamento da empresa. Essa capacidade está relacionada ao fluxo de caixa esperado $\Pi_i^e = E(\Pi_i)$. Quanto maior Π_i^e maior a capacidade de pagamento de um empréstimo, menor o risco e, portanto, menor a taxa de captação. Assim, vamos assumir a seguinte função para a taxa de captação

$$w_i = f(I) + g(\Pi_i^e) \quad (\text{II.12})$$

$$\frac{\partial g}{\partial \Pi_i^e} \leq 0, \quad \frac{\partial f}{\partial I} \geq 0 \quad (\text{II.13})$$

A equação II.12 nos permite estabelecer uma relação indireta entre habilidade empresarial e a taxa de captação. De acordo com a Proposição II.2, quanto maior a habilidade empresarial maior o lucro operacional e, portanto, maior o fluxo de caixa

esperado. Mas, como $\Pi_i^e = f(h_i, \dots)$ e $\frac{\partial \Pi_i^e}{\partial h_i} \leq 0$, temos

$$\frac{\partial w_i}{\partial h_i} \leq 0 \quad (\text{II.14})$$

Seja um ano j qualquer e κ_{ij} o custo do investimento da firma i realizado nesse ano. Esse custo é definido pela equação abaixo

$$\kappa_{ij} = I \int_j^{j+T} \delta^{t-j} [w_i (1 - d(t-j)) + d] dt \quad (\text{II.15})$$

onde, $d = \frac{1}{T}$

Seja

$$\varsigma_i = \int_j^{j+T} \delta^{t-j} [w_i (1 - d(t-j)) + d] dt \quad (\text{II.16})$$

Temos então

$$\kappa_i = \varsigma_i I \quad (\text{II.17})$$

$$\frac{\partial \varsigma_i}{\partial h_i} < 0, \frac{\partial \varsigma_i}{\partial I} > 0 \quad (\text{II.18})$$

Partindo I.8, a receita desse investimento é definida por

$$R_j = \rho I \quad (\text{II.19})$$

Sem perda de generalidade, vamos supor que a restrição de participação do acionista é atendida na solução ótima e omitir essa restrição da descrição do problema. Em cada momento j o acionista resolve o seguinte problema

$$\max_I I(\rho - \varsigma_i) \quad (\text{II.20})$$

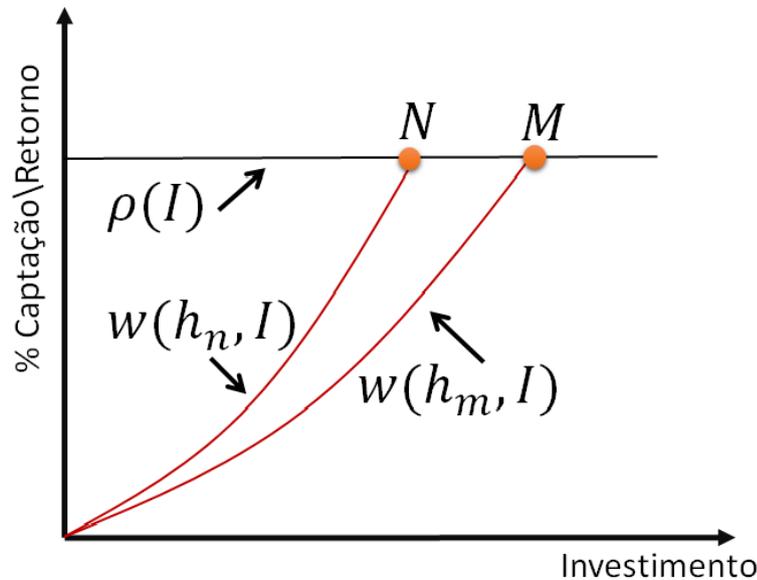
A condição de primeira ordem é definida conforme abaixo.

$$\varsigma_i + \frac{d\varsigma_i}{dI} I = \rho \quad (\text{II.21})$$

Vimos na seção I.2.2 que o nível de investimentos depende de j , sendo tanto maior quanto mais próximo estiver da revisão tarifária seguinte. No entanto, vale notar que a condição acima independe de j .

Seja I^* o nível ótimo de investimentos. Como ρ não depende de h_i , e $\frac{d\varsigma_i}{dI} > 0$, para todo I , e também não depende de h , pelo teorema do envelope temos

$$\frac{dI^*}{dh_i} > 0 \quad (\text{II.22})$$



Nota – w é a curva de taxa de captação e ρ é a taxa de retorno definido pelo regulador

Figura II.1 – Relação entre h e o Equilíbrio de investimentos

Ou seja, quanto maior a habilidade maior o nível de investimentos. A figura II.1 ilustra o ponto de equilíbrio para dois níveis de habilidade M e N , onde a habilidade de M é superior à N . Como ρ , pelas regras detalhadas em I.4, independe do nível de investimentos, o mesmo é representado pela reta horizontal. Com a hipótese de que as taxas de captação aumentam com o volume de investimento, a curva w é positivamente inclinada para qualquer nível de habilidade. De II.12, temos que a maior habilidade desloca a curva de w para direita. Logo, o ponto ótimo M é superior N .

Logo, podemos afirmar que

Proposição II.5 *No regime de regulação adotado no SDEB o investimento realizado é tanto maior quanto maior a habilidade empresarial do acionista controlador.*

A Proposição II.5 combinada com a Proposição II.3 implica que

Proposição II.6 *A troca de controle no SDEB provoca um aumento do nível de investimentos.*

A grande vantagem da Proposição II.6, de forma análoga à Proposição II.4, é que a mesma pode ser testada empiricamente. Na próxima seção iremos apresentar a estratégia empírica para testar essas duas proposições.

II.3 Estratégia empírica

II.3.1 Base de Dados

A base de dados utilizada neste estudo é essencialmente a mesma do estudo apresentado na Parte I e está detalhada na seção I.3.1. As informações sobre controle societário foram levantadas nos sites das próprias empresas, da ANEEL e da Comissão de Valores Imobiliário - CVM. Consideramos, via de regra, apenas o controlador direto das companhias. Assim, por exemplo, se a empresa A detém o controle de uma distribuidora de energia, e a empresa B possui o controle de outra, mesmo ambas tendo um ou mais acionistas comuns, elas são vistas neste estudo como empresas distintas, a menos que A e B sejam controladas por um único acionista. Temos alguns poucos casos em que há participação de um mesmo acionista em diversas empresas que controlam distribuidoras no SDEB, o que ocorre, em geral, devido a participação de fundos de pensão de empresas públicas, como o Banco do Brasil, a Caixa Econômica, e do BNDESPAR. No entanto, em nenhum caso esses acionistas detêm sozinhos o controle de uma empresa, participando da administração em conjunto com alguma empresa privada, principalmente empresas estrangeiras e grandes grupos privados nacionais, conforme figura II.2.

Uma grande vantagem de qualquer estudo sobre controle societário no SDEB é que para a identificação do controlador não são necessárias grandes investigações sobre participação acionária e acordos de acionista. A legislação prevê que a troca de controle sem prévio conhecimento ou autorização do poder concedente pode ocasionar perda da concessão, portanto essa identificação é confiável¹. A regulação prevê também o envio para a ANEEL de toda a estrutura de controle indireto para aprovação de qualquer ato de transferência de controle ou mudança estatutária que implique mudança de controle. Por isso, em todos os casos é possível identificar tanto os controladores diretos quanto os indiretos.

Tivemos no período 94 combinações empresas-controladores e um total de 45 controladores. Na figura II.2 é apresentada uma classificação simplificada do perfil dos acionistas presentes no SDEB no período. Na maior parte dos casos, os acionistas são

¹ Alguns casos pontuais exigiram tratamentos específicos. Uma concessionária no período, a Bandeirante Energia, foi cindida em duas partes em 2001, se transformando em duas empresas, cada uma com um controlador diferente. Como na maior parte do período observamos duas empresas distintas, utilizando como referência os dados de 2001, promovemos um rateio dos dados do período anterior. Assim, por exemplo, a Bandeirante Energia em 2000 é vista na amostra como duas empresas, cujo número de consumidores, custos, qualidade, etc., consiste na proporção observada em 2001 de cada uma das empresas cindidas. Tivemos um caso inverso em 2009, em que duas empresas, Manaus Energia e CEAM, se fundiram e trocaram o controlador. Nesse caso, os dados anteriores a 2009 foram somados e as duas empresas são vistas na base de dados como apenas uma, a Amazonas Energia

peças jurídicas. A exceção são pequenas empresas familiares de capital fechado, que detinham aproximadamente 14% do total de empresas, mas que atendiam a um percentual inferior à 0,5% do total de consumidores. Vale destacar que a maior parte das empresas (33%) estiverem sob controle de grandes empresas de capital nacional, mas um percentual razoável se encontrava sobre controle de capital estrangeiro (17%) e misto² (6%). Destaca-se também a presença forte de estatais estaduais (29% do número de consumidores) no setor.



Figura II.2 – Participação de Acionistas por Tipo no SDEB

Ocorreram 37 trocas de controle societário no período. Ao todo, 25 empresas, 46% da amostra, trocaram de controlador, das quais 16 passaram por apenas uma troca de controle, 6 por 2 e 3 tiveram 3 trocas no período. Essas trocas ocorreram em vários momentos, conforme figura II.3. No ano da troca consideramos que a empresa está sob controle do acionista que está vendendo a empresa, tendo em vista o período inicial de transição de administração, mudanças e aprendizado, que é natural desse processo.

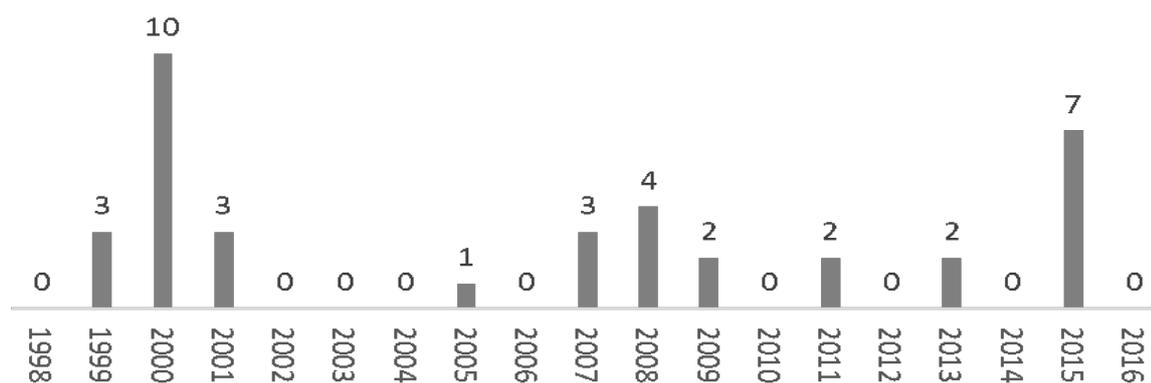


Figura II.3 – Trocas de Controle Societário por Ano

A maior parte das privatizações no SDEB se concentrou no período 1996/1998³, mas tivemos 7 privatizações no período 1999/2000, que fazem parte portanto da amostra.

² O termo "capital misto" se refere às empresas que possuem controle compartilhado por pelo menos dois tipos de controlador, como empresas públicas e privadas (LIGHT) e empresas de capital estrangeiro e nacional (grupo Neenergia).

³ Ver seção I.2.1

É interessante notar que logo após as privatizações houve várias trocas de controle no setor, 13 nos anos de 2001 e 2002. Após esse movimento inicial, houve um período de 5 anos com um baixo volume de trocas (uma troca apenas). O movimento é retomado em 2007, e o setor passa a experimentar uma média de 2 trocas por ano⁴.

Assim, a maior parte das trocas da amostra, 27 eventos, ocorreram entre acionistas privados. Temos duas trocas de controle de um acionista público para outro público (Amazonas e Celg) e uma troca de um acionista privado para um acionista público (Light)

II.3.2 Estratégica Empírica

Para testar as proposições II.4 e II.6 acima, iremos estimar as duas regressões descritas abaixo

$$\log(o_{it}) = c + \beta_o D_{it} + \beta_e \mathbf{E}_i + \beta_t \mathbf{E}_t + \beta_v \mathbf{V}_{it} + e_{it} \quad (\text{II.1})$$

$$\log(k_{it}) = c + \beta_k D_{it} + \beta_e \mathbf{E}_i + \beta_t \mathbf{E}_t + \beta_v \mathbf{V}_{it} + e_{it} \quad (\text{II.2})$$

onde, o_{it} são os custos operacionais unitários (por MWh), k_{it} é o capital unitário (por MWh), D_{it} é uma *dummy* de troca de controle (detalhada a seguir), \mathbf{E}_t são os efeitos fixos de tempo, \mathbf{E}_i são os efeitos fixos de empresa, Mwh é volume de energia consumida e \mathbf{V}_{it} é um conjunto de variáveis de controle, que não necessariamente são idênticas nas duas regressões⁵.

Utilizamos duas abordagens na construção de D_{it} . Na primeira, que denominaremos **DP**, adotamos o valor 0 para o primeiro controlador e 1 para os demais. Nesse caso estamos comparando o desempenho do primeiro controlador com a média dos controladores

⁴ O caso mais conhecido de troca de controle recente é a do chamado Grupo Rede. O grupo possuía 8 empresas no SDEB, espalhadas por diversos estados. Depois de diversos problemas financeiros e de diversas negativas da ANEEL a pedidos de reequilíbrio das tarifas, um de suas empresas, a CELPA, entrou em recuperação judicial em 2013, e o Regulador realizou uma intervenção nas demais empresas do grupo no ano seguinte. O caso demonstra o forte posicionamento do órgão regulador no sentido de aplicar as regras de cálculo tarifário e, caso a empresa seja ineficiente, permitir inclusive a falência por má gestão empresarial. Após o pedido de recuperação judicial, as empresas foram compradas por outros acionistas, que promoveram uma recuperação das empresas.

⁵ Iremos considerar as seguintes variáveis de controle: (1) consumo total de energia, com o objetivo de capturar ganhos de escala; (2) consumo por unidade consumidora, percentual de consumidores rural sobre o total e percentual de consumidores industriais sobre o total, como objetivo de capturar as características do mercado consumidor; (3) salário médio da região onde a empresa atua, para isolar eventuais efeitos da variação diferenciada no tempo dos salários regionais; (4) DEC (duração média de interrupção de energia), caso a variável dependente seja os custos operacionais, e FEC (frequência média de interrupções), caso seja o capital, ambas com o objetivo de controlar para a qualidade do serviço; (5) *dummy* indicando o racionamento de energia, ocorrido em 2001 e 2002 nas regiões Sudeste, Centro Oeste e Nordeste; (6) e uma variável de tendência específica para a região sul, que não experimentou troca de controle no período. Por fim, nas regressões de capital iremos incluir uma *dummy* identificando os dois anos anteriores à revisão tarifária para capturar o efeito de um maior nível de incentivo á realização de investimentos nos anos anteriores ao da revisão.

seguintes. Na segunda abordagem, que denominaremos **DU**, a referência é sempre o último controlador, que assume valor 1, enquanto os controladores anteriores assumem valor 0. Assim, nesse caso comparamos sempre o desempenho do último controlador com a média dos controladores anteriores.

Por fim, introduzimos em alguns modelos os custos operacionais na equação de capital e o custo de capital na equação de custos operacionais. O objetivo é controlar para os prováveis efeitos de complementaridade ou substituição que uma variável pode apresentar sobre a outra. O grande cuidado com as variáveis de custo e qualidade é que são endógenas e afetadas pela troca de controle. Por isso, estimamos modelos com e sem essas variáveis.

Para verificar a robustez das estimativas, apresentamos uma análise informal e estimamos uma regressão alternativa, que consiste na introdução de uma *dummy* identificando os dois últimos anos antes da troca de controle. O objetivo desse teste é verificar se a relação de causalidade não é inversa, ou seja, se as empresas que já vinham ganhando eficiência foram adquiridas, na verdade, em função disso.

Por fim, experimentamos também uma segunda abordagem. Ao invés de estimarmos o efeito das trocas de controle, comparamos o desempenho de cada controlador substituindo os efeitos fixos de empresa por *dummies* que identifiquem o acionista controlador. O risco que se corre com essa abordagem é os coeficientes estimados confundirem as características da área de concessão com o desempenho devido exclusivamente a habilidade empresarial do controlador. Para mitigar esse efeito, adotamos duas medidas. A primeira é que só identificamos controladores que possuem pelo menos três empresas. Além disso, agrupamos as estatais que possuem apenas um controlador e as demais empresas como um conjunto de “Outro Acionistas”. A segunda é a introdução de um conjunto mais amplo de variáveis de controle que caracterizam as áreas de concessão onde atuam as empresas, que dispomos para um período mais recente⁶. As equações estimadas são apresentadas abaixo

$$\log(o_{it}) = c + \beta_c \mathbf{E}_c + \beta_e \mathbf{E}_i + \beta_t \mathbf{E}_t + \beta_v \mathbf{V}_{it} + e_{it} \quad (\text{II.3})$$

$$\log(k_{it}) = c + \beta_c \mathbf{E}_c + \beta_e \mathbf{E}_i + \beta_t \mathbf{E}_t + \beta_v \mathbf{V}_{it} + e_{it} \quad (\text{II.4})$$

onde, \mathbf{E}_c é um conjunto de *dummies* identificando os controladores.

Na seção II.4.1 apresentamos os resultados e na seção II.4.2 a análise de robustez.

⁶ São elas: (1) extensão de rede, (2) grau de declividade da rede, (3) índice pluviométrico, (4) percentual de redes que não possuem estradas pavimentadas próximas, (5) percentual de redes em áreas de vegetação alta, (6) complexidade socioeconômica da área de concessão, (7) percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, (8) percentual de perdas técnicas sobre a energia injetada na rede.

II.4 Resultados e Análise de Robustez

II.4.1 Resultados

A tabela II.1 apresenta os resultados da regressão de custos operacionais (o_{it}). Foram estimados 8 modelos. O modelo *OLS* considera apenas uma *dummy* que estima o_{it} antes e depois da troca de controle. O modelo *DID* adiciona os efeitos fixos ao nível de empresa e tempo, o modelo *DID 2* acrescenta variáveis de controle, e por fim, o modelo *DID 3* adiciona as variáveis de qualidade (DEC) e capital. Estimamos esses quatro modelos com a variável “troca de controle” tendo como referência o primeiro controlador e o último controlador.

Em todos os modelos os resultados revelam um impacto negativo e significativo da troca de controle sobre o_{it} . Os modelos *OLS* apresentaram os maiores efeitos, 40% e 50% de redução de o_{it} respectivamente, e revelam forte discrepância com os demais modelos. O que explica essa grande diferença é o fato do setor como um todo ter experimentado uma forte redução de o_{it} no período, conforme demonstrado na Figura II.4. Assim, quando incluímos os efeitos fixos de tempo, o coeficiente estimado cai para -7,8% e -17,5%, a depender da variável de troca de controle. A introdução de variáveis ambientais faz aumentar o efeito para -8,7% e -19%, indicando que as empresas compradas possuem piores condições de operação que a média. Por fim, a introdução das variáveis de qualidade e capital fazem aumentar o efeito para -10,9% e -21,1%, indicando que a redução de custos operacionais não foi causada por uma redução do nível de qualidade e não adveio de um aumento do nível de capital.

Nota-se que houve um aumento de quase 10 pontos percentuais entre as duas abordagens adotadas para a *dummies* de troca de controle. Os dados não permitem concluir a razão dessa diferença, mas propomos duas explicações para o fenômeno. A primeira é o processo natural de *learning by doing* que ocorre após uma reforma setorial com privatizações. As primeiras trocas de controle ocorreram logo após as privatizações, e os controladores não tinham observado sua experiência com as empresas tempo suficiente para “aprender” suas habilidades. Com o maior tempo de observação, e uma maior clareza sobre suas habilidades, as trocas de controle passaram a ser mais assertivas, no sentido de ocorrer onde há maior afinidade entre controlador e empresa. A segunda é que a habilidade empresarial foi formada ao longo do tempo através da experimentação e evolução tecnológica. Os controladores que desenvolveram melhores tecnologias de gestão compraram novas empresas, que ganharam produtividade ao absorver o efeito dessa tecnologia.

Tabela II.1 – Efeito das Trocas de Controle sobre os Custos Operacionais

	Primeiro Controlador (DP)				Ultimo Controlador (DU)			
	OLS	DID	DID 2	DID 3	OLS	DID	DID 2	DID 3
<i>Intercepto</i>	-2.582*** (0.015)	-2.401*** (0.057)	-1.323 (1.097)	-0.005 (1.142)	-2.594*** (0.014)	-2.405*** (0.056)	-0.851 (1.076)	0.722 (1.120)
<i>troca de controle</i>	-0.405*** (0.029)	-0.078* (0.031)	-0.087** (0.032)	-0.109*** (0.027)	-0.498*** (0.031)	-0.175*** (0.023)	-0.190*** (0.024)	-0.211*** (0.023)
<i>Log(consumo)</i>			-0.257** (0.090)	-0.181 (0.098)			-0.317*** (0.088)	-0.230* (0.093)
<i>Log($\frac{\text{consumo}}{uc}$)</i>			-0.075 (0.130)	-0.142 (0.136)			0.014 (0.126)	-0.042 (0.130)
<i>Log($\frac{uc_rural}{uc}$)</i>			0.092*** (0.021)	0.094*** (0.022)			0.091*** (0.020)	0.087*** (0.022)
<i>Log($\frac{\text{consumo_ind}}{\text{consumo}}$)</i>			-0.082* (0.040)	-0.090* (0.043)			-0.103** (0.038)	-0.113** (0.039)
<i>Log(sal_região)</i>			0.099 (0.142)	-0.081 (0.149)			0.063 (0.138)	-0.156 (0.145)
<i>racionamento</i>			0.111* (0.044)	0.086 (0.045)			0.121** (0.043)	0.093* (0.044)
<i>dummy_sul</i>			-0.393 (0.330)	-0.012 (0.362)			-0.583 (0.323)	-0.150 (0.343)
<i>dummy_sul × t</i>			0.006* (0.003)	0.009** (0.003)			0.002 (0.003)	0.005 (0.003)
<i>Log(DEC)</i>				-0.047* (0.020)				-0.046* (0.019)
<i>Log(capital)</i>				0.091* (0.043)				0.127** (0.041)
R ²	0.156	0.871	0.883	0.897	0.191	0.878	0.890	0.905
Adj. R ²	0.156	0.861	0.874	0.888	0.190	0.868	0.881	0.896
Num. obs.	1083	1083	1083	1036	1083	1083	1083	1036
RMSE	0.421	0.171	0.163	0.155	0.412	0.166	0.158	0.149

*** $p < 0.001$, ** $p < 0.01$, * $p < 0.05$

OLS = *Ordinary Least Squares*, DID = *Difference-in-Differences*. Nas regressões de “Primeiro Controlador”, a *dummy* “troca de controle” atribui o valor 0 para o primeiro controlador e 1 para todos os demais. Nas regressões de “Ultimo Controlador” atribui o valor 1 para o ultimo controlador e 0 para os demais. *software* conforme nota de rodapé 7. *uc* é número de unidades consumidoras, *uc_rural* é o número de unidades consumidoras rurais, *consumo_ind* é o consumo industrial, *sal_região* é salário da região onde a empresa está, *dummy_sul* é uma *dummy* para as empresas que estão na região sul, *t* é uma variável de tendência, *DEC* é o tempo médio de interrupções de fornecimento, *FEC* é a frequência média de interrupções de fornecimento e *capital* é o capital por unidade de consumo (MWh).

A Tabela II.2 apresenta o efeito das trocas de controle sobre o capital unitário (k_{it}). Os mesmos modelos da Tabela II.1 foram estimados, substituindo a variável dependente e a variável qualidade (DEC para FEC), e acrescentando uma variável de controle, conforme discutido na seção anterior. Ela mostra que, assim como no caso de o_{it} , os resultados dependem da variável de troca de controle considerada. Quando a referência é DP, os coeficientes não possuem significância estatística e o sinal varia a depender do modelo. Quando a referência é DU, o sinal passa a ser positivo e significativo. Nos modelos em que os coeficientes estimados apresentaram significância estatística, os efeitos estimados variaram de 5,8% á 10,3%.

Os dados que dispomos não permitem concluir a razão dessas diferenças, mas acreditamos que aqui se aplicam as mesmas hipóteses apresentadas para as diferenças de

Tabela II.2 – Efeito das Trocas de Controle sobre o Capital

	Primeiro Controlador (DP)				Ultimo Controlador (DU)			
	OLS	DID	DID 2	DID 3	OLS	DID	DID 2	DID 3
<i>Intercepto</i>	-0.782*** (0.019)	-1.172*** (0.085)	-8.321*** (1.377)	-8.096*** (1.327)	-0.781*** (0.018)	-1.159*** (0.083)	-8.849*** (1.358)	-8.432*** (1.304)
<i>Troca de Controle</i>	0.075* (0.032)	-0.042 (0.038)	-0.052 (0.034)	-0.016 (0.033)	0.097** (0.035)	0.058* (0.028)	0.071** (0.025)	0.103*** (0.024)
<i>Log(consumo)</i>			-0.355 (0.204)	-0.159 (0.136)			-0.287 (0.201)	-0.089 (0.137)
<i>Log($\frac{\text{consumo}}{\text{uc}}$)</i>			-0.020 (0.379)	-0.564** (0.206)			-0.111 (0.372)	-0.642** (0.203)
<i>Log($\frac{\text{uc}_{\text{rural}}}{\text{uc}}$)</i>			0.071** (0.022)	0.076** (0.025)			0.065** (0.022)	0.069** (0.024)
<i>Log($\frac{\text{consumo}_{\text{ind}}}{\text{consumo}}$)</i>			-0.033 (0.091)	-0.120* (0.056)			-0.026 (0.090)	-0.104 (0.054)
<i>Log(sal_região)</i>			1.171*** (0.182)	1.160*** (0.177)			1.203*** (0.183)	1.177*** (0.177)
<i>acionamento</i>			0.002 (0.043)	0.014 (0.042)			-0.014 (0.043)	0.002 (0.041)
<i>dummy_sul</i>			-1.851* (0.939)	-0.519 (0.523)			-1.620 (0.923)	-0.308 (0.519)
<i>dummy_sul × <i>t</i></i>			-0.005 (0.004)	-0.010** (0.003)			-0.001 (0.004)	-0.007* (0.003)
<i>2 Anos antes Revisão</i>			0.019 (0.012)	0.011 (0.011)			0.017 (0.012)	0.009 (0.011)
<i>Log(FEC)</i>				-0.123*** (0.022)				-0.120*** (0.022)
<i>Log(custo operacional)</i>				0.092* (0.045)				0.136** (0.046)
R ²	0.004	0.840	0.857	0.898	0.006	0.840	0.857	0.899
Adj. R ²	0.003	0.828	0.845	0.888	0.005	0.828	0.845	0.890
Num. obs.	1083	1083	1083	1036	1083	1083	1083	1036
RMSE	0.511	0.212	0.202	0.157	0.511	0.212	0.201	0.156

*** $p < 0.001$, ** $p < 0.01$, * $p < 0.05$

OLS = *Ordinary Least Squares*, DID = *Difference-in-Differences*. Nas regressões de “Primeiro Controlador”, a *dummy* “troca de controle” atribui o valor 0 para o primeiro controlador e 1 para todos os demais. Nas regressões de “Ultimo Controlador” atribui o valor 1 para o ultimo controlador e 0 para os demais. *software* conforme nota de rodapé 7. *uc* é número de unidades consumidoras, *uc_rural* é o número de unidades consumidoras rurais, *consumo_ind* é o consumo industrial, *salz_região* é salário da região onde a empresa está, *dummy_sul* é uma *dummy* para as empresas que estão na região sul, *t* é uma variável de tendência, *DEC* é o tempo médio de interrupções de fornecimento, *FEC* é a frequência média de interrupções de fornecimento, *custo operacional* é o custo operacional por unidade de consumo (MWh) e *2 Anos antes Revisão* é uma variável que assume valor 1 se a observação está a dois antes da revisão e 0 caso contrário.

coeficientes das abordagens DP e DU nas regressões de custos operacionais. No entanto, temos ainda três hipóteses adicionais. A primeira é que as primeiras trocas de controle ocorreram em um período muito próximo ao racionamento, que implicou enorme capacidade ociosa no setor. Nesse caso, apesar da introdução de uma variável específica de racionamento, a *dummy* pode estar sendo impactada pelo fenômeno. A segunda é que a metodologia de definição da Base de Remuneração Regulatória - BRR empregada nas revisões tarifárias só foi definida em 2003, após a primeira onda de trocas de controle. Até então, o modelo

de referência eram um *price-cap*, e os incentivos aos custos de capital e operacional eram idênticos. Por fim, a última é o modo de financiamento do setor, que no primeiro período da amostra se encontrava em grande medida ancorado nos empréstimos de bancos públicos de desenvolvimento, principalmente no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDES, que oferecia condições de financiamento pouco diferenciado entre as empresas em função dos desempenhos individuais. Ao longo do tempo, foi crescendo a participação do financiamento de bancos privados e debêntures, e os custos de capital passaram a ser mais correlacionados com os fluxos de caixa individuais.

II.4.2 Análise de Robustez

Para avaliar a robustez das estimativas, construímos um gráfico que compara os ganhos de produtividade do setor com e sem as trocas de controle societário. Para tanto, estimamos duas regressões, uma que considera *dummies* individuais para troca de controle e outra sem essas *dummies*. Na primeira, os ganhos de produtividade anuais estimados fornecem o cenário contrafactual, em que não houve trocas de controle. No segundo, os ganhos de produtividade estimados foi o realizado, que incorpora esses efeitos. Consideramos na regressão todas as variáveis de controle descritas nos modelos “DID 3” das tabelas II.1 e II.2. Os resultados são apresentados nas figuras abaixo.

O primeiro gráfico revela que o SDEB apresentou uma expressiva redução de custos operacionais unitários no período. Em 2016, a relação custo operacional/produto médio do setor era, em termos reais, a metade do observado no ano de 1998. No entanto, essa queda não ocorreu de forma linear ao longo do tempo. No início do período houve uma queda de aproximadamente 15%, muito pouco explicada pelas trocas de controle. De 2001, ano em que se iniciou o racionamento de energia, até 2007, houve uma estagnação do nível de custos operacionais unitários. A partir de então, há um aumento da produtividade nos dois cenários, com e sem troca de controle. No entanto, no cenário com troca, a queda é significativamente maior. A diferença entre as curvas revela que, sem as trocas de controle, a redução de custos seria 20% menor.

O segundo gráfico revela um aumento consistente da relação capital/produto no período 1998- 2007, e uma estagnação no período seguinte. A primeira vista, parece ter havido uma espécie de substituição do fator trabalho pelo capital, mas como vimos na seção anterior, nossas regressões indicam um relação de complementaridade e não substituição entre os dois fatores. Ou seja, na verdade, os resultados indicam que o aumento de capital evitou uma redução ainda maior dos custos operacionais. Temos duas hipóteses. Na seção II.2 mostramos que o regime de regulação incentiva a realização de investimentos em nível superior ao ótimo quando a remuneração do capital é superior ao custo de capital, uma espécie de efeito Averch-Johnson (AVERCH; JOHNSON, 1962). Ocorre que não temos

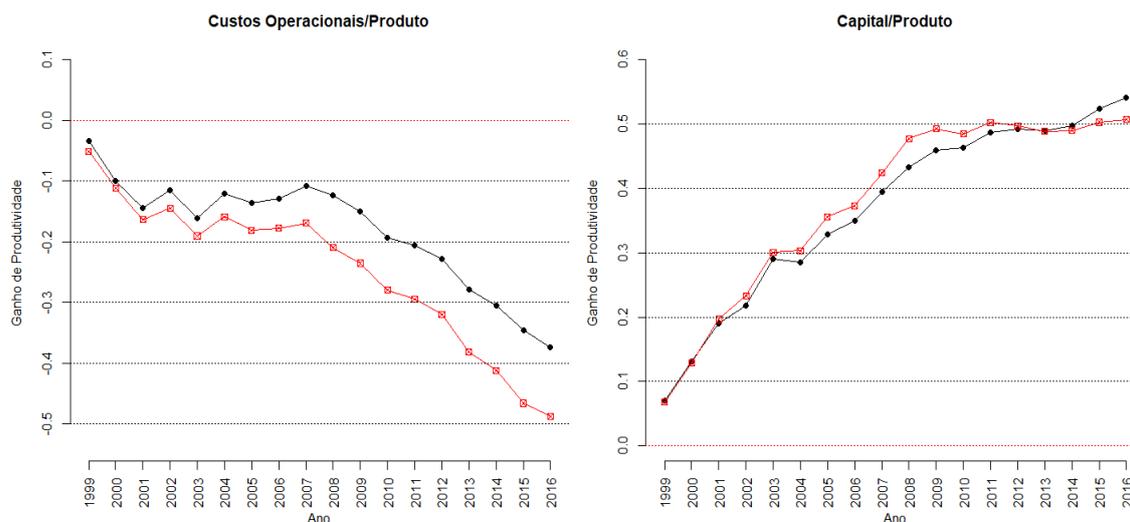


Figura II.4 – Ganhos de Produtividade com e sem Troca de Controle

Tabela II.3 – Teste de Robustez - Regressão de Custos Operacionais

	Primeiro Controlador			Último Controlador		
	DID	DID 2	DID 3	DID	DID 2	DID 3
Troca de Controle	-0.062 (0.033)	-0.066* (0.033)	-0.079** (0.028)	-0.192*** (0.026)	-0.207*** (0.027)	-0.220*** (0.025)
2 Anos antes da Troca	0.034 (0.027)	0.041 (0.028)	0.062* (0.026)	-0.036 (0.027)	-0.034 (0.029)	-0.019 (0.026)

*** $p < 0.001$, ** $p < 0.01$, * $p < 0.05$

DID=*Difference-in-Differences*. Nas regressões de "Primeiro Controlador", a *dummy* de troca de controle atribui o valor 0 para o primeiro controlador e 1 para todos os demais. Nas regressões de "Último Controlador" atribui o valor 1 para o último controlador e 0 para os demais. Os desvios padrões foram estimados a partir de uma matriz de variância-covariância. Foi utilizado o método HC1 em Zeileis (2006). Os coeficientes estimados das variáveis de controle foram omitidos.

evidência de que os níveis de remuneração regulatórios foram definidos acima do custo de capital. Outra explicação possível para o fenômeno é a forte expansão subsidiada pelo governo de investimentos no meio rural (Programa Luz para Todos), regiões muitas vezes caracterizadas por baixa densidade populacional. Como é possível notar no gráfico, as trocas de controle fizeram aumentar o investimento no setor até o ano de 2013, quando a curva se inverte, indicando que as últimas trocas tiveram efeito negativo sobre os investimentos. Uma possível explicação para esse resultado é que em 2013 a ANEEL abriu audiência pública para mudanças na metodologia de definição da BRR, introduzindo mecanismos de incentivo à investimentos realizados a um custo menor. No entanto, os dados não são suficientes para permitir essas conclusões.

Uma segunda abordagem para analisar a robustez é a introdução de uma *dummy* identificando os dois últimos anos antes da troca de controle. O objetivo é verificar se a relação de causalidade não é inversa, ou seja, se as empresas que já vinham ganhando eficiência não foram adquiridas em função de sua eficiência. Os resultados são apresentados nas tabelas II.3 e II.4 abaixo.

Tabela II.4 – Teste de Robustez - Regressão de Capital

	Primeiro Controlador			Ultimo Controlador		
	DID	DID 2	DID 3	DID	DID 2	DID 3
Troca de Controle	-0.102** (0.037)	-0.106** (0.037)	-0.055 (0.032)	0.024 (0.027)	0.052* (0.026)	0.093*** (0.025)
2 Anos antes da Troca	-0.126*** (0.025)	-0.105*** (0.023)	-0.082*** (0.021)	-0.075** (0.026)	-0.038 (0.023)	-0.020 (0.023)

*** $p < 0.001$, ** $p < 0.01$, * $p < 0.05$

DID=*Difference-in-Differences*. Nas regressões de “Primeiro Controlador”, a *dummy* de troca de controle atribui o valor 0 para o primeiro controlador e 1 para todos os demais. Nas regressões de “Ultimo Controlador” atribui o valor 1 para o ultimo controlador e 0 para os demais. Os desvios padrões foram estimados a partir de uma matriz de variância-covariância. Foi utilizado o método HC1 em Zeileis (2006). Os coeficientes estimados das variáveis de controle foram omitidos.

A tabela II.3 revela que os coeficientes das *dummies* não são significativos, com exceção do modelo DID 3, que apresentou um sinal positivo e significativo. Logo, não há evidências de que as empresas iniciaram a redução de custos antes da troca de controle societário. A tabela II.4 revela uma série de resultados interessantes. Como vimos na tabela II.2, quando a referência é DP, as trocas de controle provocaram redução da relação capital/produto, indicando redução de investimentos. No entanto, a tabela II.4 revela que essa redução já vinha ocorrendo anteriormente à troca de controle, sugerindo que não é possível afirmar que foi a troca de controle quem provocou a redução de investimentos. Isso favorece a tese de que o racionamento de energia está contaminando os resultados. No entanto, quando a referência é a média dos controladores anteriores, e privilegamos as trocas mais recentes, os resultados não permitem rejeitar a hipótese de que houve um aumento de investimentos decorrente da troca de controle. Isso reforça a interpretação proposta na seção II.4.1 acerca das diferenças nos resultados quando alteramos a variável de troca de controle.

II.4.3 Efeitos Fixos por Controlador

A tabela II.5 apresenta o resultado das regressões que adotam a abordagem alternativa para os custos operacionais e capital. Seguindo os critérios estabelecidos na seção II.4.3, classificamos as empresas de acordo com 10 controladores/tipos de controlador. Os modelos M1 e M4 possuem apenas efeitos fixos ao nível do tempo. Os modelos M2 e M5 adicionam variáveis de controle “não gerenciáveis”, que caracterizam o ambiente onde operam as empresas. Por fim, os modelos M3 e M5 adicionam aos demais modelos variáveis de controle, em parte, “gerenciáveis”, quais sejam, o capital, os custos operacionais, as perdas de energia e variáveis que representam a qualidade do serviço, quais sejam DEC e FEC.

Os coeficientes estimados das variáveis de controle, apresentados na tabela II.5, apresentaram sinais e significância estatística parecidas com os das tabelas II.1 e II.2. Os efeitos fixos por controlador são apresentados na tabela II.6. Um primeiro aspecto

a se ressaltar é que, em geral, os efeitos fixos estimados possuem baixo desvio padrão relativo nos modelos de custos operacionais e alto no caso do capital, o que sugere que a importância do controlador para explicar diferenças de custos operacionais é maior do que para o capital. Os resultados reforçam a hipótese de que os controladores afetam o desempenho das empresas.

No modelo M1, que compara os custos operacionais unitários de cada controlador, é possível notar uma expressiva diferença entre os grupos. As empresas controladas pela ELETROBRAS - empresa sob controle do governo federal - possuem, em média, custos unitários mais de 2 vezes superiores à média das empresas da CPFL. Os custos unitários variam sobremaneira entre os grupos. Quando adicionamos variáveis de controle, as diferenças diminuem significativamente, demonstrando que boa parte da diferença decorre das características da área de concessão. O grupo EQUATORIAL, por exemplo, que tinha custo 70% superior, passou a ter 21%. Já o grupo EDP, cuja diferença não era estatisticamente significativa, passou a ter um custo 24% superior. O grupo Eletrobras e Outras Estatais, mesmo após a introdução de variáveis ambientais, continuam com custos muito superiores às privadas, reforçando os resultados da seção I.4. A diferenças estimadas são da ordem 67%, o que correspondem a aproximadamente R\$ 40 MWh.

Em relação ao capital, o modelo M4 também revela grandes diferenças entre os controladores. A relação capital/produto média das empresas do grupo EQUATORIAL é 80% superior a do grupo CPFL. Porém, quando adicionamos variáveis de controle o modelo M4 indica que não há diferença estatisticamente significativa na maioria dos casos. No modelo M6, a maioria dos grupos passam a apresentar uma relação capital/produto inferior ao do grupo CPFL. Tanto as empresa da ELETROBRAS quanto de OUTRAS ESTATAIS possuem coeficiente negativo e significativo, demonstrando uma maior eficiente relativa para essa variável. De novo, os resultados vão na mesma direção dos apresentados na seção I.4.

Tabela II.5 – Estimativa do Efeito do Controlador sobre Custos Operacionais e Capital

	Variável Dependente:					
	Log $\left(\frac{\text{custo_operacional}}{\text{consumo}}\right)$			Log $\left(\frac{\text{capital}}{\text{consumo}}\right)$		
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
<i>Intercepto</i>	-3.216*** (0.052)	-7.089*** (1.006)	-7.725*** (1.158)	-1.047*** (0.074)	-9.123*** (1.165)	-7.955*** (1.573)
<i>Log(consumo)</i>		-0.187*** (0.039)	-0.168*** (0.034)		-0.155*** (0.036)	-0.087* (0.043)
$\log\left(\frac{\text{consumo}}{\text{uc}}\right)$		-0.293*** (0.067)	-0.128 (0.067)		-0.388*** (0.060)	-0.224** (0.069)
$\log\left(\frac{\text{uc_rural}}{\text{uc_total}}\right)$		-0.012 (0.016)	-0.029* (0.013)		-0.013 (0.019)	-0.017 (0.019)
$\log\left(\frac{\text{consumo_ind}}{\text{consumo_tot}}\right)$		-0.205*** (0.020)	-0.140*** (0.019)		-0.202*** (0.025)	-0.100*** (0.026)
<i>Log(sal_região)</i>		0.383** (0.139)	0.359* (0.154)		1.307*** (0.157)	1.288*** (0.191)
<i>acionamento</i>		0.118 (0.063)			-0.042 (0.082)	
<i>Log(rede)</i>		0.135*** (0.035)	0.080* (0.033)		0.261*** (0.033)	0.199*** (0.041)
<i>Log(declividade)</i>		0.045* (0.019)	0.017 (0.020)		0.117*** (0.020)	0.095*** (0.020)
<i>Log(raios)</i>		-0.110*** (0.018)	-0.153*** (0.018)		-0.017 (0.022)	-0.006 (0.025)
<i>Log(chuva)</i>		0.310*** (0.048)	0.346*** (0.054)		-0.221*** (0.053)	-0.266*** (0.061)
<i>Log(ausência de estrada)</i>		0.019 (0.018)	0.049** (0.017)		-0.062** (0.019)	-0.053** (0.019)
<i>Log(vegetação alta)</i>		0.049*** (0.009)	0.047*** (0.009)		0.026* (0.012)	0.008 (0.012)
<i>Log(complexidade)</i>		-0.057** (0.018)	-0.093*** (0.023)		-0.041 (0.021)	0.013 (0.027)
<i>Log(DEC)</i>			0.007 (0.022)			
<i>Log(capital)</i>			0.233*** (0.032)			
<i>% perdas não técnicas</i>			0.110 (0.085)			-0.040 (0.113)
<i>% perdas</i>			1.994*** (0.568)			2.034** (0.680)
<i>Log(FEC)</i>						-0.029 (0.024)
<i>Log(Custo Operacional)</i>						0.354*** (0.056)
R ²	0.585	0.847	0.882	0.271	0.712	0.756
Adj. R ²	0.572	0.840	0.875	0.249	0.698	0.742
Num. obs.	912	864	756	912	864	756
RMSE	0.307	0.189	0.170	0.393	0.230	0.208

*** $p < 0.001$, ** $p < 0.01$, * $p < 0.05$

Regressão por *Ordinary Least Squares*. Todas as regressões consideraram efeitos fixos ao nível do tempo. Os desvios padrões foram estimados a partir de uma matriz de variância-covariância robusta. Métodos e *software* de acordo com nota de rodapé 7.

Tabela II.6 – Efeitos Fixos Estimados por Controlador

	Variável Dependente:					
	$Log(\frac{custo_operacional}{consumo})$			$Log(\frac{capital}{consumo})$		
	M1	M2	M3	M4	M5	M6
	(0.051)	(0.032)	(0.030)	(0.058)	(0.035)	(0.035)
ENERGISA	0.703***	0.377***	0.412***	0.197***	-0.013	-0.120**
	(0.046)	(0.027)	(0.027)	(0.055)	(0.034)	(0.038)
REDE	0.800***	0.474***	0.461***	0.266***	0.054	-0.106**
	(0.049)	(0.029)	(0.027)	(0.060)	(0.031)	(0.038)
ELETROBRAS	1.208***	0.654***	0.674***	0.281***	-0.008	-0.246***
	(0.048)	(0.033)	(0.038)	(0.052)	(0.048)	(0.063)
EDP	0.102	0.237***	0.245***	0.182*	0.072	-0.059
	(0.069)	(0.034)	(0.026)	(0.073)	(0.041)	(0.038)
CMS	0.488***	0.390***	0.432***	-0.179*	-0.057	-0.215***
	(0.078)	(0.036)	(0.028)	(0.078)	(0.035)	(0.041)
NEONERGIA	0.399***	0.274***	0.298***	0.537***	0.201***	0.112*
	(0.045)	(0.038)	(0.042)	(0.045)	(0.046)	(0.051)
AES	-0.001	0.148**	0.226***	0.048	-0.087*	-0.115***
	(0.049)	(0.052)	(0.052)	(0.054)	(0.035)	(0.034)
ENEL	0.557***	0.338***	0.430***	0.395***	-0.052	-0.114*
	(0.044)	(0.045)	(0.042)	(0.067)	(0.060)	(0.057)
EQUATORIAL	0.797***	0.212***	0.238***	0.800***	0.270***	0.202**
	(0.053)	(0.049)	(0.050)	(0.065)	(0.056)	(0.062)
CEMIG_H	0.342***	0.472***	0.486***	0.496***	0.092	-0.082
	(0.067)	(0.043)	(0.048)	(0.040)	(0.051)	(0.073)
OUTRAS ESTATAIS	0.742***	0.539***	0.604***	0.023	-0.087**	-0.257***
	(0.044)	(0.025)	(0.025)	(0.050)	(0.031)	(0.048)
OUTROS	0.737***	0.393***	0.376***	-0.025	0.171***	0.022

Nota: Efeitos fixos, estimados conforme tabela II.5. O grupo CPFL Energia é o controlador escolhido como *default*.

II.5 Considerações Finais

Este trabalho demonstrou que a habilidade empresarial afeta os resultados da regulação adotada no SDEB. Demonstramos que boa parte dos ganhos de eficiência decorrente da regulação por incentivos não advém do esforço na busca de uma maior eficiência por parte das empresas reguladas, mas da substituição de controladores por outros que possuem maior habilidade empresarial. Os resultados apontam ganhos expressivos de eficiência, com uma redução de 20% em média de custos operacionais. Possivelmente, esse fenômeno poder ter efeito também sobre as empresas incumbentes, que decidiram não deixar o setor, mas esse é um tema a ser investigado em outro trabalho.

Os coeficientes estimados devem, no entanto, ser interpretados com certa cautela. Como as trocas de controle não ocorreram necessariamente de forma aleatória, o resultado não pode ser extrapolado para todo o setor sem algumas hipóteses adicionais. A primeira hipótese é que o eventual ganho de eficiência não decorre de um processo de “*matching*” entre empresa e acionista. Ou seja, o desempenho não surge de uma combinação entre acionista e empresa/área de concessão (LICHTENBERG et al., 1987). Se existe *matching*, é necessária uma segunda hipótese, qual seja, a de que os acionistas não conhecem previamente as empresas que “combinam” melhor com suas características. Se nenhuma das hipóteses puderem ser asseguradas, os resultados podem superestimar o valor esperado de uma troca de controle qualquer no setor.

Ainda que as hipóteses não possam ser asseguradas, temos razões para acreditar que os resultados não estão superestimados. A primeira é que diversas variáveis de controle, que mensuram as características mais relevantes da área onde atua a empresa, foram introduzidas na regressão, minimizando esse eventual viés. Outro aspecto relevante é que aproximadamente 30% das observações são empresas controladas por acionistas governamentais (União, Estado e Município), que não necessariamente perseguem objetivos de eficiência ou maximização do lucro. Os ganhos de troca de controle “publico-para-privado” são ainda mais maiores que “privado-para-privado”, que caracteriza a maior parte de nossa amostra, como sugerem o estudo realizado na parte I e os resultados de nossa abordagem alternativa (tabela II.6). Por fim, temos ainda regiões muitas densas, de baixo custo unitário, ainda sob controle de acionistas governamentais: Belo Horizonte, Rio de Janeiro, Porto Alegre, Florianópolis, Curitiba, entre outros, o que significa uma vantagem comparativa em relação às áreas onde atuam diversas empresas privadas.

Porém, para que ocorram esses ganhos de eficiência é necessário um “ambiente regulatório” adequado. Esse ambiente deve ter pelo menos três elementos. O primeiro é a existência de um regulador cumpridor das regras que define (*regulatory commitment*). Se ele

definiu regras de penalidade e premiação baseadas no desempenho das empresas, ele deve aplica-las, a menos que ocorram situações realmente excepcionais, que fugam sobremaneira ao controle da empresa. Isso significa que o regulador deve permitir que empresas com baixo desempenho tenham prejuízo. Se isso não ocorrer, ou seja, se o regulador e/ou o governo sinalizarem que irá socorrer as empresas que tiverem desempenho ruim, dificilmente haverá troca de controle societário. O segundo é a existência de um mercado de troca de controle com baixo nível de custos de transação. A legislação setorial e a regulação deve ser capaz de facilitar essas trocas, com baixo nível de burocracia, se possível, sem a necessidade de participação do regulador ou do governo. Por fim, a elevada participação de empresas públicas, que não possuem regras de governança que protegem a gestão de interferência de grupos de interesse diversos, diminui o espaço para ganhos de eficiência derivados trocas de controle societário, tendo em vista as dificuldades políticas para se realizar privatizações.

Acreditamos que esses resultados não são estão restritos apenas ao SDEB. As agências reguladoras do setor de distribuição de energia elétrica de diversos países geralmente adotam regras de definição de tarifas muito distintas. No entanto, [Joskow \(2014\)](#) descreve um “modelo padrão” que define em grande medida o arcabouço teórico adotado por boa parte dos países da Europa, da América Latina, alguns estados norte-americanos e Austrália. O modelo descrito pelo autor é bastante similar ao adotado no SDEB, apesar de não citar o Brasil. Há poucos trabalhos analisando empiricamente os resultados desses regimes. Este trabalho apresenta evidências de que o regime regulatório padrão produz forte redução de custos operacionais e aumento do nível de capital. Esse ultimo resultado retoma uma discussão iniciada em 1962, com o artigo clássico de Averch e Jonhson ([AVERCH; JOHNSON, 1962](#)). A grande vantagem de nossos resultados sobre os alcançados por outros estudos empíricos é que podemos afirmar com razoável segurança que o mesmo não advém de um fator externo á empresa, como choques tecnológicos ou variáveis ambientais, mas de algo restrito á gestão da empresa e exógeno, qual seja, a troca de controle societário. Não estão sujeita portanto às críticas comumente realizadas à literatura empírica sobre efeitos de reformas setoriais ([JAMASB; NEPAL; TIMILSINA, 2017](#)).

Por fim, uma série de questões levantadas a partir dos resultados sugere uma agenda de pesquisa própria. Um tema bastante relevante, discutido também em [Joskow \(2014\)](#), é essa dicotomia de incentivos entre custos operacionais e capital. Neste trabalho, pressupomos que a habilidade empresarial e o esforço da empresa não afetam diretamente o custo de capital. Mas, se assumirmos que ambos afetam, a introdução de um regime regulatório com maior poder de incentivo para o capital pode produzir ganhos de eficiência similares aos verificados de custos operacionais. De fato, alguns países, como a Noruega e Alemanha, adotam o mesmo regime regulatório para ambos os custos. Outra agenda importante é entender as razões que levam determinadas a empresas a possuírem maior habilidade empresarial. Um primeiro caminho é aplicar os *surveys* desenvolvidos em [Bloom e Reenen \(2007\)](#) e comparar a empresas. Por fim, uma terceira que gostaríamos de

acrescentar é mais específica ao caso brasileiro. Pelo fato da maior parte das privatizações no SDEB terem ocorrido nos anos de 1997 e 1998 e nossos dados começarem em 1998, não temos uma amostra suficiente de privatizações para comparar trocas de controle público-para-privado. A extensão dessa base de dados irá incluir na amostra uma série de outros eventos de controle do tipo, permitindo tal comparação.

Parte III

Regulação Linear e Habilidade Empresarial

III.1 Introdução

Na parte II desta Tese analisamos os efeitos das trocas de controle societário no Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro (SDEB) sobre os custos operacionais das distribuidoras. Mostramos também que há uma considerável literatura empírica e teórica analisando e medindo o efeito das trocas de controle societário sobre ganhos de produtividade¹. Essa literatura evidencia o papel importante do acionista que exerce o controle da empresa sobre sua produtividade, o que denominamos *habilidade empresarial*. São muitas as possíveis razões que levam a um controlador² possuir uma maior habilidade empresarial. Por exemplo, diversos trabalhos recentes têm enfatizado o papel das “práticas administrativas” na explicação das diferenças de produtividade entre as empresas³. Seja qual for a característica que o controlador possui que gera uma maior habilidade empresarial, ocorre que ele aparentemente consegue transportar essa habilidade para outra empresa que adquire, aumentando a produtividade dessa empresa (BLOOM; SADUN; REENEN, 2012a).

As diferenças de produtividade entre empresas, indústrias e países é um dos principais temas atuais em debate na literatura. A habilidade empresarial não é a única explicação para as diferenças de produtividade entre as empresas, mas está entre os fatores mais importantes (SYVERSON, 2011). Tudo o mais constante, quanto mais empresas estiverem sob controle de acionistas mais habilidosos maior será a produtividade agregada. Portanto, economias que permitem que isso ocorra de forma mais fluida tenderão ser mais produtivas que as demais. Uma das principais agendas da literatura recente é entender os fatores que permitem a alocação de recursos em firmas mais produtivas em mercados competitivos (HSIEH; KLENOW, 2009; RESTUCCIA; ROGERSON, 2008; SYVERSON, 2011).

Este trabalho analisa as consequências da habilidade empresarial sobre a regulação econômica de setores de monopólio natural. Mais especificamente, iremos analisar se a habilidade empresarial é um parâmetro que afeta o regime regulatório ótimo a ser adotado em determinado setor. Para tanto, construímos um modelo agente-principal em que a habilidade do controlador impacta a produtividade da empresa regulada, reduzindo seus custos. Nosso problema possui três atores: o controlador⁴, a empresa (seus empregados) e o regulador. Assumimos que há assimetria de informações nas relações entre todos

¹ Ver Maksimovic e Phillips (2001), Jovanovic e Rousseau (2002), Bertrand e Schoar (2003), Rhodes-Kropf e Robinson (2008), David (2011) e Braguinsky, Mityakov e Liscovich (2014)

² Daqui em diante, todas as vezes que nos referirmos a controlador ou acionista, estamos nos referindo ao acionista controlador

³ ver Bloom e Reenen (2007), Bloom e Reenen (2010), Bloom, Sadun e Reenen (2012b), Bloom, Sadun e Reenen (2012a) e Davis et al. (2014)

⁴ Vamos assumir que a empresa possui apenas um acionista

os atores. O custo da empresa é observado por todos. No entanto, ele depende de três variáveis: o “tipo da empresa”, que se caracteriza por ser uma variável aleatória, que não está sob controle da empresa, o esforço da empresa (dos seus empregados) e a habilidade empresarial do acionista. Todos os agentes conhecem todas as funções. No entanto, apenas a empresa consegue observar as três variáveis. O acionista conhece a sua habilidade, mas não é capaz de observar o esforço e o tipo da empresa. O regulador não observa nenhum dos componentes. Mas, tanto regulador quanto acionista possuem uma distribuição de probabilidade subjetiva do tipo da empresa.

Não analisamos um universo ilimitado de regimes regulatórios. Estamos interessados naqueles mais utilizados entre reguladores reais, principalmente nos setores de energia elétrica, gás, água e saneamento e, em alguma medida, nos setores de aeroportos, transportes terrestres e telecomunicações. Por isso, nos restringimos aos regimes abarcados no modelo denominado Regulação Linear (*linear regulation*). Nesse modelo os preços são calculados a partir de uma média ponderada entre os custos unitários observados e um parâmetro que não é correlacionado com esses custos, que denominamos aqui “preço-base”. Assim, não há a possibilidade, por exemplo, do regulador utilizar *menus*. Apesar dessa restrição, o regime é geral o suficiente para abarcar os principais modelos adotados na prática pelos reguladores, como *Price-Cap* - PC, *Cost Plus* - CP, *Rate-of-Return* - RR e *Sliding Scale*-SS. O regulador escolhe o peso que maximiza a função bem estar social. Os modelos acima são então casos especiais do regime de regulação linear.

Nosso ponto de partida é o modelo desenvolvido em [Schmalensee \(1989\)](#) - SCH. O autor analisa a escolha ótima do regulador em um contexto de seleção adversa e risco moral. O custo é formado por uma parcela que depende e outra que não do esforço, ambas não observáveis pelo regulador. Ele demonstra que em diversos cenários o peso ótimo do regime de regulação linear não é nulo, ou seja, a solução ótima não é nem PC nem CP. A razão é o *trade-off* entre eficiência produtiva e alocativa presente na escolha do peso que os custos unitários terão nos preços. Os defensores do regime PC argumentam que, quanto mais próximo o peso estiver do preço-base, maior o poder de incentivo, e portanto menores são os custos esperados. No entanto, os críticos apontam que, na presença de choques aleatórios de custos, a maior rigidez de preços do regime PC provoca perda de bem estar via ineficiência alocativa. SCH demonstra que nenhum regime é superior *a priori*. O peso ótimo do regime de regulação linear pode ser tanto mais próximo do preço-base quanto do custo unitário, a depender dos parâmetros das funções custos e demanda e do conhecimento que o regulador possui dessas funções, sua *prior*. Suas simulações demonstram que o regime ótimo varia substancialmente com os parâmetros dessas duas funções.

É nesse contexto que a habilidade empresarial importa. Se a habilidade empresarial é um parâmetro da função custo, ela é teoricamente capaz de impactar o regime regulatório ótimo. Para analisar essa possibilidade, fizemos algumas modificações no modelo de SCH.

A primeira modificação foi introduzir a habilidade empresarial na função custo, tendo em vista que essa variável não existe no modelo. Isso é feito através da interação entre a habilidade empresarial (h) e o esforço da empresa (δ). Quanto maior h maior o impacto de δ sobre os custos. A segunda é mudar a função desutilidade do esforço, que no modelo do autor reflete a desutilidade da empresa. Diferente do comumente feito na literatura, em nosso modelo a função desutilidade não é algo abstrato, imensurável, mas é reflexo do problema de assimetria de informação entre acionistas e empregados. Na medida em que o acionista não observa o esforço da empresa, ele só consegue alcançar determinado nível através de pagamentos proporcionais aos resultados alcançados. Quanto maior o esforço realizado pelos empregados maior o pagamento a ser feito a eles pelo acionista. A desutilidade em nosso modelo reflete essa relação. Em função disso, em nosso modelo a “desutilidade” é proporcional ao volume produzido, diferente do normalmente assumido na literatura. Outra grande diferença está na calibração do modelo. Como o problema não possui solução algébrica, SCH simula o modelo a partir de parâmetros fictícios, definidos de forma um tanto quanto arbitrária. Como o resultado depende dos parâmetros, não é possível extrair conclusões para setores específicos. A única conclusão possível é que os resultados dependem dos parâmetros. Iremos calibrar o modelo a partir de nossas estimativas dos parâmetros das funções custo e demanda do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro. A partir da estimativa da função custo, propomos uma metodologia para o regulador gerar sua própria distribuição de probabilidade subjetiva, permitindo conclusões pelo menos para esse setor, e a aplicabilidade direta dos resultados alcançados.

Há pelo menos quatro resultados deste trabalho que gostaríamos de destacar. O primeiro é a relação entre a habilidade do acionista e o regime regulatório ótimo quando o regulador conhece essa habilidade. As simulações realizadas mostram que o poder de incentivo do regime é diretamente proporcional á habilidade do acionista. Para níveis muito elevados de habilidade o regime ótimo é aproximadamente um regime PC, em função dos baixos níveis de custos esperados. No entanto, para níveis muito baixos de habilidade, faz sentido o regulador abrir mão de incentivos em troca de maior eficiência alocativa. Aplicando o modelo para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, mostramos que, para níveis médios de habilidade, o regime regulatório ótimo apresenta forte poder de incentivo.

Quando assumimos um ambiente de incerteza, em que o regulador não conhece a habilidade empresarial, mas apenas uma distribuição de probabilidade subjetiva acerca dessa variável, o resultado se inverte: o poder de incentivo é tanto menor quanto maior a habilidade esperada. A explicação para tanto é o *trade-off* que surge entre lucro do acionista e incentivos. A incerteza e a restrição de participação do acionista fazem com que o regulador tenha que garantir que o lucro será positivo no pior cenário, ou seja, para o menor nível de habilidade empresarial possível. O *gap* entre a habilidade média e mínima faz surgir a oportunidade do regulador aumentar o excedente esperado do consumidor

aumentando o peso do custo real na equação de preços. Um efeito colateral é a distorção causada em termos de esforço da empresa. No entanto, mostramos que esse resultado depende do peso do acionista na função bem estar social.

O terceiro resultado é a mensuração do impacto do peso dado ao acionista na função bem estar social no poder de incentivo do regime. Os resultados indicam que quanto maior o peso do acionista maior o poder de incentivo do regime ótimo. Isso se deve ao fato da distorção discutida anteriormente nos incentivos ter como consequência a redução do lucro esperado do acionista. Se o peso do acionista é maior, essa redução de lucros pode gerar uma perda de bem estar social. Se esse peso for o resultado de um processo de negociação e refletir o poder de barganha de consumidores e acionistas é possível prever que, quanto maior o poder de barganha dos acionistas, maior o poder de incentivo do regime. Resultados similares foram demonstrados em SCH, porém, considerando apenas um peso nulo ou igual a um para a empresa.

Um quarto e talvez mais importante resultado alcançado é a importância da habilidade empresarial para o bem estar social. Em todos os cenários o aumento da habilidade (mínima e/ou média) sempre aumenta o bem estar social. Mesmo no modelo com elevada incerteza e um regulador mais preocupado com o excedente do consumidor, em que o aumento da habilidade esperada faz o regulador optar por diminuir o poder de incentivo do regime, há sempre um aumento de bem estar social quando há um aumento da habilidade. Isso faz surgir considerações quanto ao ambiente de negócios do setor regulado, em particular, quanto à sua capacidade de atrair e manter acionistas de elevada habilidade empresarial. Demonstramos que quanto maior a diferença entre a habilidade esperada e habilidade mínima, ou seja, quanto maior a inferior da distribuição de produtividade, menor o poder de incentivo do regime e o bem estar social.

Este trabalho está relacionado a toda uma literatura de regulação que discute os regimes de regulação PC, CP e SS. Mais especificamente, está diretamente aos trabalhos de Schmalensee (1989), Lyon (1996), Mayer e Vickers (1996), Burns, Turvey e Weyman-Jones (1995), Burns, Turvey e Weyman-Jones (1998) e Kridel, Sappington e Weisman (1996), que discutem o regime SS. Os dois primeiros estudos utilizam, a exemplo deste trabalho, simulação para calcular o regime regulatório ótimo. No entanto, não se baseiam em dados reais para calibrar os parâmetros do modelo. Os demais não apresentam análise quantitativa. Um resultado comum a todos esses trabalhos é que um regime intermediário entre PC e CP pode ser uma solução ótima a depender de uma série de fatores, em especial, dos parâmetros do problema do regulador.

Outro ramo da literatura que este trabalho se relaciona de forma estreita são os poucos estudos que utilizam simulação para analisar regimes regulatórios, onde destacam-se Schmalensee (1989), Gasmi, Ivaldi e Laffont (1994), Lyon (1996), Gasmi, Laffont e Sharkey (1997), Gasmi (2002), Wunsch (1996) e Hawdon et al. (2007). Os quatros últimos

utilizam dados reais para calibrar os parâmetros, mas apenas os dois últimos se baseiam em estudos econométricos. [Hawdon et al. \(2007\)](#) realiza um trabalho muito parecido com o que fizemos aqui, pois utiliza dados do setor de distribuição de energia elétrica e estudo econométrico para calibrar os parâmetros das funções custo e demanda. No entanto, possui três diferenças principais. A primeira é que os autores estudam um modelo de *menu a la Laffont e Tirole (1986)*. A segunda está nas diferentes especificações adotadas para as funções custos, demanda e desutilidade do esforço. A terceira é a não consideração dos efeitos da habilidade empresarial.

Por fim, uma terceira literatura são trabalhos recentes associando produtividade e habilidade empresarial, como [Maksimovic e Phillips \(2001\)](#), [Jovanovic e Rousseau \(2002\)](#), [Bertrand e Schoar \(2003\)](#), [Rhodes-Kropf e Robinson \(2008\)](#), [Davis et al. \(2014\)](#) e [Braguinsky, Mityakov e Liscovich \(2014\)](#) e práticas administrativas (*managment practices*), como [Bloom e Reenen \(2007\)](#), [Bloom, Sadun e Reenen \(2012a\)](#), [Bloom, Sadun e Reenen \(2012b\)](#) e [Foster, Haltiwanger e Syverson \(2008\)](#), entre outros. [Bloom e Reenen \(2007\)](#), por exemplo, realizam uma extensa investigação empírica que demonstra haver diferenças entre as práticas administrativas entre países, indústrias ou mesmo dentro de uma mesma indústria e o impacto dessas diferenças sobre a produtividade das firmas. Essa literatura tem demonstrado que há grandes diferenças de produtividade até mesmo dentro de uma mesma indústria, e essas diferenças são em grande medida explicadas pelas diferentes práticas gerenciais.

No capítulo [III.2](#) iremos detalhar o modelo teórico construído. A seção [III.3](#) discute a calibração do modelo. O capítulo [III.3.1](#) discute a calibração da função demanda, a partir do estudo econométrico detalhado no apêndice [C](#). A seção [III.3.2](#) discute a calibração da função custo. No capítulo [III.4](#) apresentamos os resultados do modelo. Por fim, no capítulo [III.5](#) apresentamos nossas considerações finais.

III.2 Modelo Teórico Proposto

A tecnologia do setor possui retornos constantes de escala e o custo unitário é definido por

$$c = \alpha - h\delta \quad (\text{III.1})$$

Onde, c é o custo unitário, α é uma variável exógena e aleatória (não gerenciável), δ é o esforço da “empresa”, e h reflete o que estamos denominando neste trabalho “habilidade empresarial” do acionista¹.

Sem perda de generalidade, vamos assumir que a possui distribuição normal, com média μ e desvio padrão σ_a . O termo δ em nosso modelo é uma medida do esforço dos empregados e possui interpretação similar à adotada na literatura (LAFFONT; TIROLE, 1993) (Daqui em diante, quando nos referimos à empresa, estamos nos referindo aos seus empregados). O impacto desse esforço irá depender da variável h . Em nosso modelo, h representa a “habilidade empresarial”, e é um atributo do acionista. A variável h mede a habilidade empresarial do acionista. Há várias interpretações possíveis para a hipótese de que h impacta o efeito de δ sobre os custos. Por exemplo, os acionistas mais habilidosos conseguem direcionar o esforço da empresa para projetos mais produtivos. Assim, para o mesmo nível de esforço da empresa, acionistas mais habilidosos conseguem escolher projetos cuja redução de custo é maior. Outra possível explicação é a habilidade de escolher bons administradores com perfil adequado para o tipo de trabalho empregado. A maior habilidade pode ter origem diversa, tal como a obtenção de informações “privilegiadas”, a experiência anterior com outras empresas controladas ou pode ser resultado de uma inovação de processo. Para os fins deste trabalho, não importa a razão do acionista possuir uma maior ou menor habilidade. Como simplificação, a habilidade será normalizada de forma que $h \in [0, 1]$

O esforço da empresa gera um custo não pecuniário aos empregados. Esse custo tem, como contrapartida, desembolsos por parte do acionista, além do pagamento de salários, que podem ser realizados de diversas formas: pagamento de bônus, participação nos lucros e resultados, distribuição de ações, etc., cujo valor é definido pela equação

$$D = \varphi\delta^2q \quad (\text{III.2})$$

Onde, D é o pagamento feito pelo acionista aos empregados pelo esforço, φ é um parâmetro e q é a quantidade produzida.

Normalmente, as funções desutilidade do esforço adotadas na literatura não consideram o volume produzido (LAFFONT; TIROLE, 1993; BOLTON; DEWATRIPONT, 2005).

¹ Sempre quando nos referimos ao acionista, estamos nos referindo ao acionista controlador. Por simplificação, vamos assumir que cada firma possui apenas um acionista

Consideramos uma função desutilidade proporcional à produção porque, em nosso modelo, ela reflete o fato de que um maior nível de produção exige maior quantidade de empregados e, assim, um maior volume de desembolsos (bônus, distribuição de resultados, etc.). Se não considerarmos q na função desutilidade criaríamos um incentivo para aumentar a produção, na medida em que os custos do esforço estariam fixos e o benefício seria proporcional à quantidade. Esse incentivo, apesar de pouco discutido, está presente em diversos trabalhos (LAFFONT; TIROLE, 1993; GASMI; IVALDI; LAFFONT, 1994; HAWDON et al., 2007).

Há então duas funções lucro, a da empresa e a do acionista. Ambas são definidas, respectivamente, pelas equações abaixo

$$\Pi^f = (p - c)q \quad (\text{III.3})$$

$$\Pi = \Pi^f - D \quad (\text{III.4})$$

Onde, Π^f é o lucro da empresa e Π o lucro do acionista.

Estamos assumindo também que a quantidade é exógena à firma. Ao preço definido pelo regulador, ela é obrigada a entregar a quantidade demandada pelo consumidor. A função demanda é definida na equação abaixo. Para fins de simplificação, adotamos uma função linear², definida por

$$q = A - kp \quad (\text{III.5})$$

Onde, A e k são parâmetros da função demanda.

A função demanda acima resulta na seguinte função excedente do consumidor

$$S = \frac{q^2}{2k} \quad (\text{III.6})$$

A função bem estar social é descrita na equação

$$W = S + \lambda\Pi \quad (\text{III.7})$$

Onde, W é o bem estar social e λ é o peso dos acionistas na função. Vamos assumir $0 \leq \lambda \leq 1$. O preço é definido de acordo com a seguinte equação

$$p = (1 - \gamma)\rho + \gamma c \quad (\text{III.8})$$

² A adoção de outro tipo de função demanda não provoca mudanças do ponto de vista qualitativo no resultado. Nas simulações realizadas, detalhadas abaixo, a elasticidade da demanda resultante se mostrou coerente com outros trabalhos. Além disso, a demanda linear pode ser vista como uma aproximação local de outras funções demanda mais complexas.

Onde, c é o custo unitário da firma regulada, ρ é o preço-base e γ é um parâmetro definido pelo regulador. Iremos assumir que o regulador não pode adotar uma regra diferente de III.8³.

O processo de escolha de cálculo dos preços se repete um número “muito grande” de vezes, seguindo as etapas abaixo:

1. O regulador define ρ e γ ;
2. O acionista decide o nível de esforço δ ;
3. O valor de α se realiza;
4. O regulador observa os custos e calcula os preços;
5. Os consumidores realizam a demanda e a empresa obtém sua receita.

Vamos assumir que todos os agentes envolvidos são neutros ao risco. Assim, o problema do regulador consiste em escolher os valores de ρ e γ que maximizam o bem-estar social esperado, sujeito a uma condição de lucro positivo do acionista. A função bem-estar social esperado é dada por

$$W_E = S_E + \lambda \Pi_E \quad (\text{III.9})$$

Onde, W_E é o nível de bem estar social esperado, S_E é o excedente do consumidor esperado e Π_E é o lucro esperado do acionista. O problema do regulador no cenário base é então dado por

$$\max_{\rho, \gamma} W_E \quad (\text{P1})$$

s.a

$$\Pi_R \geq 0 \quad (\text{R1})$$

$$0 \leq \gamma \leq 1 \quad (\text{R2})$$

$$q \geq 0 \quad (\text{R3})$$

³ A razão para adotarmos essa premissa é o fato dessa regra compreender quase todos os modelos reais de regulação adotados pelos reguladores. Variantes desse modelo verificados na experiência internacional é a adoção de menus, como em [Ofgem \(2004\)](#). No entanto, são raras essas experiências, e não podem ser consideradas como parte do *status quo*. Na medida em que o primeiro trabalho teórico recomendando a adoção de um *menu* regulatório foi publicado em 1986 ([LAFFONT; TIROLE, 1986](#)), é possível inferir que os reguladores encontraram dificuldades em incorporar esse tipo de abordagem em seus regimes de regulação. É importante ressaltar que não estamos afirmando que esses modelos não são úteis ao regulador e que não podem ser incorporados aos regimes reais de regulação. Acreditamos, derivado de nossa experiência atuando direta e indiretamente com reguladores reais, que uma explicação possível para a não adoção de *menus* é sua complexidade, o que causa certa reação negativa por parte dos agentes envolvidos no processo.

Onde, Π_R é o lucro adotado como referência na restrição do problema. Seguindo Schmalensee (1989), vamos adotar duas referências. A primeira é o lucro esperado, o que denominaremos Caso I. A segunda referência é o lucro no “pior cenário”, ou seja, o lucro no cenário em que os parâmetros não observáveis assumem os valores que impliquem os maiores níveis de custo. Como estamos assumindo uma distribuição com suporte não limitado para alguns parâmetros, o pior cenário é um custo infinito. Em função disso, iremos adotar como pior cenário nesses casos os valores cuja probabilidade de ocorrência seja maior (menor) que ou igual à 1%. Se a referência for o pior cenário, iremos denominar caso II.

Para o tipo da empresa, o regulador adota μ como referência mesmo no pior cenário. Isso se deve ao fato de todos conhecerem o seu valor, do processo se repetir um número muito grande de vezes e da hipótese de neutralidade ao risco. Como α converge para μ após sucessíveis cálculos de preço, todos aceitam considera-lo como referência na restrição de participação. É importante notar que α se realiza após todos tomarem suas decisões (menos os consumidores)⁴

Antes de discutimos a solução geral do problema, vamos avaliar os regimes *Price Cap* - (PC) e *Cost Plus* (CS). Primeiramente, iremos assumir que o regulador considera o lucro esperado na restrição do problema e conhece h . Se o regime for PC o problema do acionista se torna

$$\max_{\delta} E_{\alpha}(\Pi) = (\rho - \mu + h\delta - \varphi\delta^2)q \quad (\text{P2})$$

A solução do problema é dada por

$$\delta_{pc} = \frac{h}{2\varphi} \quad (\text{III.10})$$

Aqui temos uma interessante constatação do modelo. Assim como na seção II.2.1 o esforço dos empregados definido pelo acionista é proporcional a sua habilidade. A consideração da variável “produção” no modelo não alterou esse resultado. Quanto maior a habilidade maior o esforço “contratado”. No limite, se o acionista tiver uma habilidade nula o nível de esforço exigido da empresa é nulo também. Essa relação também se manterá no caso geral, como demonstraremos mais á frente.

Seja $\varsigma = \mu - h\delta_{pc} + \varphi\delta_{pc}^2$. O problema do regulador é definido por

$$\max_{\rho} E_{\alpha}(W) = \frac{(A - k\rho)^2}{2k} + \lambda(\rho - \varsigma)(A - k\rho) \quad (\text{P3})$$

s.a

⁴ Schmalensee (1989), apesar de adotar assim como nós a hipótese de neutralidade ao risco, no caso II assume para α o maior valor possível. A diferença fundamental é que, em seu trabalho o calculo de preços ocorre apenas uma vez, enquanto aqui ele se repete "muitas vezes", de forma que, na média, α irá assumir valores muitos próximos de μ . Vale notar também que, a realização de custos não revela os valores de cada componente, logo, não impacta a escolha de δ .

$$(\rho - \varsigma)(A - k\rho) \geq 0 \quad (\text{R4})$$

$$A - k\rho \geq 0 \quad (\text{R5})$$

Juntando as duas restrições, temos

$$\frac{A}{k} \geq \rho \geq \varsigma \quad (\text{R6})$$

As derivadas primeira e segunda do problema se encontram nas equações abaixo

$$\frac{\partial W}{\partial \rho} = A(\lambda - 1) + \lambda k \varsigma - \rho k(2\lambda - 1) \quad (\text{III.11})$$

$$\frac{\partial^2 W}{\partial \rho^2} = k(1 - 2\lambda) \quad (\text{III.12})$$

Nota-se então que para $\lambda < \frac{1}{2}$ a função objetivo é convexa e para $\lambda > \frac{1}{2}$ ela é côncava.

A solução do problema é $\rho = \varsigma$ para qualquer valor de λ ⁵

Seja S_{PC} o excedente do consumidor esperado no regime PC. O bem estar social esperado é dado por

$$E(W) = S_{PC} = \left(\frac{A - k\varsigma}{2k} \right)^2 \quad (\text{III.15})$$

Se consideramos o “pior cenário” na função lucro o resultado é idêntico. Se o regulador não conhece h e φ , ele considera ou $\bar{h} = E(h)$ e $\bar{\varphi} = E(\varphi)$ no Caso I, onde $E(\cdot)$ é a função esperança, ou h_m e φ_m no Caso II, onde $\text{prob}(h < h_m) = 0.01$ e $\text{prob}(\varphi > \varphi_m) = 0.01$.

Se o regime for do tipo CP o regulador define $\gamma = 1$ e $\rho = c_i$, onde c_i é o valor realizado de c . Vale notar que, nesse caso a informação que o regulador possui a respeito de h não afeta o resultado. Em relação ao esforço, é fácil demonstrar que $\delta_{cp} = 0$, onde

⁵ Primeiro, vamos assumir $\lambda = 1$. Nesse caso, é fácil notar que a solução ótima é $\rho = \varsigma$. Agora vamos assumir $\rho \neq 1$. Primeiramente, vamos analisar os casos extremos $\rho = \varsigma$ e $\rho = \frac{A}{k}$. As derivadas primeiras nesses pontos são, respectivamente,

$$\frac{\partial W}{\partial \rho}(\rho = \varsigma) = A(\lambda - 1)(A - \varsigma k) \quad (\text{III.13})$$

$$\frac{\partial W}{\partial \rho} \left(\rho = \frac{A}{k} \right) = \lambda(A - \varsigma k) \quad (\text{III.14})$$

Nesse cenário, a derivada é negativa nos dois extremos do intervalo para qualquer valor de $0 \leq \lambda < 1$. Como a derivada é uma função monótona (crescente se $\lambda < 0.5$ e decrescente se $\lambda > 0.5$) em ρ , ela é negativa em todos os pontos do intervalo e, assim, W será menor para qualquer $\varsigma < \rho \leq \frac{A}{k}$. Logo, a solução do problema é $\rho = \varsigma$.

δ_{cp} é o nível de esforço no regime *CP*. O bem estar social esperado é dado pela seguinte equação

$$S_{CP} = \left(\frac{A - k\mu}{2k} \right)^2 + \frac{k}{2}\sigma^2 \quad (\text{III.16})$$

Vamos agora comparar os dois resultados. Primeiro, vamos analisar o Caso I. Como, para níveis positivos de h , $\mu > \varsigma$, o primeiro termo da equação III.16 é menor que S_{PC} . No entanto, o segundo termo é positivo, o que significa que não necessariamente o bem estar social esperado é maior no regime *PC* que no regime *CP*. O resultado dessa comparação irá depender dos parâmetros σ , h e φ . Para valores baixos de σ o regime *PC* é superior ao *CP*. Além disso, para níveis muito baixos de h e/ou φ o regime *CP* pode superar o *PC*. No entanto, para valores elevados de σ o contrário pode ser verdadeiro. Esse fenômeno, apesar de ter sido discutido em alguns poucos trabalhos (SCHMALENSSEE, 1989; LYON, 1996), é pouco explorado tanto na literatura quanto entre os reguladores. Mesmo no cenário em que o regulador conhece todos os parâmetros do modelo a solução ótima para a sociedade depende desses parâmetros.

Agora vamos discutir a solução geral do problema. Primeiro o Caso I. O lucro esperado do acionista é dado por

$$E_a(\Pi) = \Pi_e = \int_{-\infty}^{\infty} [(1 - \gamma)(\rho - \alpha + h\delta) - \varphi\delta^2] \{ [A - k(1 - \gamma)\rho - k\gamma\alpha] + k\gamma h\delta \} dF \quad (\text{III.17})$$

Rearranjando os termos, temos

$$E_a(\Pi) = \Psi + [(1 - \gamma)hC + Mk\gamma h]\delta + [(1 - \gamma)k\gamma h^2 - C\varphi]\delta^2 - k\gamma h\varphi\delta^3 \quad (\text{III.18})$$

Onde

$$\Psi = [A - k(1 - \gamma)\rho][(1 - \gamma)(\rho - \mu)] - k\gamma [(1 - \gamma)(\rho\mu - \mu^2 - \sigma^2)] \quad (\text{III.19})$$

$$M = (1 - \gamma)(\rho - \mu) \quad (\text{III.20})$$

$$C = [A - k(1 - \gamma)\rho - k\gamma\mu] \quad (\text{III.21})$$

As derivadas primeira e segunda do problema são, respectivamente,

$$[(1 - \gamma)hC + Mk\gamma h] + 2[(1 - \gamma)k\gamma h^2 - C\varphi]\delta - 3k\gamma h\varphi\delta^2 \quad (\text{III.22})$$

$$-2C\varphi + k\gamma h[2(1 - \gamma)h - 6\varphi\delta] \quad (\text{III.23})$$

Não é possível estabelecer *a priori* o sinal de III.22 e III.23. Em relação á III.22, o primeiro termo pode ser positivo ou negativo, caso $\rho < \mu$. O segundo termo também

pode ser positivo ou negativo, uma vez que $C > 0$. Em relação á III.23, também não é possível estabelecer *a priori* o seu sinal, uma vez que os primeiro e terceiro termos são negativos e o segundo é positivo. No entanto, para os parâmetros considerados nas simulações apresentadas abaixo a derivada segunda é sempre negativa para qualquer $\delta \geq 0$. Além disso, apenas uma das raízes de III.22 atende às restrições⁶.

A condição de primeira ordem do problema é⁷

$$\delta 6k\gamma h\varphi - 2[(1-\gamma)k\gamma h^2 - C\varphi] - \frac{2[(1-\gamma)k\gamma h^2 - C\varphi]^2 + 12k\gamma h\varphi[(1-\gamma)hC + Mkh]^{1/2}}{6k\gamma h\varphi} = 0 \quad (\text{III.24})$$

O excedente esperado do consumidor é dado por

$$E_a(S) = S_E = \frac{1}{2k} [[A - k(1-\gamma)\rho]^2 - 2\gamma k[A - k(1-\gamma)\rho](\mu - h\delta) + \gamma^2 k^2(\mu^2 + \sigma^2 - 2\mu h\delta + h^2\delta^2)] \quad (\text{III.25})$$

Nota-se que, para $\gamma > 0$, quanto maior a variância (σ^2) maior o excedente esperado do consumidor (S_E). Seja δ_* o nível ótimo de esforço da firma dado por ρ e γ . No cenário em que o regulador conhece todos os parâmetros, o problema do regulador é

$$\max_{\rho, \gamma} W_E(\delta_*) = S_E(\delta_*) + \lambda \Pi_E(\delta_*) \quad (\text{P4})$$

s.a

$$\Pi_E(\delta_*) \geq 0 \quad (\text{R7})$$

Vamos assumir agora que o regulador não é capaz de observar dois parâmetros do modelo, h e φ . Sejam os valores esperados e desvios padrões de ambos definidos, respectivamente, por \bar{h} e σ_h , e $\bar{\varphi}$ e σ_φ . As novas equações de esforço ótimo, lucro esperado e excedente do consumidor são apresentadas abaixo

$$\delta_* = \frac{2[(1-\gamma)k\gamma(\bar{h}^2 + \sigma_h^2) - C\bar{\varphi}]}{6k\gamma\bar{h}\bar{\varphi}} + \frac{\sqrt{2[(1-\gamma)k\gamma(\bar{h}^2 + \sigma_h^2) - C\bar{\varphi}]^2 + 12k\gamma\bar{h}\bar{\varphi}[(1-\gamma)\bar{h}C + Mk\gamma\bar{h}]}}{6k\gamma\bar{h}\bar{\varphi}} \quad (\text{III.26})$$

$$E_a(\Pi) = \Psi + [(1-\gamma)C + Mk\gamma]\bar{h}\delta + [(1-\gamma)k\gamma(\bar{h}^2 + \sigma_h^2) - C\bar{\varphi}]\delta^2 - k\gamma\bar{h}\bar{\varphi}\delta^3 \quad (\text{III.27})$$

$$E_a(S) = \frac{1}{2k} \{ [A - k(1-\gamma)\rho]^2 - 2\gamma k[A - k(1-\gamma)\rho](\mu - \bar{h}\delta) + \gamma^2 k^2(\mu^2 + \sigma^2 - 2\mu\bar{h}\delta + (\bar{h}^2 + \sigma_h^2)\delta^2) \} \quad (\text{III.28})$$

⁶ Resultado obtido via simulação, conforme seção III.4

⁷ Omitimos uma das raízes que não atende à restrição por simplificação

No caso II, as funções esforço e lucro consideradas pelo regulador são dadas por

$$\delta_m = \frac{[(1 - \gamma)k\gamma h_m^2 - C\varphi_m]}{6k\gamma h\varphi_m} + \frac{\sqrt{(2[(1 - \gamma)k\gamma h_m^2 - C\varphi_m])^2 + 12k\gamma h_n\varphi_m[(1 - \gamma)h_m C + Mk\gamma h_m]}}{6k\gamma h\varphi_m} \quad (\text{III.29})$$

$$\Pi_m = \Psi + [(1 - \gamma)h_m C + Mk\gamma h_m] \delta + [(1 - \gamma)k\gamma h_m^2 - C\varphi_m] \delta^2 - k\gamma h_m \varphi_m \delta^3 \quad (\text{III.30})$$

Os problemas de otimização acima não possuem solução algébrica. Por isso, iremos utilizar um método de otimização numérica⁸ para resolvê-los. Para tanto, vamos calibrar o modelo a partir de dados do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro. Há pelo menos cinco vantagens em se considerar dados desse setor. A primeira, como discutido na seção I.2.2 e apêndice B, é que o regime de regulação adotado nesse segmento caracteriza-se pelo alto poder de incentivo para os custos operacionais. Como vimos na equação III.10, nesse caso a equação de esforço é relativamente simples, permitindo alguns conjecturas sobre o papel da habilidade empresarial e do esforço nos custos de cada empresa. A segunda é a presença de vários acionistas diferentes controlando várias empresas, o que permite, adotando-se determinadas premissas, segregar os efeitos da área de concessão sobre os custos. A terceira é a existência de dados de custos em um período relativamente extenso (1998/2016) de um conjunto razoável de empresas (quase 57 distribuidoras). A quarta é a disponibilidade de informações de tarifas e consumo em boa parte do período, o que permite estimar uma *proxy* para a função demanda do setor. Por fim, usar dados reais permite aproximar os resultados teóricos do regime real de regulação e extrair conclusões diretamente aplicáveis.

⁸ Utilizamos o método *COBYLA* do pacote *nloptr* do *software* R-CRAN, descrito em [NLOPT \(JOHNSON, 2014\)](#). Para verificar se a solução encontrada é um ótimo local ou global testamos vários pontos de partida. Em todos os casos, as soluções se mantiveram.

III.3 Calibração do Modelo

III.3.1 Calibração da Função Demanda

Os parâmetros da função demanda serão calibrados a partir de um estudo econométrico contemplando dados de 62 distribuidoras de energia elétrica no período 2003-2014, conforme detalhado no apêndice C. Estimamos a seguinte equação

$$q_{it} = c + kp_{it} + \beta_r R_{it} + \beta_X \mathbf{X}_{it} + \beta_I \mathbf{I}_i + \beta_Y \mathbf{Y}_t + \varepsilon_{it} \quad (\text{III.1})$$

Onde, i e t são indexadores de, respectivamente, empresa e ano, q é o consumo médio, R é a renda média, \mathbf{X} é um conjunto de variáveis de controle, \mathbf{I} são os efeitos fixos ao nível da empresa, \mathbf{Y} são os efeitos fixos ao nível do ano e ε é o erro aleatório. Os demais são parâmetros a serem estimados.

O valor de k pode ser extraído diretamente da regressão estimada, apresentada na tabela III.4. Utilizaremos como referência $k = 4$, que é um valor intermediário entre as estimativas dos modelos de efeitos fixos.

O parâmetro A depende de uma série de características das áreas onde atuam distribuidoras. Iremos adotar como referência as “características médias” das áreas de concessão, conforme equação abaixo.

$$A^* = \bar{c} + \beta_r \bar{R} + \beta_X \bar{\mathbf{X}} + \bar{\beta}_I + \bar{\beta}_Y \quad (\text{III.2})$$

Onde, $\beta_r \bar{R}$ é a renda média das áreas de concessão, $\beta_X \bar{\mathbf{X}}$ é o efeito médio das variáveis de controle, $\bar{\beta}_I$ é a média dos efeitos fixos ao nível das áreas de concessão, $\bar{\beta}_Y$ é a média dos efeitos fixos de tempo, e os demais são parâmetros do modelo.

Vamos considerar nas simulações apenas os custos operacionais e sua respectiva componente tarifária p_{cc} . Em função disso, vamos promover o seguinte ajuste em A^* .

$$A = A^* - (\bar{p}_a + \bar{p}_t + \bar{p}_{cc})k \quad (\text{III.3})$$

Onde, \bar{p}_a , \bar{p}_{cc} e \bar{p}_t são os valores médios de cada componente de preço observados no período. Procedendo tal ajuste, o valor de referência resultante para A é 4.973¹. Vale ressaltar que a adoção de premissas diferentes para A não altera de forma relevante os resultados apresentados na seção III.4 e, portanto, não afetam as conclusões da seção III.5.

¹ Nos baseamos nos valores médios praticados no Brasil para a soma $(p_a + p_t + p_{cc})$ em 2014, que resultou em aproximadamente R\$ 310 MWh. A^* resultou em 6213, que subtraído de 4×310 resulta em 4.973.

III.3.2 Calibração da Função Custo

Para calibrar os custos operacionais vamos utilizar os resultados da seção II.4.3. Os resultados, apesar de não apresentarem uma estimativa direta dos parâmetros h , δ e φ , permitem construir valores plausíveis para os mesmos. Sabemos que cada acionista escolhe δ a partir de III.10. Sejam h_i e δ_i , respectivamente, a habilidade e o esforço da empresa do acionista i . Assim, a diferença entre os valores estimados de efeitos fixos dos acionistas² i e j equivale à

$$\Delta_{ij} = h_i\delta_i - h_j\delta_j \quad (\text{III.4})$$

Ocorre que, de III.10, temos

$$\Delta_{ij} = \frac{h_i^2 + h_j^2}{2\varphi} \quad (\text{III.5})$$

Logo, φ pode ser calculado a partir de

$$\varphi = \frac{h_i^2 - h_j^2}{2\Delta_{ij}} \quad (\text{III.6})$$

Para gerar uma distribuição plausível para φ precisamos de valores possíveis para todos os parâmetros da equação III.4. Os valores de Δ_{ij} podem ser calibrados a partir dos efeitos fixos estimados. Baseado na tabela II.6, consideramos que Δ_{ij} pode assumir 31 pontos (equidistantes) entre 10 e 40 (R\$ MWh). Em relação á h , por definição, temos que h não pode assumir valores maiores que 1 e menores que 0. Definimos 31 limites superiores equidistantes (h_i) para h no intervalo $[0.6, 1]$ e 31 limites inferiores equidistantes (h_j) no intervalo $[0.1, 0.5]$. A tabela III.1 resume os valores considerados na simulação. Com isso, temos aproximadamente 30 mil valores possíveis para φ . A partir desses valores, construímos uma distribuição de probabilidade “empírico-teórica” para esse parâmetro utilizando o estimador *Kernel*³. A distribuição estimada e o valor esperado de φ são apresentados na figura abaixo.

Tabela III.1 – Intervalo de Parâmetros Considerados

Parâmetro	Intervalo	Número de Valores Considerados
Δ_{ij}	[10 , 40]	31
h_i	[0.6 , 1.0]	31
h_j	[0.1 , 0.5]	31

O valor médio estimado para $\bar{\varphi}$ foi de 0.013. Como valor máximo para φ vamos considerar $\varphi_m = 0,038$, dado que a probabilidade estimada desse parâmetro assumir valores maiores que esse patamar é menor ou igual á 1% .

² Ver tabela II.6.

³ Ver Scott (2015)

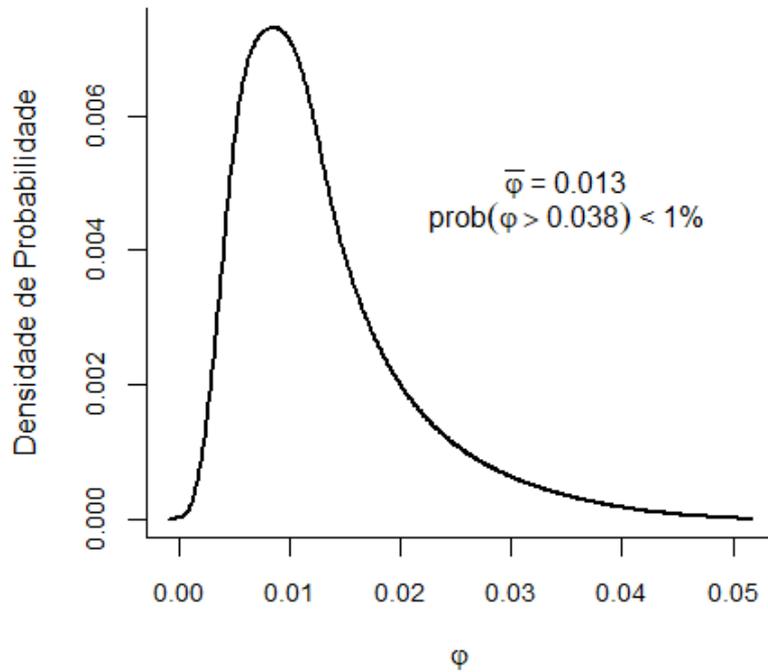


Figura III.1 – Distribuição de Probabilidade Empírica de φ

As estimativas apresentadas na tabela II.5 também permitem definir valores plausíveis para μ . Por definição, α reflete o ambiente em que opera a empresa. A significância estatística das variáveis de controle demonstram que α varia bastante entre as empresas do setor distribuição de energia elétrica brasileiro. Iremos adotar um valor que representa o custo operacional médio. Seja \hat{c}_{-ef} o valor previsto médio da regressão de custos expurgados os efeitos fixos. Como o acionista mais habilidoso, na maior parte das regressões, coincidentemente é *default* (CPFL) da regressão, \hat{c}_{ef} nos diz qual seria o custo operacional médio brasileiro se todas as empresas tivessem valores de δ e h iguais ao da CPFL. Seja δ_a esse valor. Temos então $a = \hat{c}_{-ef} + h_a \delta_a + e$. Para calibrar o valor de α vamos adotar como referência $h_a = 1^4$. A partir do resultado da regressão, temos $\hat{c}_{-ef} \cong 45$, $h_a \delta_a \cong 40$ e, assim, $\mu \cong 85$. O desvio padrão estimado dos resíduos da regressão nos dá $\sigma = \sigma_e \cong 20$. Logo, vamos assumir que a possui uma distribuição $\alpha \sim N(85, 20)$.

Por fim, para h vamos considerar várias distribuições de probabilidade triangulares, variando a distância entre os valores mínimos, máximos e o grau de assimetria da distribuição. A distribuição triangular é definida por três parâmetros, o valor mínimo (h_{min}), a moda (h_{mod}) e o valor máximo (h_{max}). O grau de assimetria depende da distância entre a moda e os dois limites. Iremos considerar os 11 intervalos $[h_{min}, h_{max}]$ descritos na tabela III.2. Para cada intervalo, foram gerados 11 valores de h_{mod} equidistantes. Quanto

⁴ Os resultados não se alteram significativamente assumindo premissas diferentes e as conclusões deste trabalho se mantiveram para diversos valores de h

mais próximo h_{mod} estiver de h_{max} , maior a assimetria á esquerda da distribuição. Caso contrário, maior a assimetria á direita. Vamos definir $h_m = h_{min}$ em todos os cenários.

Tabela III.2 – Valores de h_{max} e h_{min} Considerados.

h_{max}	0.6	0.64	0.68	0.72	0.76	0.8	0.84	0.88	0.92	0.96	1
h_{min}	0.5	0.46	0.42	0.38	0.34	0.3	0.26	0.22	0.18	0.14	0.1

III.4 Resultados

Primeiramente, vamos analisar um cenário base, que adota como referência o Caso I e $\lambda = 0.5$. O gráfico da figura III.2 mostra os valores ótimos de γ para diversos níveis de h . Nos cenários assumidos para \bar{h} , com valores definidos no intervalo $[0.425, 0.675]$, os valores de γ se situam entre 0.05 e 0.01. Com isso, vemos que o regime regulatório ótimo possui elevado poder de incentivo no cenário base.

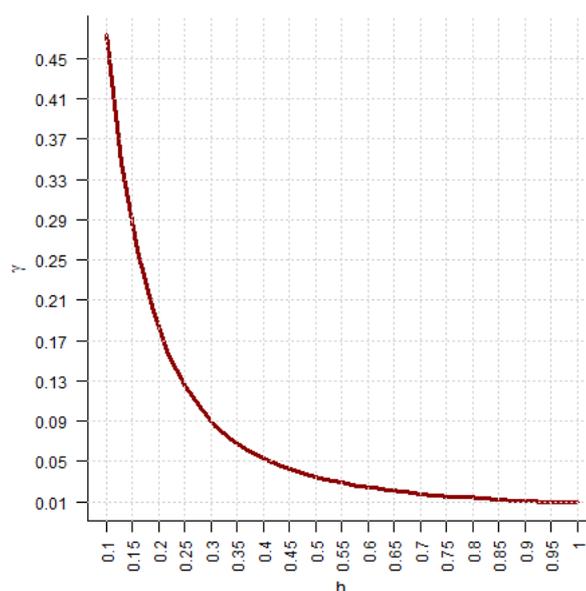


Figura III.2 – Relação entre γ Ótimo e Habilidade Empresarial (R\$ mil)

O nível de esforço e o reflexo sobre os custos são apresentados na figura III.3. Como é possível notar, quanto maior a habilidade maior o nível de esforço. Isso se explica pela relação positiva entre habilidade e incentivos. Com o maior nível de esforço, os custos da empresa caem, como é possível notar na curva azul. No entanto, o custo para o acionista aumenta, na medida em que maiores níveis de esforço implicam maiores pagamentos aos empregados. A soma dos custos da firma e do acionista corresponde á curva preta no gráfico. Nota-se que os custos totais caem com a habilidade.

Os reflexos sobre o consumidor são apresentados na figura III.4. Os preços são iguais aos custos unitários para todos os níveis de habilidade. A demanda em todos os cenários é apresentada no gráfico à esquerda e o bem estar social à direita. A redução dos preços provocou um aumento da demanda e do bem estar social.

Simulamos também diversos valores de λ no intervalo $[0, 1]$ e os resultados acima se mantiveram. Ou seja, os resultados independem do peso dado à empresa na função

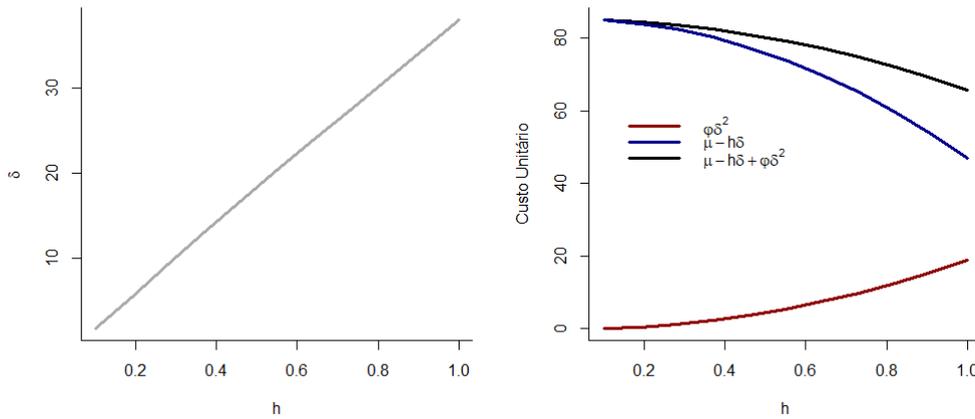


Figura III.3 – Esforço, Custos e Habilidade Empresarial

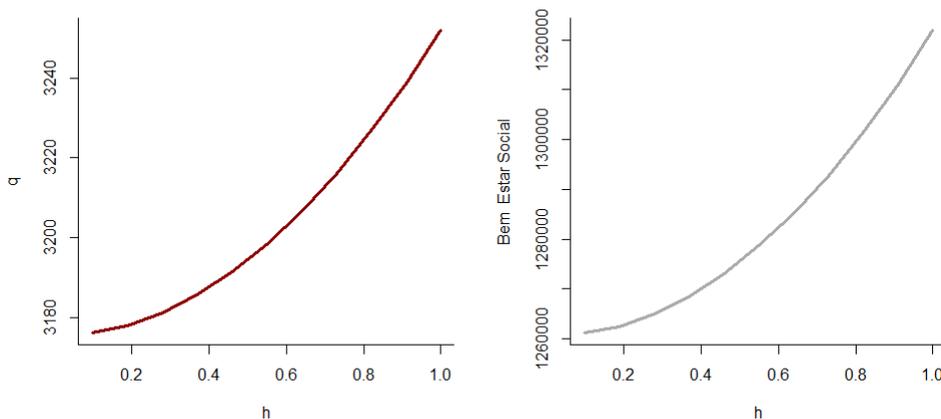


Figura III.4 – Demanda, Bem Estar e Habilidade Empresarial

objetivo do regulador.

Agora iremos simular o Caso II, ou seja, vamos assumir que o regulador deve considerar na restrição de participação o pior cenário para h . Inicialmente, vamos analisar as simulações considerando $\lambda = 0.5$. Simulamos todos os cenários de distribuição descritos na seção III.3.2. Todos os valores de γ estimados se encontram no gráfico III.5 abaixo. Nota-se que há diminuição do poder de incentivo do regime, podendo γ chegar a 0.35. Vale lembrar que no cenário proposto para \bar{h} , o valor máximo de γ quando os parâmetros são conhecidos é 0.05.

O que explica as diferenças entre os valores de γ ? O gráfico III.6 ilustra a razão principal dessas diferenças. Nele é possível observar a relação entre γ , \bar{h} e h_m . As cores refletem qual valor de h_m foi considerado na simulação. Pontos mais azuis significam valores baixos e mais avermelhados elevados de h_m . Como é possível notar, a relação entre

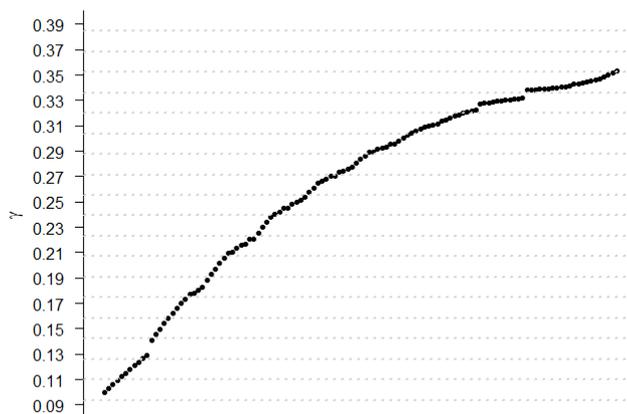


Figura III.5 – Valores de γ estimados no Caso II

γ e \bar{h} é positiva em quase todos níveis de h_m simulados quando $\lambda = 0.5$. Esse resultado contrasta com o anterior, em que maiores níveis de h estavam associados a menores valores de γ , ou seja, regimes regulatórios de maior poder de incentivo.

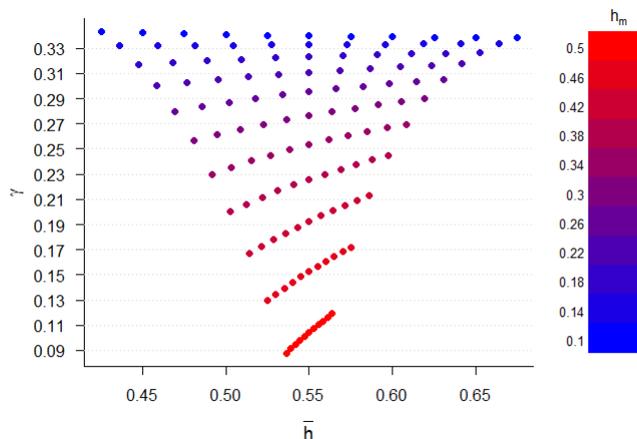


Figura III.6 – Relação entre γ , h_m e \bar{h} - Caso II

Para entender esse fenômeno pouco intuitivo, fizemos a seguinte simulação. Primeiro, simulamos o nível ótimo de γ e ρ considerando como restrição de participação o lucro esperado, assumindo $h_m = 0.3$ e $\bar{h} = 0.6$. O resultado naturalmente não atende á restrição de participação do acionista de menor habilidade. Calculamos então para o valor ótimo de γ o nível mínimo de ρ que atende a essa restrição. É o ponto de partida da curva azul do primeiro gráfico da figura III.7. Depois, simulamos cenários alternativos de γ e, para cada novo γ gerado, calculamos o nível mínimo de ρ que atende a restrição de participação do acionista menos habilidoso. Como menores valores de γ implica menos incentivo ao esforço, o custo desse acionista aumenta e, por isso, ρ também aumenta.

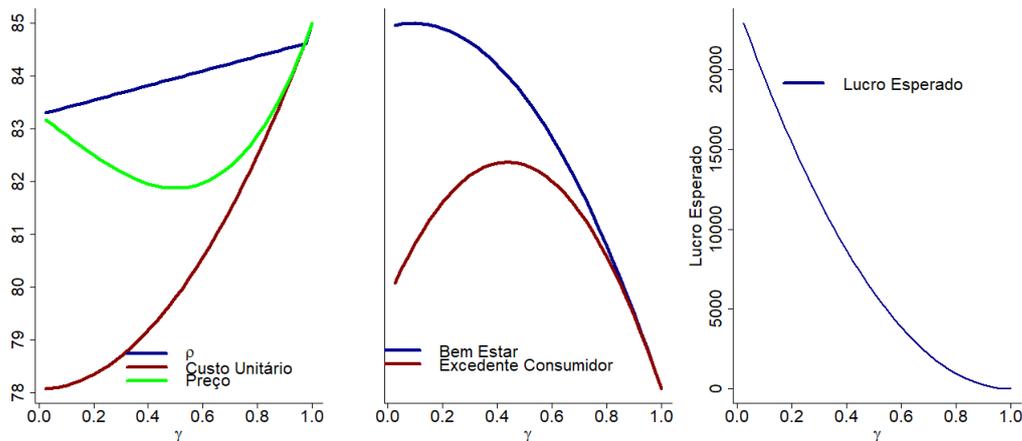


Figura III.7 – Entendendo a Relação Negativa entre γ e \bar{h} no Caso II

A curva vermelha é o custo esperado do acionista de habilidade média. Como sua habilidade é maior, para o mesmo par (ρ, γ) , seu custo é inferior ao de menor habilidade, o que resulta em um lucro positivo esperado, apresentado no último gráfico. Esse *gap* é uma oportunidade para o Regulador reduzir o preço e, assim, aumentar o excedente do consumidor. Como ele faz isso? Aumentado γ . No início da curva um aumento de γ possibilita reduzir o preço porque o custo esperado é inferior à ρ . No entanto, quanto maior γ , maior o custo unitário. Como ilustrado na curva verde do primeiro gráfico, existe um ponto a partir do qual o aumento de custos provocado pelo aumento de γ faz aumentar o preço, diminuindo o excedente do consumo. O reflexo dessa curva de preços sobre o excedente do consumidor pode ser visto na curva vermelha do segundo gráfico. Neste, apresentamos também a curva de bem estar social gerada, cujo ponto de máximo é inferior ao do excedente do consumidor, tendo em vista que o lucro esperado é decrescente em relação a γ . Esse efeito é mais uma versão do *trade-off* entre extração de renda e incentivos tão discutido em teoria dos incentivos (LAFFONT; TIROLE, 1993; BOLTON; DEWATRIPONT, 2005).

A inclinação da reta é sensivelmente afetada por h_m . Para valores menores de h_m , variações em \bar{h} afetam muito pouco γ , a inclinação da curva é quase horizontal. Ao contrário, para níveis maiores de h_m , a inclinação aumenta. A explicação é que, quanto menor o valor de h_m , maior o *gap* entre ρ e o custo unitário e, portanto, maior o benefício de um aumento de γ . Além disso, alterações na assimetria da distribuição provocam um efeito proporcionalmente menor sobre a \bar{h} . A consequência é que o *gap* varia pouco em cada distribuição e, portanto, o valor ótimo de γ não se altera.

No gráfico III.8 são apresentados os níveis de bem estar social esperado (WB) em cada um dos cenários. Observa-se uma relação positiva entre WB e \bar{h} . Além disso, WB é tanto maior quanto maior h_m . Por fim, o impacto de um valor adicional de \bar{h} sobre WB é

o mesmo para qualquer nível de h_m , ou seja, a inclinação da curva não se altera com h_m .

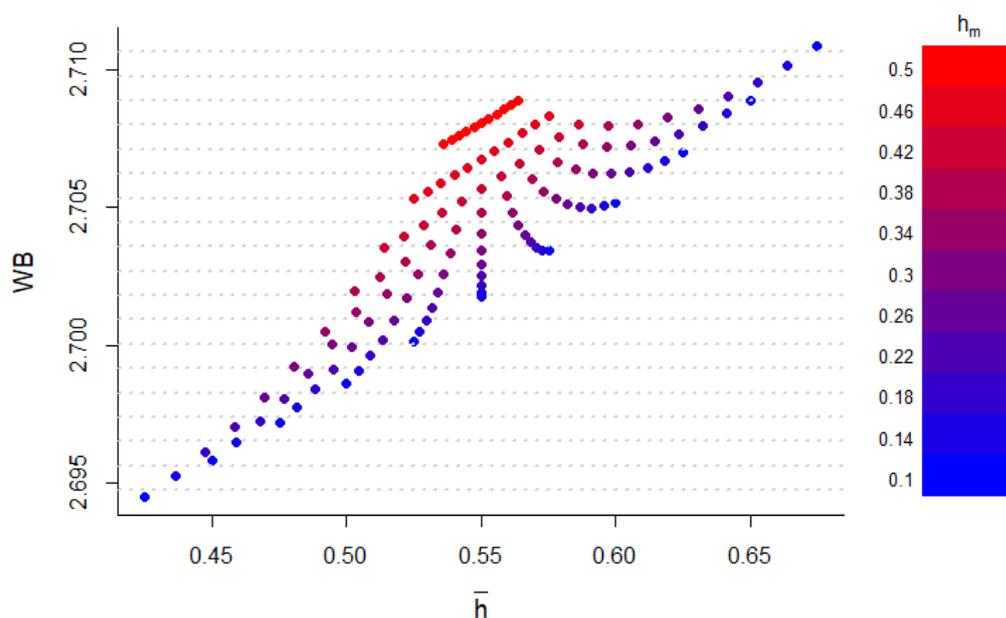


Figura III.8 – Relação entre Bem Estar Social Esperado (WB), h_m e \bar{h}

No gráfico III.9 apresentamos o comportamento dos preços e margens de lucros para diferentes níveis de h_m e \bar{h} . Níveis mais altos de \bar{h} estão associados a preços menores e valores inferiores de h_m provocam aumento de preços. As margens esperadas do acionista variam entre 4.8% e 14.5%. Níveis mais elevados de habilidade estão associados a margens mais elevadas em todos os cenários de h_m . Por fim, as inclinações das curvas não mudam com h_m .

Agora iremos analisar o efeito de λ sobre os resultados acima. Simulamos 41 cenários de λ no intervalo $[0,1]$. A figura III.10 abaixo apresenta os valores ótimos de γ em cada cenário. Observa-se que γ pode assumir valores entre 0.02 e 0.5. Nota-se que níveis de λ maiores (vale lembrar, pesos maiores atribuídos ao acionista na função bem estar) implicam menores valores de γ (ou seja, maior poder de incentivo). Para valores de $\gamma = 1$, o regulador prefere um regime de alto poder de incentivo em todos as distribuições de h . Para $\gamma = 0$, o menor valor de γ foi 0.14 e o maior valor 0.5.

A figura III.11 apresenta a relação entre γ , h_m e \bar{h} para cinco níveis de λ (0,0.25,0.5,0.75,1). Quando $\lambda = 0$ e $h_m = 0.1$, o valor médio de γ é próximo á 0.5 e praticamente não muda com \bar{h} . Quando diminuimos h_m , temos uma relação positiva entre λ e \bar{h} . No outro extremo, para $\lambda = 1$, h_m não afeta a escolha de γ , que apresenta valores compatíveis com um regime de alto poder de incentivo. Nesse caso, diferente de quase todos os demais cenários, \bar{h} impacta negativamente γ . Por quê? Como vimos anteriormente, ao distorcemos os incentivos aumentando γ aumentamos também o bem estar porque conseguimos reduzir os preços

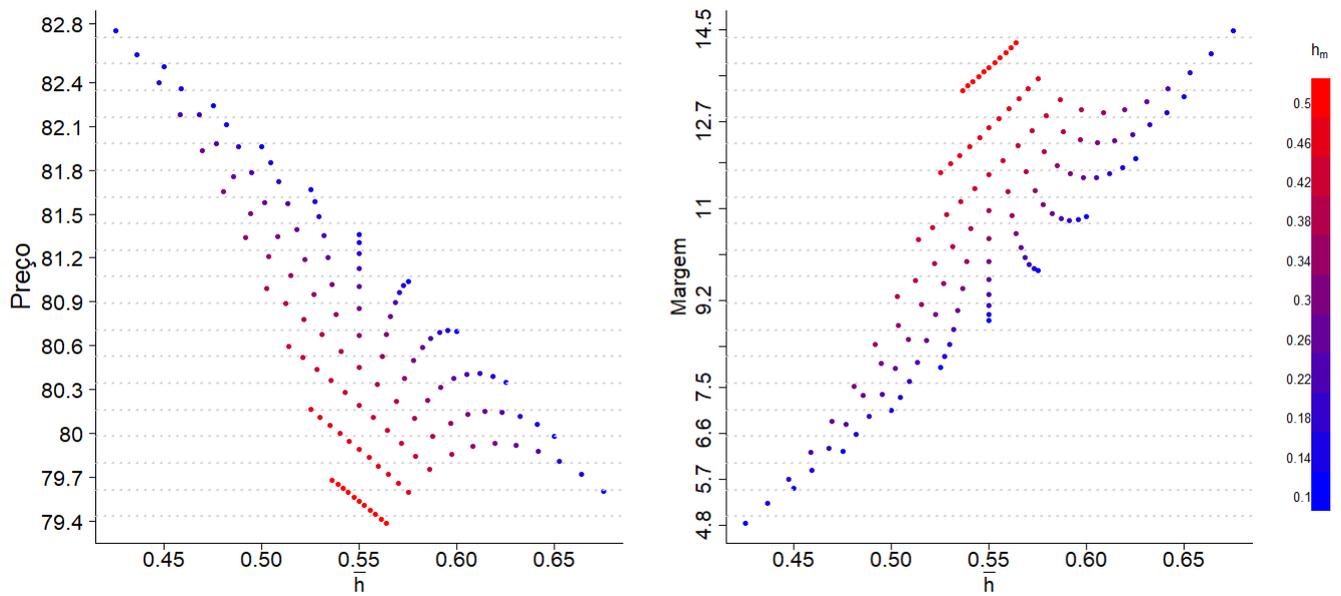


Figura III.9 – Preço, Margem de Lucro e \bar{h}

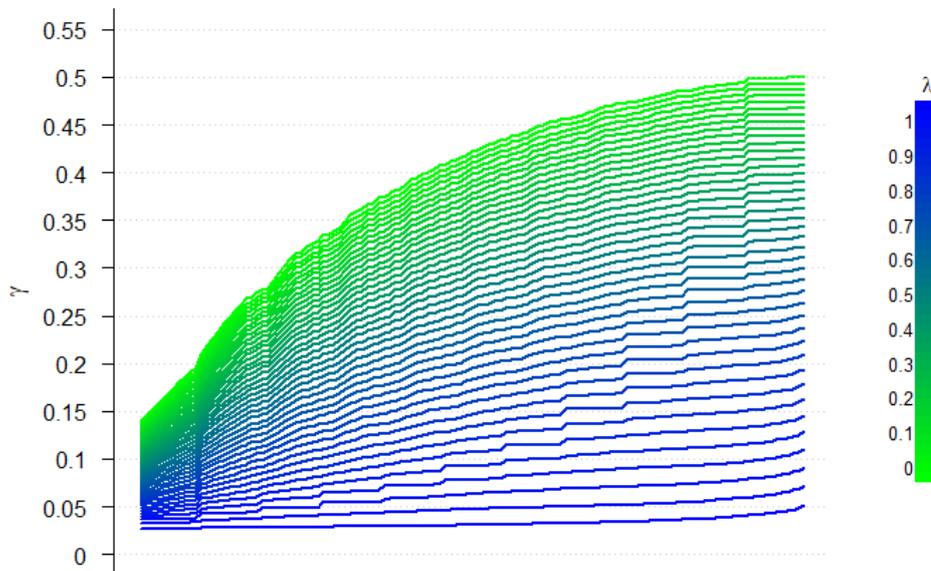


Figura III.10 – Valores Ótimos de γ para Diversos Níveis de λ

médios e, assim, o excedente do consumidor. No entanto, isso tem como consequência a redução do lucro do acionista. Logo, quanto maior λ , menor o efeito da distorção sobre o bem estar social. O aumento de γ pode resultar em perda social se a redução de lucros do acionista for maior que o aumento do excedente do consumidor e o peso daquele for suficientemente elevado. É o que ocorre no cenário em que $\lambda = 1$. O efeito aqui é análogo ao caso de informação perfeita.

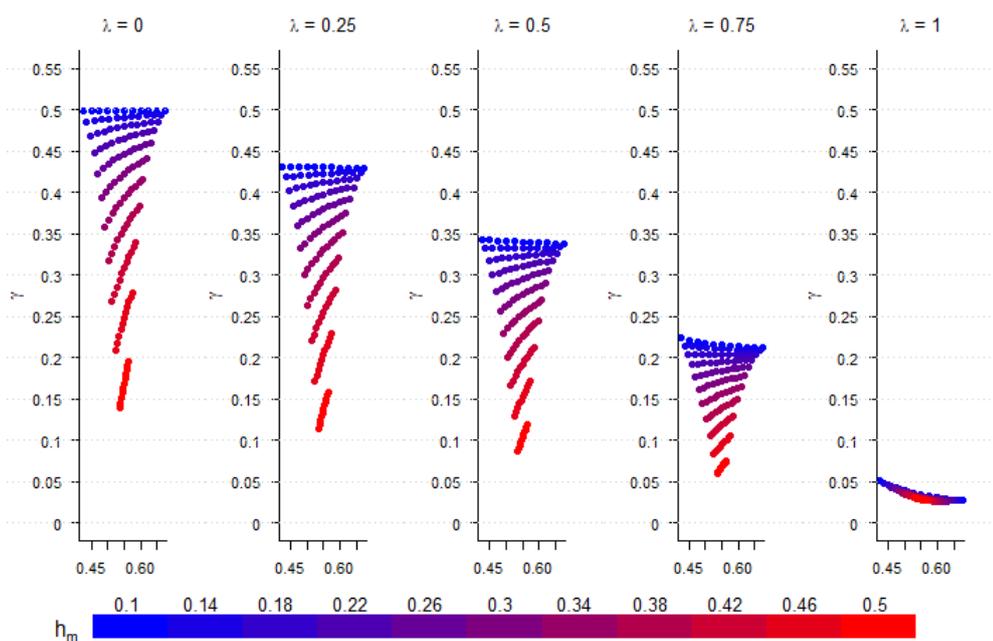


Figura III.11 – Relação entre γ , h_m e \bar{h} para Diversos Níveis de λ

Os níveis de bem estar social nos cinco cenários de λ acima são apresentados na Figura III.12. Em todos os casos, um aumento de \bar{h} e h_m provocam aumento do bem estar social. No entanto, o efeito de h_m é tanto menor quanto maior λ . Por fim, nota-se que a inclinação da curva é tanto maior quanto maior λ .

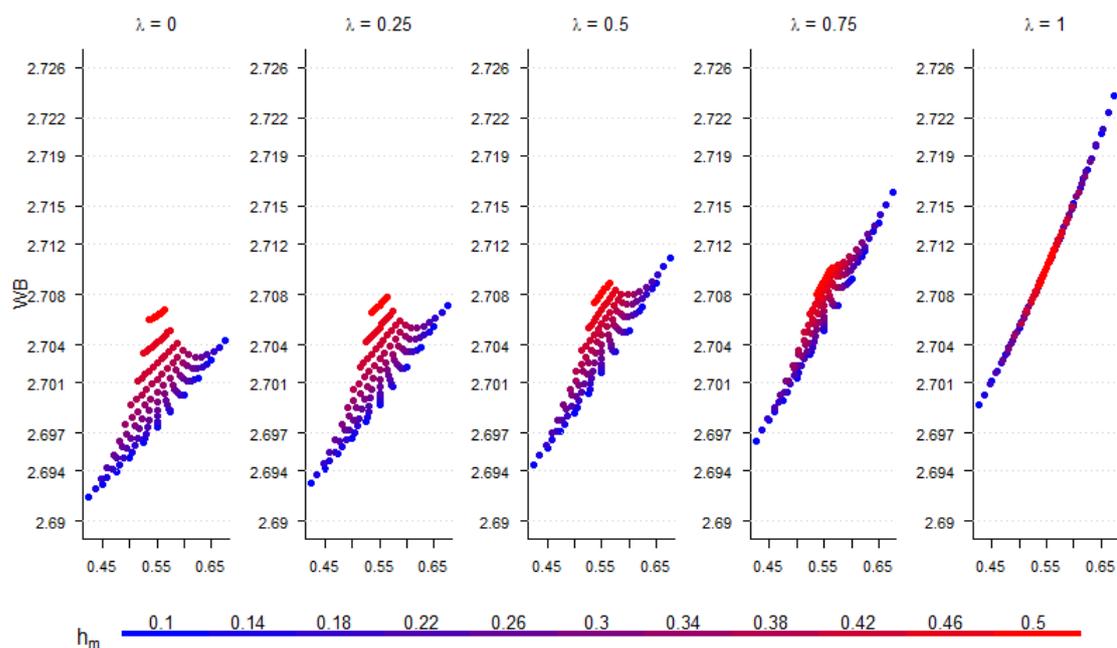


Figura III.12 – Bem Estar Social, h_m e \bar{h} para Diversos níveis de λ

Na figura III.13 apresentamos a relação entre os preços finais e o preço do regime *price cap* em 6 cenários de λ . O primeiro ponto a se notar é que em todos os cenários os preços se mostraram inferiores ao do regime *price cap*. As diferenças, no entanto, são tanto maiores quanto menor o valor de λ . Por exemplo, quando $\lambda = 0$, o regime regulatório escolhido pode alcançar um preço médio quase 7% inferior. A razão entre os preços se reduz na medida em que aumentamos \bar{h} e reduzimos h_m .

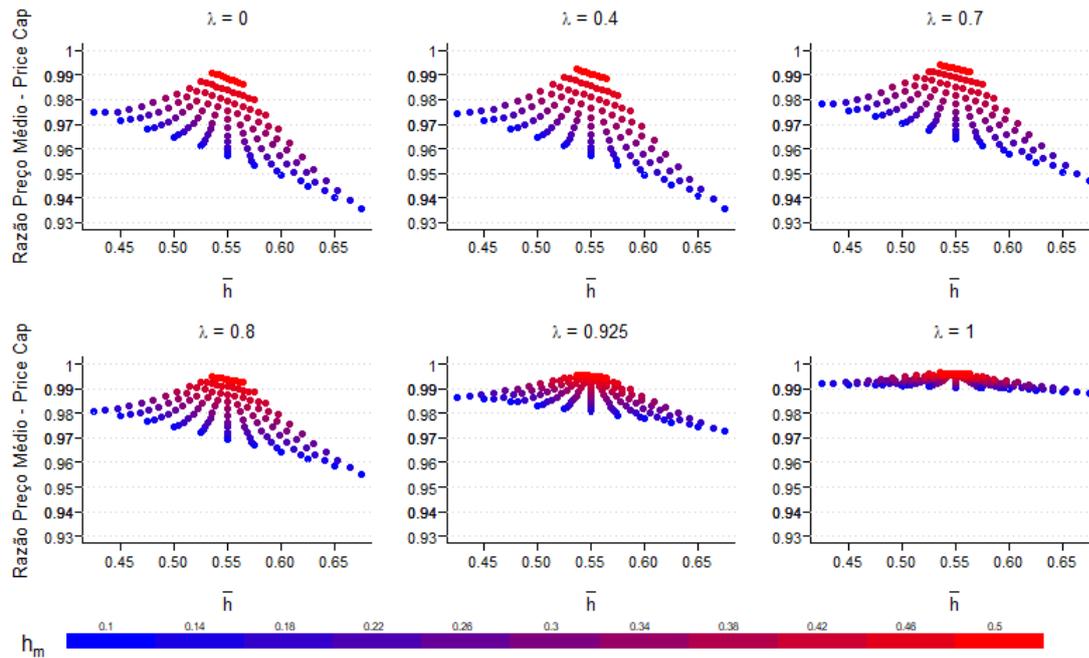


Figura III.13 – Razão entre Preço Médio e *Price Cap* para diversos níveis de h_m , \bar{h} e λ

Finalmente, na figura III.14 apresentamos as margens de lucro nos mesmos cenários de λ acima. Em todos os casos, temos uma relação positiva entre \bar{h} e margem de lucro. Para valores baixos de λ , é possível observar uma relação positiva entre margem de lucro e h_m . No entanto, a medida em que aumentamos λ , o efeito de h_m vai diminuindo. Para $\lambda = 0.8$, o seu efeito é quase nulo. Para valores de λ elevados, o efeito é negativo.

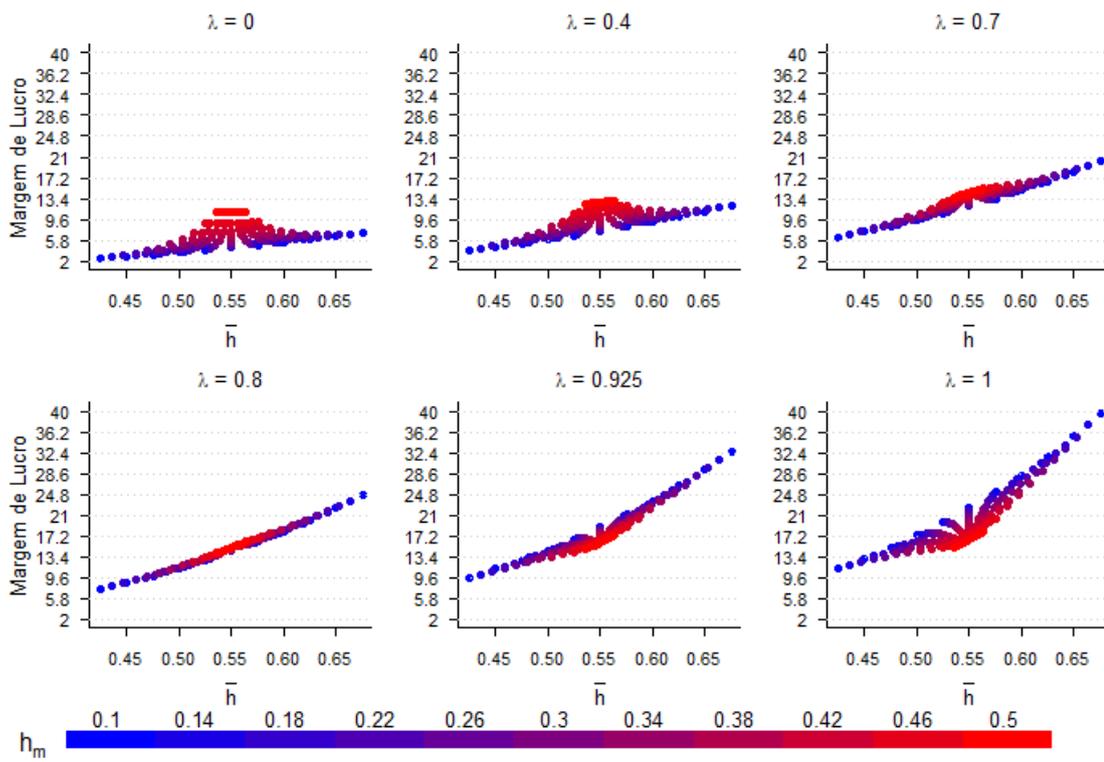


Figura III.14 – Margem de Lucro para diversos níveis de h_m , \bar{h} e λ

III.5 Avaliação dos Resultados e Considerações Finais

Há pelo menos quatro resultados importantes que gostaríamos de destacar neste trabalho. O primeiro é a relação entre a habilidade do acionista e o regime de incentivos quando o regulador conhece a habilidade. A figura III.2 demonstra que o poder de incentivo do regime é inversamente proporcional á habilidade do acionista nesse cenário. Não encontramos um trabalho que tenha demonstrado algo similar na literatura, ou seja, que a escolha do regime de regulação depende da habilidade empresarial do acionista que controla a empresa. Aceitas as premissas assumidas neste trabalho, os dados do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro sugerem, nesse caso, que o regime regulatório ótimo apresenta, em média, elevado poder de incentivo.

O segundo resultado importante é a relação negativa entre habilidade esperada e poder de incentivo quando assumimos um ambiente de incerteza e valores não muito elevados de λ , demonstrado na figura III.6. O contraste entre os dois resultados é explicado no gráfico III.7. Assumimos, como em toda a literatura, que no ambiente de incerteza o regulador deve garantir que o preço final seja tal que os acionistas tenham lucro maior ou igual a zero em todos os cenários. Assim, a restrição de participação considera o cenário em que o acionista possui o menor nível de habilidade empresarial. Isso implica que o acionista com habilidade média terá custos unitários inferiores ao “preço-base” (ρ). Como o regulador sabe disso, ele reduz os preços finais diminuindo o poder de incentivo (aumentando γ) e, conseqüentemente, reduzindo o lucro esperado.

Uma consequência que merece destaque desse resultado é a distorção causada em termos de esforço da empresa. Para evidenciar de forma mais clara esse fenômeno, apresentamos na figura III.15 abaixo o efeito da incerteza sobre o esforço ótimo. Fixamos $h_m = 0.1$ e resolvemos o modelo para diversos níveis de \bar{h} entre 0.1 e 1. Cada ponto no gráfico representa a relação entre o esforço ótimo com e sem incerteza. Como é fácil notar, a distorção é tanto maior quanto maior a habilidade esperada. A distorção pode gerar níveis de esforço menores que 70% do esforço ótimo no cenário de certeza.

O terceiro resultado é a importância que o peso dado ao acionista pelo regulador possui na escolha do poder de incentivo do regime. Resultados similares foram demonstrados em Schmalensee (1989), porém considerando apenas os cenários extremos $\lambda = 0$ e $\lambda = 1$. Simulamos também diversos outros valores intermediários para λ . Os resultados vão ao encontro do verificado pelo autor. Quanto maior o valor atribuído ao acionista pelo regulador maior o poder de incentivo do regime. A distorção demonstrada no gráfico

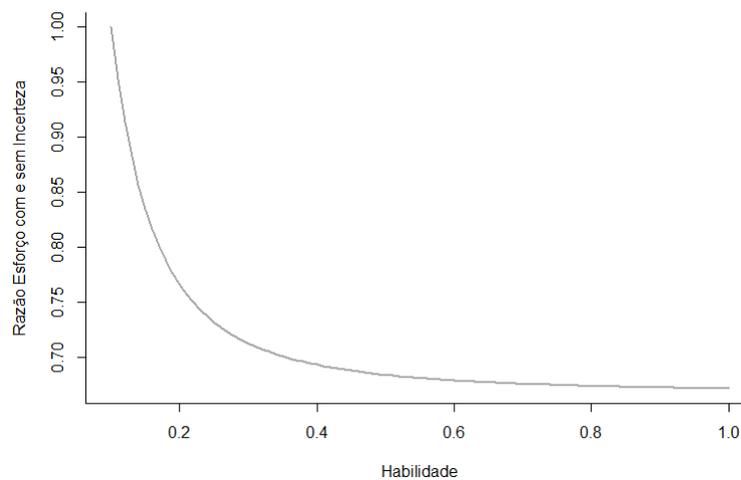


Figura III.15 – Distorção Causada pela Incerteza e Habilidade Média

anterior tem como consequência a redução do lucro esperado do acionista. Se o peso do acionista é maior, a distorção gera uma perda de bem estar social. Se λ for o resultado de um processo de negociação e refletir o poder de barganha de consumidores e acionistas é possível prever que, quanto maior o poder de barganha dos acionistas maior o poder de incentivo do regime. É interessante notar que essa é uma hipótese testável¹.

Um quarto e talvez mais importante resultado alcançado é a importância da habilidade empresarial para o bem estar social. Em todos os cenários o aumento da habilidade mínima e/ou média sempre aumenta o bem estar social, seja qual o regime ótimo adotado. Mesmo no modelo com elevada incerteza e um regulador mais preocupado com o excedente do consumidor, em que o aumento da habilidade esperada faz o regulador optar por diminuir o poder de incentivo do regime, o resultado final é sempre um aumento de bem estar social quando há um aumento da habilidade. Isso faz surgir considerações quanto ao ambiente de negócios do setor regulado, em particular, quanto á sua capacidade de atrair e manter acionistas de elevada habilidade empresarial.

De forma geral, os resultados se mostraram bem mais favoráveis a regimes de alto poder de incentivo do que alcança boa parte da literatura. O forte movimento em direção a um regime de regulação do tipo *Performance Based Regulation* observado em diversos países, em especial, na Europa e America Latina, contrasta com o forte ceticismo da literatura sobre os ganhos que esse tipo de regime pode trazer para a sociedade (JOSKOW; SCHMALENSEE, 1986; SCHMALENSEE, 1989; LISTON, 1993; LAFFONT;

¹ É necessário fazer aqui uma consideração importante. Estamos assumindo que, uma vez realizado α , o regulador aplica exatamente a regra definida *ex-ant*. Em um regime de alto poder de incentivo, valores altos de α implicam menor nível de lucro. Um elevado poder de barganha dos acionistas pode implicar uma quebra de compromisso do regulador com a regra prevista, aumentando γ quando $\alpha > \mu$ e diminuindo quando $\alpha < \mu$. Uma análise empírica acerca da relação entre poder de incentivo e poder de barganha de cada grupo deve levar em consideração o problema do compromisso (*commitment*) do regulador com a aplicação das regras.

TIROLE, 1986; LYON, 1996; GILBERT; NEWBERY, 1994). Apesar de alguns trabalhos inicialmente ressaltarem os benefícios que os incentivos trazem em termos de ganhos de eficiência (BEESLEY; LITTLECHILD, 1989; CABRAL; RIORDAN, 1989; CLEMENZ, 1991), os problemas levantados por diversos trabalhos decorrentes da adoção desse tipo de regime não são poucos. De um lado, destaca-se a dúvida quanto á capacidade real dos reguladores se comprometerem com a adoção de mecanismos de incentivo que irão gerar lucros econômicos derivados de “renda informacional” (CREW; KLEINDORFER, 2002). De outro, os problemas alocativos que surgem derivados da rigidez de preços em um mundo com fortes choques aleatórios de custos (SCHMALENSEE, 1989; LYON, 1996). Deve-se mencionar também os efeitos potencialmente negativos sobre investimentos cujo período de amortização se estende por um longo período (GILBERT; NEWBERY, 1994; GUTHRIE, 2006). As poucas simulações que existem na literatura sugerem que, em um ambiente de incerteza elevada, o regime ótimo de regulação é algo intermediário entre os dois extremos, porém mais próximo do *Cost Plus* que do *Price Cap*.

Apesar desse ceticismo, poucos trabalhos geram resultados conclusivos sobre o tema. A maior parte da literatura é abstrata e qualitativa, e por isso não gera soluções diretamente aplicáveis pelos reguladores e não possibilitam afirmar que suas escolhas reais são apropriadas ou não. O ramo da literatura quantitativo geralmente conclui que o resultado depende, principalmente, dos parâmetros das funções custo e demanda (SCHMALENSEE, 1989; GASMI; IVALDI; LAFFONT, 1994; LYON, 1996). Esses autores demonstraram que o contexto em que o regulador se encontra é fundamental em sua escolha acerca do regime ótimo de regulação. Apesar disso, são raros os trabalhos que utilizam dados reais para calibrar os modelos considerados nas simulações². Acreditamos que isso se explica pela dificuldade em se encontrar dados suficientes para calibrar essas funções. O excesso de abstração de parte da literatura e a pouca sustentação em dados reais de outra pode explicar, pelo menos em parte, o distanciamento entre teoria e prática na área.

Acreditamos que esse trabalho diminui esse *gap* ao analisar o regime de regulação ótimo em um mundo mais próximo daquele em que o regulador se encontra, calibrando as funções a partir de dados reais observados em um setor regulado em quase todos os países do mundo, qual seja, o setor de distribuição de energia elétrica. Nem todos os parâmetros do modelo podem ser diretamente estimados, mas, a partir de hipóteses plausíveis, conseguimos construir distribuições de probabilidade subjetiva que os reguladores poderiam, eles próprios, construir. Nossa metodologia pode ser empregada pelo próprio regulador e os resultados considerados diretamente em seus processos de revisão tarifária. Isso não significa que estamos sugerindo aos reguladores as conclusões desse trabalho. Isso porque, além da necessidade de simular variações das diversas premissas assumidas,

² Para uma exceção, ver [Hawdon et al. \(2007\)](#)

existem diversas outras considerações que os reguladores reais precisam fazer além da análise aqui realizada. Por exemplo, estamos assumindo que os custos são perfeitamente observáveis. No entanto, os dados de custos são informações produzidas pelas empresas. Há, portanto, espaço não desprezível para manipulação dos dados e o surgimento de distorções decorrentes disso. Quanto menor o peso do custo real menor o incentivo para essa prática (BARON; BESANKO, 1984; LAFFONT; TIROLE, 1993). Além disso, o ambiente em que atua o regulador é dinâmico e possui diversas empresas reguladas simultaneamente. Isso abre espaço para outras análises e considerações, que escapam ao objetivo deste trabalho, mas precisam ser avaliadas pelo regulador.

Referências

ABREU, Y. V. de. *A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas*. Tese (Doutorado) — Programa de Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo., 1999. Citado na página 155.

AGRELL, P.; BOGETOFT, P. Norm models. *Consultation report, Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) Google Scholar*, 2003. Citado na página 161.

ALVA, S.; BONIFAZ, J. *Eficiencia relativa en el servicio de saneamiento en el Peru durante el periodo 1998-2000: una aplicación del DEA*. [S.l.], 2001. Citado 2 vezes nas páginas 148 e 152.

ANDRES, L.; GUASCH, J. L.; AZUMENDI, S. L. Regulatory governance and sector performance for electricity distribution in latin america. *The World Bank Policy Research Working Paper*, n. 4494, 2009. Citado 6 vezes nas páginas 20, 32, 33, 44, 147 e 152.

ANEEL. Procedimentos de regulação tarifária : Módulo 2. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado na página 164.

ANEEL. Nota técnica 293/2011 - SRE. 2011. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 164.

ANEEL. Nota técnica 293/2011 - SRE. 2011. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 163.

ANEEL. Nota técnica 293/2011 - SRE. 2011. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado na página 163.

ANEEL. Nota técnica 293/2011 - SRE. 2011. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado 2 vezes nas páginas 163 e 164.

ANEEL. Nota técnica 106/2015 - SRM/SGT. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 164.

ANEEL. Nota técnica 22/2015 - SGT. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado na página 164.

ANEEL. Nota técnica 301/2015 - SGT. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado na página 165.

ANEEL. Nota técnica 335/2015 -SCT-SFE-SFF-SRD-SRM. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado na página 165.

ANEEL. Nota técnica 65/2015 - SRM/SGT. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado na página 164.

ANEEL. Nota técnica 66/2015 – SRM-SGT. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado 3 vezes nas páginas 48, 49 e 164.

ANEEL. Nota técnica 67/2015 - SRM/SGT. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Citado na página 25.

- ANUATTI-NETO, F. et al. Os efeitos da privatização sobre o desempenho econômico e financeiro das empresas privatizadas. *Revista Brasileira de Economia*, SciELO Brasil, v. 59, n. 2, p. 151–175, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 149 e 156.
- ARMSTRONG, M.; SAPPINGTON, D. M. Recent developments in the theory of regulation. In: ARMSTRONG, M.; PORTER, R. (Ed.). *Handbook of Industrial Organization*. Amsterdam: Elsevier Science Publishers, 2007. cap. 17, p. 1557–1687. Citado 3 vezes nas páginas 24, 69 e 72.
- ATKINSON, S. E.; HALVORSEN, R. The relative efficiency of public and private firms in a regulated environment: The case of us electric utilities. *Journal of Public Economics*, Elsevier, v. 29, n. 3, p. 281–294, 1986. Citado 3 vezes nas páginas 45, 143 e 151.
- AVERCH, H.; JOHNSON, L. L. Behavior of the firm under regulatory constraint. *The American Economic Review*, JSTOR, v. 52, n. 5, p. 1052–1069, 1962. Citado 6 vezes nas páginas 45, 71, 72, 86, 94 e 143.
- AYRES, I.; BRAITHWAITE, J. *Responsive regulation: Transcending the deregulation debate*. [S.l.]: Oxford University Press, USA, 1995. Citado na página 25.
- BAGDADIOGLU, N.; ODYAKMAZ, N. Turkish electricity reform. *Utilities Policy*, Elsevier, v. 17, n. 1, p. 144–152, 2009. Citado na página 152.
- BAGDADIOGLU, N.; PRICE, C. M. W.; WEYMAN-JONES, T. G. Efficiency and ownership in electricity distribution: a non-parametric model of the turkish experience. *Energy Economics*, Elsevier, v. 18, n. 1-2, p. 1–23, 1996. Citado 3 vezes nas páginas 33, 145 e 152.
- BAILEY, E. E.; COLEMAN, R. D. The effect of lagged regulation in an averch-johnson model. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, JSTOR, p. 278–292, 1971. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 72.
- BALZA, L.; JIMÉNEZ, R. A.; DÍAZ, J. E. M. *Privatization, institutional reform, and performance in the Latin American electricity sector*. [S.l.], 2013. Citado 3 vezes nas páginas 44, 147 e 165.
- BARON, D. P.; BESANKO, D. Regulation, asymmetric information, and auditing. *The RAND Journal of Economics*, JSTOR, p. 447–470, 1984. Citado na página 130.
- BARON, D. P.; MYERSON, R. B. Regulating a monopolist with unknown costs. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, JSTOR, p. 911–930, 1982. Citado na página 21.
- BAUMOL, W. J.; KLEVORICK, A. K. Input choices and rate-of-return regulation: An overview of the discussion. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, JSTOR, p. 162–190, 1970. Citado 3 vezes nas páginas 45, 71 e 72.
- BEESELEY, M. E.; LITTLECHILD, S. C. The regulation of privatized monopolies in the united kingdom. *The RAND Journal of Economics*, JSTOR, p. 454–472, 1989. Citado 4 vezes nas páginas 41, 71, 129 e 156.
- BERG, S.; LIN, C.; TSAPLIN, V. Regulation of state-owned and privatized utilities: Ukraine electricity distribution company performance. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 28, n. 3, p. 259–287, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 33, 146 e 152.

- BERLE, A.; MEANS, G. *The Modern Corporation and Private Property*, New York, World. [S.l.]: Inc, 1932. Citado na página 19.
- BERNSTEIN, J. I.; SAPPINGTON, D. E. Setting the x factor in price-cap regulation plans. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 16, n. 1, p. 5–26, 1999. Citado na página 160.
- BERTRAND, M.; SCHOAR, A. Managing with style: The effect of managers on firm policies. *The Quarterly Journal of Economics*, Oxford University Press, v. 118, n. 4, p. 1169–1208, 2003. Citado 4 vezes nas páginas 70, 71, 99 e 103.
- BLOOM, N. et al. Does management matter? evidence from india. *The Quarterly Journal of Economics*, Oxford University Press, v. 128, n. 1, p. 1–51, 2013. Citado na página 20.
- BLOOM, N.; REENEN, J. V. Measuring and explaining management practices across firms and countries. *The Quarterly Journal of Economics*, MIT Press, v. 122, n. 4, p. 1351–1408, 2007. Citado 7 vezes nas páginas 20, 69, 71, 76, 94, 99 e 103.
- BLOOM, N.; REENEN, J. V. Why do management practices differ across firms and countries? *Journal of economic perspectives*, v. 24, n. 1, p. 203–24, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 99.
- BLOOM, N.; SADUN, R.; REENEN, J. V. Americans do it better: Us multinationals and the productivity miracle. *American Economic Review*, v. 102, n. 1, p. 167–201, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 20, 71, 99 e 103.
- BLOOM, N.; SADUN, R.; REENEN, J. V. The organization of firms across countries. *The quarterly journal of economics*, Oxford University Press, v. 127, n. 4, p. 1663–1705, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 71, 99 e 103.
- BOGETOFT, P.; OTTO, L. *Benchmarking with Dea, Sfa, and R*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2010. v. 157. Citado na página 164.
- BOLTON, P.; DEWATRIPONT, M. *Contract theory*. [S.l.]: MIT press, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 105 e 120.
- BONIFAZ, J. L.; BAANANTE, M. J. Efficiency analysis for peruvian electricity distribution sector: inefficiency's explicative factors. a study for 2000-2008. Universidad del Pacífico. Centro de Investigación, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 149 e 153.
- BONIFAZ, J. L.; PARDINA, M. R. *Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia*. [S.l.]: Universidad del Pacífico, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 148 e 152.
- BORGHI, E.; BO, C. D.; FLORIO, M. Institutions and firms' productivity: evidence from electricity distribution in the eu. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, Wiley Online Library, v. 78, n. 2, p. 170–196, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 44, 146 e 152.
- BOYCKO, M.; SHLEIFER, A.; VISHNY, R. W. A theory of privatisation. *The Economic Journal*, JSTOR, p. 309–319, 1996. Citado 3 vezes nas páginas 32, 44 e 52.
- BRAGUINSKY, S.; MITYAKOV, S.; LISCOVICH, A. Direct estimation of hidden earnings: Evidence from russian administrative data. *The Journal of Law and Economics*, University of Chicago Press Chicago, IL, v. 57, n. 2, p. 281–319, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 70, 99 e 103.

- BRAGUINSKY, S. et al. Acquisitions, productivity, and profitability: evidence from the japanese cotton spinning industry. *American Economic Review*, v. 105, n. 7, p. 2086–2119, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 71.
- BURNS, P.; TURVEY, R.; WEYMAN-JONES, T. G. *General properties of sliding scale regulation*. [S.l.]: Centre for the study of Regulated Industries London, 1995. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 102.
- BURNS, P.; TURVEY, R.; WEYMAN-JONES, T. G. The behaviour of the firm under alternative regulatory constraints. *Scottish Journal of Political Economy*, Wiley Online Library, v. 45, n. 2, p. 133–157, 1998. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 102.
- CABRAL, L. M.; RIORDAN, M. H. Incentives for cost reduction under price cap regulation. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 1, n. 2, p. 93–102, 1989. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 129.
- CARVALHO, M. A. d. S. Privatização, dívida e déficit públicos no brasil. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 2001. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.
- ÇELEN, A. Efficiency and productivity (tfp) of the turkish electricity distribution companies: An application of two-stage (dea&tobit) analysis. *Energy Policy*, Elsevier, v. 63, p. 300–310, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 146 e 152.
- CHONG, A. et al. Privatization in latin america: What does the evidence say?[with comments]. *Economía*, JSTOR, v. 4, n. 2, p. 37–111, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 44.
- CLEMENZ, G. Optimal price-cap regulation. *The Journal of Industrial Economics*, JSTOR, p. 391–408, 1991. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 129.
- CREW, M. A.; KLEINDORFER, P. R. Regulatory economics: Twenty years of progress? *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 21, n. 1, p. 5–22, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 129.
- CROISSANT, Y.; MILLO, G. Panel data econometrics in r: the plm package, 2008. *R vignette, available at CRAN*. Citado na página 51.
- CULLMANN, A.; HIRSCHHAUSEN, C. von. Efficiency analysis of east european electricity distribution in transition: legacy of the past? *Journal of Productivity Analysis*, Springer, v. 29, n. 2, p. 155, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 33, 146 e 152.
- DAVID, J. The aggregate implications of mergers and acquisitions. 2011. Citado 3 vezes nas páginas 70, 71 e 99.
- DAVIS, S. J. et al. Private equity, jobs, and productivity. *American Economic Review*, v. 104, n. 12, p. 3956–90, 2014. Citado 5 vezes nas páginas 19, 70, 71, 99 e 103.
- DEMSETZ, H.; LEHN, K. The structure of corporate ownership: Causes and consequences. *Journal of political economy*, The University of Chicago Press, v. 93, n. 6, p. 1155–1177, 1985. Citado na página 19.
- DOMAH, P.; POLLITT, M. G. The restructuring and privatisation of the electricity distribution and supply businesses in england and wales: a social cost-benefit analysis. *Fiscal Studies*, Wiley Online Library, v. 22, n. 1, p. 107–146, 2001. Citado 5 vezes nas páginas 33, 44, 144, 150 e 151.

- ENNIS, H.; PINTO, S. Privatization and income distribution in argentina. In: *Center for Global Development Conference on Privatisation and Income Distribution, February*. Weblink: http://www.cgdev.org/events/privatization/EnnisPinto_Argentina_paper.pdf. [S.l.: s.n.], 2002. Citado 2 vezes nas páginas 148 e 152.
- ESTACHE, A.; GONZÁLEZ, M.; TRUJILLO, L. What does “privatization” do for efficiency? evidence from argentina’s and brazil’s railways. *World Development*, Elsevier, v. 30, n. 11, p. 1885–1897, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 148 e 152.
- ESTACHE, A.; GUASCH, J. L.; TRUJILLO, L. *Price caps, efficiency payoffs and infrastructure contract renegotiation in Latin America*. [S.l.]: The World Bank, 2003. Citado na página 165.
- ESTACHE, A.; ROSSI, M. A. *Have consumers benefited from the reforms in the electricity distribution sector in Latin America?* [S.l.]: The World Bank, 2004. Citado 6 vezes nas páginas 32, 33, 44, 146, 152 e 165.
- ESTACHE, A.; ROSSI, M. A. Do regulation and ownership drive the efficiency of electricity distribution? evidence from latin america. *Economics Letters*, Elsevier, v. 86, n. 2, p. 253–257, 2005. Citado na página 20.
- FAMA, E. F. Agency problems and the theory of the firm. *Journal of political economy*, The University of Chicago Press, v. 88, n. 2, p. 288–307, 1980. Citado na página 19.
- FAMA, E. F.; JENSEN, M. C. Separation of ownership and control. *The journal of law and Economics*, The University of Chicago Press, v. 26, n. 2, p. 301–325, 1983. Citado na página 19.
- FÄRE, R. et al. Measuring efficiency in production: with an application to electric utilities. In: *Managerial issues in productivity analysis*. [S.l.]: Springer, 1985. p. 185–214. Citado 2 vezes nas páginas 143 e 151.
- FERREIRA, C. K. L. A privatização no brasil: privatização do setor elétrico no brasil. *Rio de Janeiro: BNDES*, 2002. Citado 4 vezes nas páginas 37, 38, 39 e 155.
- FILHO, R. P. *Impactos fiscais da privatização: aspectos conceituais e análise do caso brasileiro*. [S.l.]: Iesp, Fundap, 1994. v. 20. Citado na página 38.
- FISCHER, R. D.; GUTIERREZ, R.; SERRA, P. The effects of privatization on firms and on social welfare: The chilean case. 2003. Citado 5 vezes nas páginas 20, 44, 148, 152 e 165.
- FLORIO, M. *Network industries and social welfare: The experiment that reshuffled European utilities*. [S.l.]: OUP Oxford, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 32, 44, 146 e 152.
- FOSTER, L.; HALTIWANGER, J.; SYVERSON, C. Reallocation, firm turnover, and efficiency: Selection on productivity or profitability? *American Economic Review*, v. 98, n. 1, p. 394–425, 2008. Citado na página 103.
- FUMAGALLI, E.; GARRONE, P.; GRILLI, L. Service quality in the electricity industry: The role of privatization and managerial behavior. *Energy Policy*, Elsevier, v. 35, n. 12, p. 6212–6224, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 145 e 152.

- GALAL, A. et al. *Welfare consequences of selling public enterprises: An empirical analysis: a summary*. [S.l.]: The World Bank, 1994. Citado 6 vezes nas páginas 21, 30, 32, 44, 147 e 152.
- GALÁN, J. E.; POLLITT, M. G. Inefficiency persistence and heterogeneity in colombian electricity utilities. *Energy Economics*, Elsevier, v. 46, p. 31–44, 2014. Citado 5 vezes nas páginas 33, 44, 149, 153 e 165.
- GASMI, F. *Cost proxy models and telecommunications policy: A new empirical approach to regulation*. [S.l.]: MIT Press, 2002. v. 1. Citado na página 102.
- GASMI, F.; IVALDI, M.; LAFFONT, J.-J. Rent extraction and incentives for efficiency in recent regulatory proposals. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 6, n. 2, p. 151–176, 1994. Citado 3 vezes nas páginas 102, 106 e 129.
- GASMI, F.; LAFFONT, J.-J.; SHARKEY, W. W. Incentive regulation and the cost structure of the local telephone exchange network. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 12, n. 1, p. 5–25, 1997. Citado na página 102.
- GIAMBIAGI, F.; PINHEIRO, A. C. Lucratividade, dividendos e investimentos das empresas estatais: uma contribuição para o debate sobre a privatização no brasil. *Revista Brasileira de Economia*, v. 51, n. 1, p. 93–132, 1997. Citado na página 37.
- GILBERT, R. J.; NEWBERY, D. M. The dynamic efficiency of regulatory constitutions. *The Rand journal of economics*, JSTOR, p. 538–554, 1994. Citado 3 vezes nas páginas 65, 128 e 129.
- GOMES, A. C. S. et al. O setor elétrico. SÃO PAULO, Elizabeth Maria De; KALACHE FILHO, Jorge (Org.). *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*, v. 50, 2002. Citado 3 vezes nas páginas 37, 39 e 155.
- GUTHRIE, G. Regulating infrastructure: The impact on risk and investment. *Journal of Economic Literature*, v. 44, n. 4, p. 925–972, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 129.
- HAWDON, D. et al. Optimal sliding scale regulation: an application to regional electricity distribution in england and wales. *Oxford Economic Papers*, Oxford University Press, v. 59, n. 3, p. 458–485, 2007. Citado 5 vezes nas páginas 24, 102, 103, 106 e 129.
- HJALMARSSON, L.; VEIDERPASS, A. Productivity in swedish electricity retail distribution. *The Scandinavian Journal of Economics*, JSTOR, p. S193–S205, 1992. Citado 3 vezes nas páginas 144, 145 e 151.
- HOTELLING, H. The general welfare in relation to problems of taxation and of railway and utility rates. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, JSTOR, p. 242–269, 1938. Citado na página 41.
- HSIEH, C.-T.; KLENOW, P. J. Misallocation and manufacturing tfp in china and india. *The Quarterly journal of economics*, MIT Press, v. 124, n. 4, p. 1403–1448, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 99.
- JAMASB, T. et al. *Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance*. [S.l.]: The World Bank, 2005. Citado 5 vezes nas páginas 21, 30, 31, 32 e 37.

- JAMASB, T.; NEPAL, R.; TIMILSINA, G. R. A quarter century effort yet to come of age: a survey of electricity sector reform in developing countries. *Energy Journal*, v. 38, n. 3, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 21, 32 e 94.
- JENSEN, M. C.; MECKLING, W. H. Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure. *Journal of financial economics*, Elsevier, v. 3, n. 4, p. 305–360, 1976. Citado na página 19.
- JENSEN, M. C.; RUBACK, R. S. The market for corporate control: The scientific evidence. *Journal of Financial economics*, Elsevier, v. 11, n. 1-4, p. 5–50, 1983. Citado na página 75.
- JIANG, Y.; SMALL, D. *ivpack: Instrumental Variable Estimation*. [S.l.], 2014. R package version 1.2. Disponível em: <<https://CRAN.R-project.org/package=ivpack>>. Citado na página 51.
- JOHNSON, S. G. *The NLOpt nonlinear-optimization package*. 2014. Citado na página 112.
- JOSKOW, P. L. Inflation and environmental concern: Structural change in the process of public utility price regulation. *The Journal of Law and Economics*, The University of Chicago Law School, v. 17, n. 2, p. 291–327, 1974. Citado na página 45.
- JOSKOW, P. L. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. In: *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* [S.l.]: University of Chicago Press, 2014. p. 291–344. Citado 8 vezes nas páginas 32, 44, 69, 70, 71, 72, 94 e 143.
- JOSKOW, P. L.; SCHMALENSEE, R. Incentive regulation for electric utilities. *Yale J. on Reg.*, HeinOnline, v. 4, p. 1, 1986. Citado 2 vezes nas páginas 128 e 129.
- JOVANOVIC, B.; ROUSSEAU, P. L. The q-theory of mergers. *American Economic Review*, v. 92, n. 2, p. 198–204, 2002. Citado 4 vezes nas páginas 70, 71, 99 e 103.
- KLEVORICK, A. K. The behavior of a firm subject to stochastic regulatory review. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, JSTOR, p. 57–88, 1973. Citado 3 vezes nas páginas 45, 71 e 72.
- KRIDEL, D. J.; SAPPINGTON, D. E.; WEISMAN, D. L. The effects of incentive regulation in the telecommunications industry: A survey. *Journal of regulatory Economics*, Springer, v. 9, n. 3, p. 269–306, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 102.
- KUMBHAKAR, S. C.; HJALMARSSON, L. Relative performance of public and private ownership under yardstick competition: electricity retail distribution. *European Economic Review*, Elsevier, v. 42, n. 1, p. 97–122, 1998. Citado 4 vezes nas páginas 33, 144, 145 e 151.
- KWOKA, J. Restructuring the us electric power sector: A review of recent studies. *Review of Industrial Organization*, Springer, v. 32, n. 3-4, p. 165–196, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 32, 143 e 151.
- KWOKA, J. J. E. *Power structure: ownership, integration, and competition in the US electricity industry*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 1996. Citado na página 32.

- KWOKA, J. J. E. Privatization, deregulation, and competition: a survey of effects on economic performance. The World Bank, 1996. Citado na página 32.
- LAFFONT, J.-J. The new economics of regulation ten years after. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, JSTOR, p. 507–537, 1994. Citado na página 24.
- LAFFONT, J.-J.; TIROLE, J. Using cost observation to regulate firms. *Journal of political Economy*, The University of Chicago Press, v. 94, n. 3, Part 1, p. 614–641, 1986. Citado 5 vezes nas páginas 21, 103, 107, 128 e 129.
- LAFFONT, J.-J.; TIROLE, J. Optimal bypass and cream skimming. *The American Economic Review*, JSTOR, p. 1042–1061, 1990. Citado na página 65.
- LAFFONT, J.-J.; TIROLE, J. *A theory of incentives in procurement and regulation*. [S.l.]: MIT press, 1993. Citado 6 vezes nas páginas 24, 69, 105, 106, 120 e 130.
- LARSEN, E. R. et al. Lessons from deregulation in colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy policy*, Elsevier, v. 32, n. 15, p. 1767–1780, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 149 e 153.
- LAZZARINI, S. G. *Capitalismo de laços. São Paulo: Campus*. [S.l.]: Elsevier, 2010. Citado na página 19.
- LI, H.-Z. et al. Have regulatory reforms improved the efficiency levels of the japanese electricity distribution sector? a cost metafrontier-based analysis. *Energy Policy*, Elsevier, v. 108, p. 606–616, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 151 e 153.
- LICHTENBERG, F. R. et al. Productivity and changes in ownership of manufacturing plants. *Brookings Papers on Economic Activity*, JSTOR, v. 1987, n. 3, p. 643–683, 1987. Citado na página 93.
- LISTON, C. Price-cap versus rate-of-return regulation. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 5, n. 1, p. 25–48, 1993. Citado 3 vezes nas páginas 71, 128 e 129.
- LYON, T. P. A model of sliding-scale regulation. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 9, n. 3, p. 227–247, 1996. Citado 5 vezes nas páginas 72, 102, 110, 128 e 129.
- MAKHOLM, J. D.; ROS, A. J.; COLLINS, S. C. North american performance-based regulation for the 21st century. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 25, n. 4, p. 33–47, 2012. Citado na página 143.
- MAKSIMOVIC, V.; PHILLIPS, G. The market for corporate assets: Who engages in mergers and asset sales and are there efficiency gains? *The Journal of Finance*, Wiley Online Library, v. 56, n. 6, p. 2019–2065, 2001. Citado 5 vezes nas páginas 19, 70, 71, 99 e 103.
- MANNE, H. G. Mergers and the market for corporate control. *Journal of Political economy*, The University of Chicago Press, v. 73, n. 2, p. 110–120, 1965. Citado na página 19.
- MAYER, C.; VICKERS, J. Profit-sharing regulation: An economic appraisal. *Fiscal studies*, Wiley Online Library, v. 17, n. 1, p. 1–18, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 102.

MCGUCKIN, R. H.; NGUYEN, S. V. On productivity and plant ownership change: New evidence from the longitudinal research database. *The RAND Journal of Economics*, JSTOR, p. 257–276, 1995. Citado na página 19.

MEGGINSON, W. L.; NETTER, J. M. From state to market: A survey of empirical studies on privatization. *Journal of economic literature*, v. 39, n. 2, p. 321–389, 2001. Citado 6 vezes nas páginas 20, 21, 30, 31, 32 e 44.

MEYER, R. A. Publicly owned versus privately owned utilities: A policy choice. *The Review of Economics and Statistics*, JSTOR, p. 391–399, 1975. Citado 3 vezes nas páginas 33, 143 e 151.

MILLO, G. Robust standard error estimators for panel models: a unifying approach. 2014. Citado na página 51.

MOTA, R. L. *Comparing Brazil and the USA Electricity Distribution Performance: What was the Impact of Privatisation?* [S.l.]: University of Cambridge Department of Applied Economics, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 150 e 153.

MOTA, R. L. The restructuring and privatisation of electricity distribution and supply business in brazil: A social cost-benefit analysis. Faculty of Economics, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 150 e 153.

NEUBERG, L. G. Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems. *The Bell Journal of Economics*, JSTOR, p. 303–323, 1977. Citado 4 vezes nas páginas 33, 52, 143 e 151.

NEWBERRY, D. M. *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. [S.l.]: MIT press, 2002. v. 2. Citado 3 vezes nas páginas 31, 37 e 44.

NEWBERRY, D. M.; POLLITT, M. G. The restructuring and privatisation of britain's cegb—was it worth it? *The journal of industrial economics*, Wiley Online Library, v. 45, n. 3, p. 269–303, 1997. Citado 2 vezes nas páginas 144 e 151.

OFGEM. *Handbook for Implementing the RIIO Model*. [S.l.]: Ofgem London, 2010. Citado na página 25.

OFGEM, N. Electricity distribution price control review, final proposals. *London: Ofgem*, 2004. Citado na página 107.

OFGEM, R. A new way to regulate energy networks. *Final Decision, Office of Gas and Electricity Markets, London*, 2010. Citado na página 25.

PAREDES, M. et al. *Redistributive impact of privatization and the regulation of utilities in Chile*. [S.l.], 2001. Citado 3 vezes nas páginas 44, 148 e 152.

PEBESMA, E. J. Multivariable geostatistics in s: the gstat package. *Computers & Geosciences*, Elsevier, v. 30, n. 7, p. 683–691, 2004. Citado na página 48.

PÉREZ-REYES, R.; TOVAR, B. Measuring efficiency and productivity change (ptf) in the peruvian electricity distribution companies after reforms. *Energy Policy*, Elsevier, v. 37, n. 6, p. 2249–2261, 2009. Citado 3 vezes nas páginas 33, 148 e 153.

- PESCATRICE, D. R.; TRAPANI, I. J. M. The performance and objectives of public and private utilities operating in the united states. *Journal of Public Economics*, Elsevier, v. 13, n. 2, p. 259–276, 1980. Citado 3 vezes nas páginas 33, 143 e 151.
- PINHEIRO, A. C. Impactos microeconômicos da privatização no brasil. *Pesquisa e planejamento econômico*, v. 26, n. 3, p. 357–98, 1996. Citado na página 37.
- PINHEIRO, A. C.; FUKASAKU, K. A privatização no brasil: o caso dos serviços de utilidade pública. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000. Citado 3 vezes nas páginas 37, 38 e 39.
- PINHEIRO, A. C.; GIAMBIAGI, F. Os antecedentes macroeconômicos e a estrutura institucional da privatização no brasil. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000. Citado na página 37.
- PINHEIRO, A. C.; LANDAU, E. Privatização e dívida pública. *Pesquisa e planejamento econômico*, v. 26, n. 1, p. 41–65, 1996. Citado na página 38.
- PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A. F. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. *Revista do BNDES, Rio de Janeiro*, v. 9, n. 18, 2002. Citado 4 vezes nas páginas 37, 38, 39 e 155.
- POLLITT, M. *The Restructuring and Privatisation of the Electricity Supply Industry in Northern Ireland: Will it be Worth it?* [S.l.], 1997. Citado 2 vezes nas páginas 144 e 151.
- POLLITT, M. The restructuring and privatization of the electricity supply industry in scotland?. *Cambridge University, Department of Applied Economics, mimeo*, 1999. Citado 2 vezes nas páginas 144 e 151.
- POLLITT, M. Electricity reform in argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics*, Elsevier, v. 30, n. 4, p. 1536–1567, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 148 e 152.
- POLLITT, M. G. Ownership and efficiency in nuclear power production. *Oxford Economic Papers*, Oxford University Press, v. 48, n. 2, p. 342–360, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 151 e 153.
- POMBO, C.; TABORDA, R. Performance and efficiency in colombia’s power distribution system: effects of the 1994 reform. *Energy economics*, Elsevier, v. 28, n. 3, p. 339–369, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 149 e 153.
- PORTA, R. L.; SILANES, F. Lopez-de. The benefits of privatization: Evidence from mexico. *The Quarterly Journal of Economics*, MIT Press, v. 114, n. 4, p. 1193–1242, 1999. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 44.
- PORTA, R. L.; SILANES, F. Lopez-de; SHLEIFER, A. Corporate ownership around the world. *The journal of finance*, Wiley Online Library, v. 54, n. 2, p. 471–517, 1999. Citado na página 19.
- RAMOS-REAL, F. J. et al. The evolution and main determinants of productivity in brazilian electricity distribution 1998–2005: An empirical analysis. *Energy Economics*, Elsevier, v. 31, n. 2, p. 298–305, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 150 e 153.

- RESENDE, M. Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution. *Energy Policy*, Elsevier, v. 30, n. 8, p. 637–647, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 150 e 153.
- RESTUCCIA, D.; ROGERSON, R. Policy distortions and aggregate productivity with heterogeneous establishments. *Review of Economic Dynamics*, Elsevier, v. 11, n. 4, p. 707–720, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 99.
- RHODES-KROPF, M.; ROBINSON, D. T. The market for mergers and the boundaries of the firm. *The Journal of Finance*, Wiley Online Library, v. 63, n. 3, p. 1169–1211, 2008. Citado 4 vezes nas páginas 70, 71, 99 e 103.
- RIGOLON, F. J. Z.; GIAMBIAGI, F. A renegociação das dívidas e regime fiscal dos estados. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 1999. Citado na página 38.
- SAPPINGTON, D. E. et al. The state of performance-based regulation in the US electric utility industry. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 14, n. 8, p. 71–79, 2001. Citado na página 143.
- SCHMALENSEE, R. Good regulatory regimes. *The RAND Journal of Economics*, JSTOR, p. 417–436, 1989. Citado 9 vezes nas páginas 23, 72, 100, 102, 108, 110, 127, 128 e 129.
- SCOTT, D. W. *Multivariate density estimation: theory, practice, and visualization*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2015. Citado na página 114.
- SHLEIFER, A. A theory of yardstick competition. *The RAND Journal of Economics*, JSTOR, p. 319–327, 1985. Citado 3 vezes nas páginas 41, 145 e 162.
- SHLEIFER, A. State versus private ownership. *Journal of Economic Perspectives*, v. 12, n. 4, p. 133–150, 1998. Citado 5 vezes nas páginas 29, 31, 32, 44 e 52.
- SILVA, B. G. d. *Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2011. Citado na página 155.
- SPILLER, P. T.; TOMMASI, M. The institutions of regulation: An application to public utilities. In: *Handbook of new institutional economics*. [S.l.]: Springer, 2008. p. 515–543. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 29.
- STIEL, C.; CULLMANN, A.; NIESWAND, M. Do private utilities outperform local government-owned utilities? Evidence from German retail electricity. *German Economic Review*, Wiley Online Library, v. 19, n. 4, p. 401–425, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 145 e 152.
- SYVERSON, C. What determines productivity? *Journal of Economic Literature*, v. 49, n. 2, p. 326–65, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 25, 69 e 99.
- TANNURI-PIANTO, M. E.; SOUSA, M. d. C. S. d.; ARCOVERDE, F. D. Fronteiras de eficiência estocásticas para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise de dados de painel. *Estudos Econômicos (São Paulo)*, SciELO Brasil, v. 39, n. 1, p. 221–247, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 150 e 153.

- TER-MARTIROSYAN, A.; KWOKA, J. Incentive regulation, service quality, and standards in us electricity distribution. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 38, n. 3, p. 258–273, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 143 e 151.
- VICKERS, J.; YARROW, G. Economic perspectives on privatization. *Journal of Economic Perspectives*, v. 5, n. 2, p. 111–132, 1991. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 29.
- VICKERS, J.; YARROW, G. K. *Privatization: An economic analysis*. [S.l.]: MIT press, 1988. v. 18. Citado na página 33.
- VILLALONGA, B. Privatization and efficiency: differentiating ownership effects from political, organizational, and dynamic effects. *Journal of Economic Behavior & Organization*, Elsevier, v. 42, n. 1, p. 43–74, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 44.
- VOGELSANG, I. Incentive regulation and competition in public utility markets: A 20-year perspective. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, v. 22, n. 1, p. 5–27, 2002. Citado na página 24.
- WILLIAMSON, O. E. Franchise bidding for natural monopolies-in general and with respect to catv. *The Bell Journal of Economics*, JSTOR, p. 73–104, 1976. Citado na página 65.
- WUNSCH, P. *Estimating menus of linear contracts for mass transit firms*. [S.l.]: Center for Operations Research and Econometrics, Univ., 1996. Citado na página 102.
- ZEILEIS, A. Object-oriented computation of sandwich estimators. Department of Statistics and Mathematics, WU Vienna University of Economics and Business, 2006. Citado 3 vezes nas páginas 51, 87 e 88.
- ZUCCO, C.; POWER, T. Estimating ideology of brazilian legislative parties, 1990-2005. *Latin American Research Review*, v. 44, n. 1, p. 218–246, 2009. Citado 3 vezes nas páginas 39, 40 e 48.

APÊNDICE A – Revisão da Literatura Empírica

Esta seção faz uma breve *survey* dos resultados empíricos de estudos que procuraram avaliar o impacto de privatizações e reformas do setor elétrico, mantendo como foco principal, mas não exclusivo, o segmento de distribuição de energia elétrica. Estamos interessados particularmente nos estudos que abordam o impacto de privatizações e mudanças de regime regulatório sobre a produtividade e a qualidade do serviço. Estudos que comparam o desempenho de empresas públicas e privadas remontam a meados do século passado e tinha o setor elétrico americano como foco principal. Há várias razões para isso, que vão desde a disponibilidade de dados até o grande volume de empresas. O setor elétrico americano, desde o seu nascimento, foi caracterizado pela forte presença do regime *Cost-Plus* - CP ou *Rate-of-Return* - RR (JOSKOW, 2014). Há vários trabalhos que comparam produtividade e tipo de empresa (pública ou privada). Neuberg (1977) é uma referência em estudos de eficiência do setor de distribuição de energia elétrica. Dos 8 modelos estimados no estudo, 6 identificaram uma maior eficiência das distribuidoras públicas municipais vis-à-vis as privadas. Antes desse trabalho, Meyer (1975) já havia chegado a resultados similares, e foram parcialmente corroborados em estudos posteriores, como em Pescatrice e Trapani (1980), que encontrou uma maior ineficiência das empresas privadas em relação às empresas públicas. Praticamente todos esses autores afirmam que essa maior ineficiência advém do chamado Efeito Averch-Johnson - AJ (AVERCH; JOHNSON, 1962), que estimula um nível ineficiente de insumos, mas não apresetam evidência robusta para essa afirmação. O tema é tratado de forma detalhada em Atkinson e Halvorsen (1986). Os autores afirmam que o fenômeno de maior eficiência de empresas públicas nos Estados Unidos poderia estar relacionada ao efeito AJ. No entanto, seus resultados identificaram esse efeito tanto em empresas públicas quanto em privadas. Färe et al. (1985), utilizando uma abordagem não paramétrica, encontram resultados similares.

Na segunda metade da década de 1990 o setor elétrico americano começou a passar por reformas, e vários estados substituíram o velho regime de baixo incentivo para o *Performance Based Regulation* (PBR) (JOSKOW, 2014; TER-MARTIROSYAN; KWOKA, 2010; MAKHOLM; ROS; COLLINS, 2012; SAPPINGTON et al., 2001). Kwoka (2008) faz uma análise de 10 estudos recentes sobre os efeitos dessas reformas, dos quais 8 estudos identificaram efeitos positivos para os consumidores de energia elétrica via redução de preços e custos e 2 identificaram aumentos de preços. Por fim, Ter-Martirosyan e Kwoka (2010) estimam o efeito sobre a qualidade do serviço e custos de operação e manutenção. Seus resultados indicam que a adoção do PBR, sem a adoção concomitante

de incentivos á melhoria da qualidade, tende a ter um resultado perverso sobre esta. No entanto, quando incentivos para custos e melhoria da qualidade são adotados, a qualidade tende a ser superior a regimes onde ambos estão ausentes. Por fim, os regimes de alto poder de incentivo geram redução de custos operacionais.

Com as reformas do setor elétrico iniciadas na década de 1980 na Europa, América Latina e alguns países do Leste Europeu, surgem também diversos estudos focados nesses países. [Newbery e Pollitt \(1997\)](#) analisam o setor de geração e comercialização atacadista de energia inglês. Eles levantaram dados do período 1989/1996 e compararam os ganhos de produtividade do setor no período pré e pós-privatização. Os resultados revelam considerável aumento da produtividade do trabalho no período pós-privatização, principalmente em função da redução dos custos de pessoal. Os autores estimam que houve ganhos de eficiência de £9.6 bilhões (considerando uma taxa de desconto de 6%) ou £5.2 bilhões. Os ganhos em termos de bem-estar social foram estimados entre £4.8 bilhões e £4.3 bilhões, a depender da taxa de desconto. Porém, os grandes beneficiários da reforma teriam sido os acionistas privados e o governo. Os consumidores sofreram perdas de bem-estar, o que foi atribuído pelos autores ao elevado poder de mercado das empresas. [Pollitt \(1999\)](#) aplica uma metodologia similar para analisar as reformas ocorridas no sistema elétrico da Escócia. O sistema elétrico escocês consistia de duas empresas verticalmente integradas que foram privatizadas sem um processo de reestruturação e uma que ficou sob domínio estatal. Os resultados indicam que os ganhos de eficiência no sistema escocês foram relativamente pequenos, praticamente iguais aos custos de transação. A conclusão do estudo é que os consumidores tiveram perdas de bem estar da ordem £1,5 bilhões com a reforma.

[Pollitt \(1997\)](#) analisa o processo de reestruturação do setor elétrico da Irlanda do Norte. Nesse caso, as usinas de energia foram vendidas para três empresas, cada qual tendo contratos de longo prazo com as transmissoras e distribuidoras. Nesse caso, foi possível observar substanciais ganhos de produtividade e aumento de bem estar social. Apesar do efeito inicial ser desigual, os consumidores experimentaram uma redução de preços de aproximadamente £1 bilhão na primeira revisão tarifária e o governo se beneficiou também da maior arrecadação com imposto de renda. Por fim, [Domah e Pollitt \(2001\)](#) analisam o impacto da reforma do setor de distribuição de energia elétrica inglês sobre o bem estar social. O trabalho identificou aumento de preços e custos nos dois primeiros anos posteriores à reforma, mas em seguida, ambos começaram a reduzir sistematicamente até o ultimo ano considerado no estudo. Somados os efeitos, a sociedade experimentou ganhos de bem estar. Em um primeiro momento, os acionistas e o governo foram os grandes beneficiários da reforma, no entanto, após as primeiras revisões os consumidores passaram também a auferir ganhos de bem estar.

[Kumbhakar e Hjalmarsson \(1998\)](#) e [Hjalmarsson e Veiderpass \(1992\)](#) analisam a experiência da Suécia. Segundos os autores, não havia até meados da década de 1990 um

modelo formal de regulação no país. No entanto, as empresas que atendiam áreas rurais, em sua grande maioria privadas, sofriam uma espécie de “regulação informal”, pois seus preços eram comparados aos praticados por distribuidoras urbanas, que em sua maioria eram municipais, proibidas formalmente de auferir lucros. Assim, eles consideram que na prática havia um modelo informal de *Yardstick Competition* - YC (SHLEIFER, 1985). para as empresas privadas. Hjalmarsson e Veiderpass (1992) comparam a eficiência de 143 distribuidoras de energia elétrica suecas no ano de 1985. Os resultados indicam que não havia diferenças de eficiência técnica relacionadas ao tipo de controle. Kumbhakar e Hjalmarsson (1998) analisam a produtividade do trabalho utilizando uma base de dados maior de distribuidoras suecas e uma abordagem alternativa. Os resultados confirmam a hipótese de maior eficiência de empresas privadas. Além disso, revelam uma deterioração da eficiência das empresas públicas ao longo do período. Os autores atribuem os resultados ao modelo informal de YC.

Infelizmente, há poucos estudos do gênero para países mais desenvolvidos da Europa Ocidental. Fumagalli, Garrone e Grilli (2007) analisam o efeito da reforma do setor de distribuição de energia elétrica italiano sobre a qualidade do serviço no período 1998-2004. Em particular, os autores analisaram os efeitos do processo de privatização parcial ocorrido no período e da maior “discricionariedade” dos administradores. Eles relatam que o período foi marcado pela mudança do regime *Cost Plus* para o *Price Cap* e introdução de incentivos à melhoria da qualidade. Os dados revelam forte melhoria dos indicadores de qualidade no período. Seus resultados também indicam que as empresas privadas responderam de forma mais intensa aos incentivos, melhorando a qualidade em proporção superior às empresas públicas. No entanto, quando os efeitos são controlados para a maior “discricionariedade” dos administradores, os efeitos da privatização se reduzem bastante e perdem significância estatística. O caso da Alemanha é analisado em Stiel, Cullmann e Nieswand (2018). Os autores comparam os ganhos de produtividade de empresas públicas e privadas do setor de comercialização varejista de energia elétrica alemão no período 2003-2012. O interessante desse segmento é que no caso alemão foi totalmente aberto para a competição, apesar da maior parte dos consumidores residenciais terem optado por permanecer sendo atendidos pelo antigo fornecedor. Os resultados demonstram que houve aumento da produtividade dessas empresas de 2002 até 2007, e a partir de então permaneceu estável. Não foram identificadas diferenças estatisticamente significativas entre empresas públicas e privadas.

O caso da Turquia é analisado em dois trabalhos. Bagdadioglu, Price e Weyman-Jones (1996) investigam a relação entre tipo de controle societário e eficiência. Seus resultados indicam que as distribuidoras privadas são mais eficientes que as públicas. No entanto, os autores argumentam que no processo de privatização da Turquia as companhias mais eficientes foram as primeiras a serem privatizadas, logo, não é possível estabelecer a relação de causalidade correta. Porém, uma série de estudos posteriores sobre a Turquia reforçaram a tese de que as distribuidoras privadas de fato tinham um desempenho superior

às públicas. Por exemplo, Çelen (2013) analisa a eficiência de 21 distribuidoras turcas de energia elétrica no período 2002-2009. Os resultados reforçam a tese de que as empresas privadas são mais eficientes que as empresas públicas.

Há também poucos trabalhos sobre os países do leste europeu. Cullmann e Hirschhausen (2008) analisam, entre outras coisas, a correlação entre eficiência e controle privado de empresas de distribuição de energia elétrica em quatro países do leste europeu, quais sejam, Polônia, República Checa, Eslováquia e Hungria. Encontram uma elevada correlação entre eficiência e controle privado. Berg, Lin e Tsaplin (2005) analisam o caso da Ucrânia. Houve no período de análise (1998-2002) duas ondas de privatização, com 5 empresas sendo privatizadas no início na primeira metade do período e 6 na segunda, de um total de 27 distribuidoras de energia elétrica. O modelo de regulação adotado no período se caracterizou pelo forte incentivo à redução de perdas de energia e um incentivo não intencional a um maior nível de custos operacionais, pois os lucros permitidos eram proporcionais a esses custos. Analisando dados de 24 empresas, os autores encontraram menores níveis de perdas de energia e maiores níveis de custos entre empresas privadas.

Para finalizar a revisão sobre os países europeus, é importante citar alguns estudos que analisam dados de empresas de vários países. Florio (2013) analisa a percepção de qualidade por parte dos consumidores dos serviços de telefonia, gás e energia elétrica, em diversos países europeus. Os anos considerados foram 2000, 2002 e 2004. O autor encontra uma relação positiva entre empresa pública e satisfação dos consumidores. O trabalho ainda identifica um impacto negativo sobre a qualidade decorrente da liberação do acesso a rede e desverticalização. Borghi, Bo e Florio (2016) analisam os efeitos da “qualidade institucional” e tipo de propriedade (pública ou privada) sobre as diferenças de produtividade das distribuidoras de energia elétrica europeias. O trabalho considera uma amostra de 336 distribuidoras europeias, de 16 países, no período 2002-2009. Os resultados indicam uma maior produtividade das empresas privadas. No entanto, a produtividade das empresas públicas é tanto maior quanto maior a qualidade institucional do país. Em países com maior qualidade institucional, as empresas públicas podem inclusive ser mais eficientes que as empresas privadas. É importante destacar que esse é um dos poucos trabalhos que investiga uma tese pouco explorada nessa literatura empírica, qual seja, a relação entre qualidade institucional e eficiência de empresas públicas. Esse aspecto pode explicar boa parte das diferenças entre os resultados empíricos alcançados pelos estudos.

Agora iremos relatar alguns trabalhos sobre a América Latina. Vamos iniciar por aqueles que utilizam bases de dados contemplando diversos países. Um dos pioneiros do gênero e bastante citado é o de Estache e Rossi (2004), que analisa diversos efeitos das reformas na América Latina - AL ocorridas na década de 1990. Para tanto, utilizam uma base de dados compreendendo 110 distribuidoras de diversos países no período 1994/2001. As principais conclusões do trabalho foram: (1) empresas privadas são mais eficientes que

empresas públicas (30% mais eficiente, aproximadamente); (2) regimes de regulação por incentivo impactam os níveis de eficiência; (3) empresas privadas operando em um regime de regulação pelo custo (rate of return) são tão eficientes quanto empresas públicas; (4) não há diferenças na evolução de preços aos usuários finais em função dos regimes de regulação; e (5) os ganhos de produtividade estimados foram apenas parcialmente repassados aos consumidores no período.

Balza, Jiménez e Díaz (2013) estudam os efeitos das privatizações e da “qualidade regulatória” sobre 4 indicadores de performance do setor de distribuição de energia elétrica em 18 países da América Latina no período 1971-2010. Os indicadores são (1) capacidade de geração, (2) perdas elétricas, (3) grau de universalização do serviço e (4) tarifas residenciais. Os resultados revelam que as privatizações impactaram positivamente a capacidade de geração e universalização do serviço, indicando um maior nível de investimentos de empresas privadas. Além disso, as privatizações estão negativamente relacionadas com os preços aos consumidores residenciais, o que sugere que ganhos de eficiência obtidos foram repassados, em algum grau, aos consumidores residenciais. As mesmas relações foram verificadas quando se considera a qualidade institucional. Em relação às perdas, não foram identificadas uma relação significativa com a qualidade institucional e as privatizações. Um trabalho similar é o de Andres, Guasch e Azumendi (2009), que estuda o impacto sobre diversos indicadores de performance das distribuidoras de energia elétricas da América Latina de privatizações e instituições regulatórias. Eles utilizam uma extensa base de dados compreendendo 216 empresas, em diversos países latino-americanos e vários anos. Entre os principais resultados do estudo estão o efeito positivo do processo de privatização sobre diversos indicadores de performance, tais como baixo nível de custos operacionais, elevada produtividade do trabalho, baixo nível de perdas e melhor qualidade do serviço. Esses indicadores são superiores também em função da existência de agências reguladoras independentes e da qualidade regulatória do país. O trabalho identificou ainda que a existência de uma agência reguladora e maior qualidade regulatória impacta positivamente o desempenho das empresas públicas da região.

A maior parte dos trabalhos, porém, analisam o caso de países específicos. Galal et al. (1994) analisam os efeitos da privatização das empresas ENERSIS e CHILGENER, a primeira distribuidora e a segunda geradora de energia elétrica chilena. Em relação à CHILGENER, os autores identificaram ganhos para a sociedade chilena em função do processo de privatização. Porém, os maiores beneficiários foram os acionistas, seguidos dos consumidores e trabalhadores, enquanto o governo perdeu arrecadação. Em relação à distribuidora ENERSIS, seu processo de privatização provocou (1) aumento da lucratividade da empresa, (2) redução significativa das perdas de energia, (3) aumento da produtividade, (4) melhoria da qualidade e (5) diversificação de produto. O efeito combinado dessas mudanças foi o aumento de bem estar da sociedade. Os maiores beneficiários foram os acionistas e os trabalhadores. Os consumidores obtiveram ganhos, mais em menor proporção.

Já o governo chileno perdeu receita com a privatização. [Paredes et al. \(2001\)](#) estima os impactos em termos de eficiência e bem estar do processo de privatização e regulação dos setores de telecomunicação, eletricidade e água no Chile. O estudo identificou que após a reforma houve redução de perdas de energia, aumento da lucratividade e maior acesso de consumidores de baixa renda à energia. Por fim, concluiu que os ganhos decorrentes da privatização ultrapassaram as perdas oriundas da regulação, que teria beneficiado as empresas. Para finalizar o caso chileno, [Fischer, Gutierrez e Serra \(2003\)](#) avaliam o efeito das privatizações de diversos setores da economia desse país sobre a eficiência e bem estar social. Em relação ao setor elétrico, os resultados do estudo identificaram aumento dos investimentos, redução de custos unitários, aumento da produtividade do trabalho e queda nos preços aos usuários. Em relação às empresas de distribuição de energia elétrica, os autores encontraram elevados níveis de lucratividade. Eles concluem que, apesar dos efeitos positivos sobre os ganhos de eficiência e produtividade, esses ganhos não foram repassados de forma satisfatória para os consumidores de energia.

[Estache, González e Trujillo \(2002\)](#) analisa o processo de privatização de diversos setores ocorrido na Argentina na década de 1990. O autor aponta diversos estudos que demonstram ter havido ganhos de eficiência decorrentes das privatizações. No setor elétrico, em particular, os ganhos médios anuais de produtividade alcançaram 1% ao ano. [Pollitt \(2008\)](#) analisa os efeitos da reforma do setor elétrico argentino no período 1992 – 2001. Segundo o autor, o mercado de geração foi muito bem sucedido em seus propósitos por ter alcançado um elevado nível de concorrência, com baixo nível de concentração. Como consequência, os preços, em média, reduziram. Os setores de transmissão e distribuição alcançaram também aumento de eficiência técnica, redução de perdas e maiores investimentos. [Ennis e Pinto \(2002\)](#) analisam os efeitos da privatização Argentina. Os resultados indicam que a mesma provocou aumento da arrecadação por parte do governo e melhoria da qualidade do serviço. Utilizando dados de um conjunto de unidades consumidoras, o trabalho estima que os preços permaneceram estáveis no período 1985/1997 para os consumidores residenciais. No entanto, os consumidores industriais experimentaram uma queda de preço de aproximadamente 7% no período. Mas, segundo os autores, os preços praticados no país eram inferiores aos valores médios praticados no mundo. Em relação ao acesso ao serviço, foi identificado um aumento dos níveis de universalização do serviço em Buenos Aires de 65% em 1985 para 99% em 1996. Em função disso, o trabalho concluiu que houve um aumento do excedente do consumidor, principalmente para os consumidores mais pobres.

O caso peruano é analisado em [Bonifaz e Pardina \(2001\)](#) e [Alva e Bonifaz \(2001\)](#). Nenhum dos trabalhos identificou ganhos de eficiência decorrentes do processo de privatização, ou seja, as empresas privatizadas não ampliaram sua performance em relação às empresas públicas. Porém, analisando o período 1996-2006 e usando uma abordagem mais sofisticada, [Pérez-Reyes e Tovar \(2009\)](#) encontram ganhos de eficiência nos anos

imediatamente seguintes á privatização. [Bonifaz e Baanante \(2010\)](#) estimam a eficiência de 19 distribuidoras peruanas utilizando dados do período 2000/2008. Seus resultados confirmam os resultados alcançados por Perez e Tovar e mostram que as empresas privadas são mais eficientes que as empresas públicas. No entanto, os autores afirmam que em alguma medida a maior ineficiência das empresas públicas verificadas a partir de 2008 é devido a expansão do sistema de distribuição para áreas rurais.

[Larsen et al. \(2004\)](#) avaliam o processo de reestruturação do setor elétrico colombiano. Seus dados demonstram ganhos de eficiência nos primeiros anos, tais como redução do número de trabalhadores por KWh gerado, diminuição de perdas e inadimplência e o fim dos *blackouts*, comuns no período pré-reestruturação. [Pombo e Taborda \(2006\)](#) estudam o caso colombiano utilizando dados do período 1985-2001. Os resultados indicam aumento da lucratividade média (e mediana) do setor. Alguns indicadores médios também experimentaram melhora, como a razão vendas/empregados e vendas/ativo imobilizado e houve também uma queda substancial do número de empregados, o que provocou aumento da produtividade do trabalho e eficiência. Após a estimativa de eficiência de cada empresa, os autores utilizaram um estudo econométrico para avaliar a evolução da eficiência no tempo. Os resultados sugerem que houve 5% de aumento médio de eficiência no período. Por fim, houve aumento das tarifas residenciais e queda das tarifas industriais. [Galán e Pollitt \(2014\)](#) analisam a evolução das tarifas, da qualidade, das perdas e eficiência de 21 distribuidoras de energia elétrica colombianas no período 1998-2012. Seus resultados indicam que houve aumento de tarifas no período, mas em grande medida isso ocorreu em função do aumento dos custos de geração, apesar de também se verificar aumento das tarifas de distribuição. Em relação às perdas e qualidade, houve melhora principalmente no período mais recente. Em relação à eficiência, diferente dos estudos anteriores, os resultados revelaram ganhos de eficiência médios do setor. O estudo demonstra ainda que as empresas privadas são mais eficientes que as empresas públicas, apesar de ambos os grupos terem ganhado eficiência no período. Por fim, os ganhos de eficiência estimados ocorreram em sua maior parte nos últimos anos.

Os efeitos da reforma do setor elétrico brasileiro são analisados empiricamente em poucos trabalhos. Antes de resumi-los, é interessante citar um mais geral, que analisa os efeitos do processo de privatização brasileiro como um todo. [Anuatti-Neto et al. \(2005\)](#) avaliam os efeitos das privatizações ocorridas no Brasil na década de 1990 sobre o desempenho econômico e financeiro das empresas privatizadas. A amostra utilizada compreendeu diversos setores de infraestrutura, incluindo todas as empresas do setor produtivo privatizadas desde 1991 para as quais foi possível encontrar demonstrações financeiras. Foram mensurados 15 indicadores de desempenho. Utilizando um modelo de dados em painel, o trabalho controla para diversos efeitos exógenos, como flutuações macroeconômicas, mudanças na regulação, listagem na bolsa de valores de São Paulo, entre outras. Foi identificado aumento substancial da lucratividade e eficiência operacional

destas empresas. Já os efeitos sobre investimento, produção, dividendos e impostos são menos claros. Sobre o setor elétrico, destaca-se o trabalho de [Mota \(2004b\)](#), que aplicou metodologia similar à de [Domah e Pollitt \(2001\)](#) para avaliar os efeitos das mudanças ocorridas no setor de distribuição na década de 1990. Para tanto, utiliza dados contábeis de 14 distribuidoras brasileiras no período compreendido entre 1989 e 2000. Os ganhos de bem estar social são estimados a partir da diferença entre os “custos operacionais gerenciáveis” observados no período pré e pós-reforma. O trabalho encontrou substanciais ganhos de produtividade no período em função da redução dos custos unitários, que alcançaram valores abaixo dos custos contrafactuais. Assim, houve ganhos para a sociedade em função da reforma. Considerando o cenário base, o ganho estimado variou de R\$ 7,2 bilhões à R\$ 10,2 bilhões, a depender da taxa de desconto utilizada, já deduzidos os custos do processo de reestruturação. Esses ganhos foram integralmente absorvidos pelos acionistas em função, principalmente, do fato das revisões tarifárias ocorrerem somente a partir de 2003 (com exceção da empresa Escelsa, que passou por duas revisões tarifárias no período). O governo não obteve ganhos, apesar do aumento dos lucros, aparentemente em função dos créditos fiscais acumulados com os prejuízos acumulados no período pré-reforma. [Resende \(2002\)](#) analisa dados de 24 distribuidoras no período 1997-1998. O autor encontra evidências de um número substancial de firmas operando muito abaixo do nível ótimo de eficiência, e aponta, a partir dessa evidência, que as mudanças até então implementadas tiveram pouco efeito. [Mota \(2004a\)](#) também analisa os efeitos do processo de privatização brasileiro sobre a eficiência e ganhos de produtividade das distribuidoras. Para tanto, estima os ganhos de produtividade de 14 distribuidoras brasileiras e 72 americanas no período 1994/2000. O objetivo era comparar os resultados de regimes de regulação distintos, pois a autora adota como premissa que o Brasil empregava um regime *Price Cap* e os Estados Unidos um regime *Cost Plus*. Seus resultados indicam que as distribuidoras brasileiras eram, no período de análise, mais eficientes que as americanas. Em relação aos efeitos da privatização, as evidências são contraditórias. O modelo que considera apenas os custos operacionais indica efeitos positivos (mas não significativos) do processo de privatização, enquanto o que considera os custos totais indica efeitos negativos. A explicação dada para essa diferença é o elevado nível de investimentos das empresas no período pós-privatização. [Tannuri-Pianto, Sousa e Arcoverde \(2009\)](#) analisam os níveis de eficiência e ganhos de produtividade de 22 distribuidoras no período 1993 – 2001. Foram estimadas uma função de custo e uma função de produção através de um método de fronteira estocástica. No trabalho há vários resultados interessantes, entre os quais destacam-se o efeito positivo sobre a produtividade das privatizações e a importância da consideração de indicadores de qualidade na especificação da função custo. [Ramos-Real et al. \(2009\)](#) estimam a evolução da produtividade das distribuidoras brasileiras no período 1998-2005 e encontram ganhos anuais de produtividade da ordem de 1.3%. No entanto, segundo os autores, ao decompor esses ganhos eles identificaram que se deveu à “evolução técnica” do setor de distribuição

brasileiro e não ao ganho de eficiência que, na média, se mostrou significativo. A interpretação correta, na verdade, para os seus resultados é a de que as empresas mais eficientes do setor, que formam a fronteira de eficiência, evoluíram em proporção superior à média.

Por fim, vamos citar um trabalho sobre o Japão e outro sobre usinas nucleares. [Li et al. \(2017\)](#) estimam a eficiência técnicas das distribuidoras japonesas no período 1989-2010. A partir dos resultados, os autores afirmam que as distribuidoras privadas não se diferenciam das públicas e possuem todas baixo nível de eficiência. Os autores atribuem a isso a adoção de um regime de regulação por taxa de retorno. [Pollitt \(1996\)](#) compara a eficiência de 78 usinas nucleares públicas e privadas localizadas em diversos países, sendo os principais Reino Unido e Estados Unidos, operando no ano de 1989. Os resultados revelaram que as usinas nucleares privadas são mais eficientes que as públicas.

O resumo dos trabalhos, é apresentado na tabela [III.3](#)

Tabela III.3 – Estudos Empíricos sobre Reforma e Privatizações

Trabalho	País(es)	Setor	Regime	Privadas são mais Eficientes?	Aumento da eficiência pós reforma?	Melhoria da qualidade pós reforma?	Privadas tem melhor qualidade?
Neuberg (1977)	EUA	D	CS	Não			
Meyer (1975)	EUA	D	CS	Não			
Pescatrice e Trapani (1980)	EUA	D	CS	Não			
Atkinson e Halvorsen (1986)	EUA	G	CS	Não			
Färe et al. (1985)	EUA	G	CS	Não			
Kwoka (2008)	EUA	D	PBR/CS		Sim	Sim	
Ter-Martirosyan e Kwoka (2010)	EUA	D	PBR/CS		Sim	Sim	
Newbery e Pollitt (1997)	Inglaterra	G	COM	Sim	Sim		
Pollitt (1999)	Escócia	G/T/D	COM	Não	Não		
Pollitt (1997)	Irlanda do Norte	G	PBR	Sim	Sim		
Domah e Pollitt (2001)	Inglaterra	D	PBR	Sim	Sim		
Hjalmarsson e Veiderpass (1992)	Suécia	D	PBR	Não			
Kumbhakar e Hjalmarsson (1998)	Suécia	D	PBR	Sim			

Fumagalli, Garrone e Grilli (2007)	Itália	D	PBR			Sim	Não
Stiel, Cullmann e Nieswand (2018)	Alemanha	C	COM			Sim	Não
Bagdadioglu, Price e Weyman-Jones (1996)	Turquia	D	PBR	Sim			
Bagdadioglu e Odyakmaz (2009)	Turquia	D	PBR	Sim			
Çelen (2013)	Turquia	D	PBR	Sim			
Cullmann e Hirschhausen (2008)	Leste Europeu	D	PBR	Sim	Sim		
Berg, Lin e Tsaplin (2005)	Ucrânia	D	PBR/CS	Sim	Sim		
Borghi, Bo e Florio (2016)	Europa Ocidental	D	PBR	Sim			
Florio (2013)	Europa Ocidental	D	PBR				Não
Estache e Rossi (2004)	América Latina	D	PBR	Sim	Sim		
Andres, Guasch e Azumendi (2009)	América Latina	D	PBR	Sim	Sim	Sim	Sim
Galal et al. (1994)	Chile	D	PBR	Sim	Sim		
Galal et al. (1994)	Chile	G	PBR	Sim	Sim		
Paredes et al. (2001)	Chile	D	PBR	Sim	Sim		
Fischer, Gutierrez e Serra (2003)	Chile	D	PBR	Sim	Sim		
Estache, González e Trujillo (2002)	Argentina	D	PBR	Sim	Sim		
Pollitt (2008)	Argentina	G	COM	Sim	Sim		
Pollitt (2008)	Argentina	D/T	PBR	Sim	Sim		
Ennis e Pinto (2002)	Argentina	G/T/D	PBR/COM	Sim	Sim	Sim	
Bonifaz e Pardina (2001)	Peru	D	PBR	Não	Não		
Alva e Bonifaz (2001)	Peru	D	PBR	Não	Não		

Pérez-Reyes e Tovar (2009)	Peru	D	PBR	Sim	Sim		
Bonifaz e Baanante (2010)	Peru	D	PBR	Sim	Sim		
Larsen et al. (2004)	Colômbia	G	PBR	Sim	Sim	Sim	
Pombo e Taborda (2006)	Colômbia	D	PBR	Sim	Sim		
Galán e Pollitt (2014)	Colômbia	D	PBR	Sim	Sim	Sim	Sim
Mota (2004b)	Brasil	D	PBR	Sim	Sim		
Resende (2002)	Brasil	D	PBR			Não	
Mota (2004a)	Brasil	D	PBR	Sim	Sim		
Tannuri-Pianto, Sousa e Arcoverde (2009)	Brasil	D	PBR	Sim			
Ramos-Real et al. (2009)	Brasil	D	PBR			Sim	
Li et al. (2017)	Japão	D	CS	Não		Não	
Pollitt (1996)	Vários Países	G	Vários	Sim			

Fonte: Elaboração própria

APÊNDICE B – O Modelo de Regulação Econômica Adotado no Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro

No dia 3 de fevereiro de 1993 o DNAE¹ publicou a Portaria 47, com o último reajuste das tarifas de energia sob a égide do “velho modelo do setor elétrico”. A nova tarifa da classe residencial (desde que não enquadrada como “baixa renda”) foi fixada em Cr\$ 1.760.288,72 por MWh, o que, a preços de dezembro de 1994, significava algo em torno de R\$ 112 por MWh, e deveria ser aplicada por todas as distribuidoras do Brasil. Esse modelo possuía duas características principais. A primeira é que todas as empresas do setor elétrico faziam jus (pelo menos teoricamente) a uma remuneração de 10% à 12% sobre o capital investido², regime regulatório definido como Regime de Remuneração Garantida - RRG. A segunda é que todas as distribuidoras de energia elétrica deveriam cobrar as mesmas tarifas de energia elétrica³. Na medida em que os custos eram diferenciados por área de concessão, haviam distribuidoras superavitárias e deficitárias. As diferenças eram compensadas por meio da chamada Conta de Compensação de Resultado (CRC), mecanismo contábil de transferência de recursos das empresas superavitárias para as deficitárias⁴.

A estrutura tarifaria brasileira em 1993 era complexa, com diferenciações entre grupos de consumidores e em função do período de consumo. O fundamento legal para essa diferenciação, definido pelo Decreto. 62.724, de 17 de maio de 1968, era “a necessidade de reparti-lo (os custos), de maneira que, a cada grupo de consumidores, seja atribuída a fração equivalente ao custo do serviço que lhe for prestado”. O decreto estabeleceu a segregação de tarifas de acordo com o nível tensão, criando dois tipos de consumidores, A e B, sendo o primeiro caracterizado pela conexão em nível tensão superior à 2.3 kV. Permitiu também a aplicação de uma tarifa binômica, com uma parcela proporcional à potência e outra ao consumo de energia, porém, apenas para o grupo A. Por fim, alterações posteriores fizeram surgir diferenciações em função do período de consumo ao longo do dia

¹ Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, órgão do governo que cuidou, até o ano de 1996, do cálculo das tarifas de energia elétrica brasileiro.

² Lei 5.655, de 20 de maio de 1971

³ Decreto-Lei 1.383, de 26 de setembro de 1974

⁴ Não há espaço nesse trabalho descrever em detalhes a história de setor elétrico anterior à 1993. Para os interessados, ver [Ferreira \(2002\)](#), [Gomes et al. \(2002\)](#), [Pires, Giambiagi e Sales \(2002\)](#), [Silva \(2011\)](#), [Abreu \(1999\)](#)

(período de ponta e fora de ponta), do período do ano (período chuvoso e seco) e uma maior segregação dentro do grupo A em função do nível de tensão. Os consumidores também passaram a ser classificados em função da “classe de consumo” (residencial, industrial, poder público, rural, etc.) com o objetivo, sobretudo, de introduzir uma série de subsídios cruzados, em particular, aos consumidores rurais, cooperativas de eletrificação rural e consumidores de renda inferior (definidos como baixa renda).

O marco inicial das mudanças desse modelo foi a Lei 8.631, de 4 de março de 1993 – Lei 8.631, que revogou o direito a uma remuneração garantida e acabou com a equalização tarifária. A partir de então, cada empresa deveria ter tarifas compatíveis com a sua realidade e nenhuma poderia pleitear reajustes ou revisões baseadas em uma eventual baixa taxa de remuneração, nem os consumidores poderia pleitear o contrário. Outra mudança importante é a previsão de que as concessionárias de distribuição pudessem fazer alterações na estrutura das tarifas aplicadas aos consumidores finais, desde que se respeitasse o valor médio das tarifas de fornecimento. Por fim, definiu que as tarifas seriam reajustadas “mediante a utilização de fórmulas paramétricas e respectivos índices” e seriam revistas periodicamente, conforme legislação específica. Na prática, instituiu-se um esboço de um modelo *Price-Cap* (BEESLEY; LITTLECHILD, 1989).

O novo regime começou a ganhar forma com a Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que regulamentou o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, previsto no art. 175 da Constituição Federal. A mesma definiu que “a tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato”. Posteriormente, a Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, trouxe a possibilidade de licitação da concessão de distribuição de energia elétrica em conjunto com a empresa que presta o serviço na área. Na prática, permitiu atrelar as privatizações ao novo regime de regulação. No então, a mesma lei permitiu também a prorrogação, pelo prazo de 20 anos, da concessão de distribuição ao então prestador do serviço.

Logo após a publicação da supracitada lei, iniciou no setor um intenso programa de privatização. No período compreendido entre 1995 e 2000 foram privatizadas 20 distribuidoras. O início do programa ocorreu com a venda da empresa ESCELSA, em 1995 e encerramento dessa fase ocorreu em 2000, com a venda da empresa SAELPA. Ao todo, foram arrecadados aproximadamente US\$ 23 bilhões (valores nominais). Isso representou aproximadamente 28% de toda a arrecadação com as privatizações realizadas pelos governos federal e estadual até 2000 (ANUATTI-NETO et al., 2005). Em 2001 aproximadamente 63% do consumo estava sendo atendido por empresas privadas, o que representava algo em torno de 67% da receita do setor. A participação dos dois grupos não se alterou de forma significativa até 2016.

Inicialmente, a legislação não obrigava a desverticalização das atividades. Os primei-

ros contratos de concessão permitiam as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Posteriormente, houve a obrigação de separação em empresas distintas da atividade de distribuição e as atividades de geração e transmissão, que puderam ser exercidas por uma mesma empresa. A comercialização de energia continuou sendo exercida pelas distribuidoras de energia elétrica, mas de forma regulada e não exclusiva⁵.

Junto do processo de privatização surgem os Contratos de Concessões de Distribuição de Energia Elétrica (CCD), que foram assinados entre 1995, logo após a privatização da empresa Escelsa, e 2002. Ao final do processo, o sistema elétrico nacional possuía 62 concessionárias de distribuição de energia elétrica. Esse lapso temporal teve como consequência a não uniformidade do contrato, em especial, em relação a datas de reajuste e revisão tarifária e ciclos de revisão tarifária, que variaram de 3 a 5 anos. Outro ponto a se ressaltar é que não houve uma redefinição com base em critérios de racionalidade técnica ou econômica das áreas de concessão, o que explica o fato de haver concessionárias atendendo aproximadamente 2 mil consumidores e outras mais de 6 milhões, e de existir áreas de concessões superiores ao território de quase todos os países europeus.

As tarifas iniciais eram aquelas até então praticadas no ato de assinatura do CCD. O Contrato previu três mecanismos de alteração das tarifas, dois ordinários e um extraordinário. O primeiro mecanismo é o Reajuste Tarifário Ordinário - RTO, que ocorreria anualmente, sempre que não fosse aplicado os demais mecanismos. O RTO é feito de acordo com uma fórmula paramétrica descrita de forma detalhada no contrato, cujo objetivo foi dar segurança jurídica às novas concessionárias. A fórmula parte da segregação dos custos em dois tipos, os “custos gerenciáveis”, denominados Parcela B - VPB, e “custos não gerenciáveis”, denominados Parcela A -VPA. O VPB diz respeito aos custos internos das distribuidoras (custos de capital e custos operacionais), diretamente associado à prestação do serviço de distribuição (operação, manutenção, faturamento, etc.). O VPA são custos com transmissão de energia, compra de energia e encargos setoriais que, pelo modelo adotado no setor elétrico brasileiro, são pouco gerenciáveis pelas distribuidoras.

Posteriormente, foram criados outros itens denominados “componentes financeiros”. Em sua maioria, são mecanismos de compensação das diferenças verificados ao longo dos 12 meses anteriores ao reajuste tarifários. Diversos ajustes ocorreram ao longo do tempo nas regras de reajuste, mas é possível descrever um modelo geral muito próximo ao efetivamente aplicado em todo o período. Seja uma distribuidora de energia qualquer que

⁵ A legislação permitia o exercício da atividade de comercialização de energia em qualquer área de concessão por parte de empresas comercializadoras de energia para dois grupos de consumidores. O primeiro é formado por aqueles cuja carga é maior ou igual à 3.000 KW. O segundo é o conjunto de consumidores que possuem carga superior à 500 KW que compram energia das chamadas “fontes incentivadas”, a saber: Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Sistemas de Cogeração Qualificada.

aplica I tipos de tarifas. Suas tarifas eram reajustadas de acordo com a equações⁶

$$p_{i,t} = p_{i,t-1} \times IRT_t, \text{ para todo } i \quad (\text{III.1})$$

onde,

$$RA_{t-1} = \sum_1^I p_{i,t-1} M_{i,t-1} \quad (\text{III.2})$$

$$VPB_t = VPB_{t-1} \times (IGPM - X) \quad (\text{III.3})$$

$$VPB_{t-1} = RA_{t-1} - VPA_{t-1} \quad (\text{III.4})$$

$$IRT_t = \frac{VPA_t + VPB_t + F_t}{RA_{t-1} + F_{t-1}} \quad (\text{III.5})$$

O início do processo começa com o cálculo da receita verificada ou receita faturada (RA_{t-1}) e dos componentes financeiros (F_{t-1}) nos 12 meses anteriores ao reajuste tarifário. O primeiro é calculado pela multiplicação das tarifas praticadas no período (p) pelos seus respectivos mercados M (demanda ou energia faturada), onde o indexador i diz respeito ao grupo de consumidores e período para os quais são aplicadas tarifas diferenciadas, conforme III.2. O segundo consiste nos valores considerados no ultimo processo tarifário, após alguns ajustes, em particular, em relação à variação de mercado. Após o cálculo de RA_{t-1} , calcula-se as parcelas A e B “verificadas” no período anterior. A parcela A (VPA_{t-1}) consiste nos valores considerados no ultimo reajuste tarifário ajustados, quando for o caso, pelo crescimento do mercado. A parcela B (VPB_{t-1}) é calcula por diferença, conforme III.4. Apura-se os novos valores de VPA_t e F_t a partir dos dados verificados no momento do reajuste. VPB_t é calculado multiplicando VPB_{t-1} pelo Fator X , definido no Contrato de Concessão ou ultimo processo de revisão tarifária, conforme III.3. A etapa final é calcular o Índice de Reajuste Tarifário (IRT), conforme III.5, que será aplicado de forma linear em todas a todas tarifas da distribuidora⁷.

Uma mudança importante desse modelo ocorreu a partir dos processos de revisão tarifária, iniciados em 2003. As tarifas passaram a conter dois componentes, denominados Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). O objetivo principal foi possibilitar a aplicação de tarifas diferenciadas aos consumidores livres de energia, que pagariam apenas a componente TUSD, tendo em vista que a TE contempla principalmente custos com energia elétrica comprada. Já a TUSD contempla parcelas

⁶ A regra completa de reajustes e revisões tarifárias atuais estão descritas no documento chamado Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), disponível no *site* da ANEEL <<http://www.aneel.gov.br>>.

⁷ Em 2016 houve uma modificação da fórmula de reajuste de vários contratos de concessão. Não houve modificações em essência na fórmula. Como na maior parte do período coberto por este trabalho foi aplicada a fórmula anterior estamos omitindo essas mudanças.

de custos comuns a todos os tipos de consumidores, cativos e livres, como custos de distribuição, transmissão e encargos setoriais. Somando-se as demais diferenciações (ponta, fora de ponta, baixa renda, classes de consumo subsidiados, etc.), uma distribuidora de energia elétrica brasileiro pode aplicar hoje até 300 tipos de tarifas diferentes.

O segundo mecanismo de alteração tarifária é a chamada Revisão Tarifária Extraordinária. As distribuidoras podem solicitar a sua aplicação sempre que houver um desequilíbrio “significativo” de custos causado por fatores alheios à gestão da empresa que não puderem ser corrigidos através dos mecanismos ordinários de alteração de preços. Na prática, esse mecanismo foi raramente utilizado pela ANEEL.

O terceiro e último mecanismo é o da Revisão Tarifária Periódica – RTP. A periodicidade da revisão foi definida em 3 anos para a Escelsa, em 5 anos para os contratos assinados entre 1996 e 1997, e em 4 anos para os demais. A regra definida nos CCDs sobre o tema é muito vaga. Segundo o Contrato, a revisão tarifária seria feita de forma a considerar “as alterações na estrutura de custos e de mercado da Concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e modicidade das tarifas”. Dada essa obscuridade (intencional ou não), as regras de revisão tiveram que ser definidas e alteradas pela ANEEL ao longo do tempo⁸. A seguir iremos apresentar um resumo da evolução histórica das regras de revisão adotadas pela ANEEL.

Há pouca documentação pública esclarecendo a forma como foi feita o primeiro processo de revisão da ANEEL, ocorrido em 1998 para a empresa Escelsa. Dois anos depois desse processo, foi aberto um amplo debate pela Agência sobre o assunto. Foi disponibilizada na Audiência Pública 007/2000 a Nota Técnica 025/2000-SRE/ANEEL, intitulada “Conceitos Econômicos para Reajuste e Revisão Tarifária”. Nela são elencados e discutidos todos os itens que devem compor a receita das distribuidoras e os procedimentos de cálculo de cada um. O documento define o arcabouço conceitual a ser adotado pela ANEEL na definição das metodologias de revisão tarifária. O conceito chave é o de regulação por incentivos.

Na segunda revisão tarifária da Escelsa, ocorrida em 2001, foi adotada boa parte das sugestões surgidas na supracitada audiência pública. Definiu-se que a Parcela A deveria ser calculada da mesma forma que nos reajustes tarifários. A parcela B seria composta de dois tipos de custos, de capital e operacional. O primeiro diz respeito aos custos associados ao estoque de capital vinculado ao serviço de distribuição, denominado Ativo Imobilizado em Serviço - AIS. É formado pela soma de dois componentes, remuneração do capital

⁸ O histórico das regras de revisão tarifária podem ser conhecidos em detalhes porque a ANEEL publica, desde 1997, as notas técnicas e resoluções normativas que tratam do tema. O leitor interessado em se aprofundar no tema deve investigar o *o site* da agência <www.aneel.gov.br>, em particular, as seções de Audiências Públicas. Alguns documentos específicos são citados mais à frente e nas referências bibliográficas, mas não contemplam todo o período

(REM) e depreciação (DEP). A REM corresponde ao produto da taxa de remuneração (r) pelo AIS ainda não amortizado, denominado Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRL). A depreciação é calculada a partir do produto da taxa de depreciação (d) pelo valor do AIS ajustado⁹, denominado Base de Remuneração Regulatória Bruta - BRB. Já os custos operacionais são formados pela soma de diversos itens contabilizados na rubrica contábil “custos operacionais”, onde os principais são os custos com pessoal, materiais e serviços de terceiros. Por fim, desses custos são deduzidas outras receitas (OR), como alugueis de postes para companhias de TV a cabo, arrendamentos diversos, e outros itens. As equações abaixo resumem o modelo adotado na revisão tarifária

$$PB = CO + CC - OR \quad (III.6)$$

$$CC = REM + DEP \quad (III.7)$$

$$REM = r \times BRL \quad (III.8)$$

$$DEP = d \times BRB \quad (III.9)$$

Tanto os custos operacionais quanto a BRR foram calculados a partir dos dados contábeis atualizados da Escelsa. A taxa de depreciação também foi definida a partir de informações contábeis. Para o custo de capital, foi adotada a metodologia *Weighted Average Cost of Capital - WACC*. O Custo de capital de terceiros foi calculado pela média dos custos de empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e a “taxa de juros paga aos investidores pelas concessionárias de distribuição”, (debêntures e notas promissórias). Para o custo de capital próprio, foi adotado o modelo *Capital Asset Price Model (CAPM)*, estimado com dados das poucas empresas brasileiras do setor de energia elétrica que possuíam ações cotadas na bolsa de valores de São Paulo à época. A estrutura de capital se baseou na média de empresas de energia elétrica brasileira. Por fim, o Fator X foi definido a partir de estimativas dos ganhos de produtividade da empresa e do Brasil, um modelo fortemente inspirado em [Bernstein e Sappington \(1999\)](#).

Em 2003 iniciou o que ANEEL denominou 1º Ciclo de Revisão Tarifária – 1CRTP, quando 27 distribuidoras de energia passaram pelo seu primeiro processo de revisão tarifária. As regras de revisão tarifária definidas nesse ano foram aplicadas as todas as empresas cuja revisão ocorreu no período entre 2003 e 2006. Sua construção iniciou um

⁹ São feitos três ajustes sobre o AIS. O primeiro, e mais significativo, é a subtração de parcela do AIS associado a investimentos considerados pelo regulador como não tendo um custo de capital correspondente, por exemplo, investimentos feitos com recursos “doados” por consumidores ou pelo governo. O segundo é retirada de ativos em operação totalmente amortizados. A terceira e última é a dedução de ativos considerados “imprudentes”, como o dimensionamento de uma subestação com potência muito superior á demanda máxima prevista.

ano antes, com a abertura de duas audiências públicas, que trataram das metodologias de cálculo do Fator X e da BRR. Esse ciclo contou com duas evoluções importantes em relação ao modelo de revisão tarifária de 2001. A primeira é a dissociação quase completa entre os custos operacionais observados e os valores considerados tanto na revisão tarifária quanto na definição do Fator X. A segunda é adoção de um modelo de Valor Novo de Reposição - VNR para a BRR, que significou na prática uma forte aproximação entre os valores recentes investidos e a BRR, com exceção da primeira aplicação. Ambos são sucintamente descritos a seguir.

Para a definição dos valores regulatórios foi construído o modelo denominado Empresa de Referência, um modelo que guarda semelhança com a metodologia que vinha sendo utilizada no Chile no cálculo tarifário há algum tempo (AGRELL; BOGETOFT, 2003). Simplificando um pouco a abordagem, a metodologia de Empresa de Referência - ER consistia na construção do custo operacional a partir da soma dos custos de cada tarefa operacional a ser executada pela empresa durante o ano. Essas tarefas eram agrupadas em quatro tipos: (1) operação, (2) comercialização, (3) administração e (4) itens adicionais não enquadrados nas demais categorias. O ponto de partida era o levantamento dos dados físicos (extensão da rede, número de transformadores, etc.) e número de consumidores. Para cada tarefa eram estimadas as quantidades de pessoas e materiais envolvidos. Uma vez definidas as quantidades, multiplicava-se o preço dos materiais e salários pelas respectivas quantidades de materiais e pessoas, e chegava-se ao custo de cada tarefa. Para tanto, a consultoria contratada pela ANEEL para a realização de trabalho dispunha de bancos de dados de preços de materiais e de salários. Todos os parâmetros do modelo eram definidos pela consultoria baseado em sua *expertise* no tema.

A BRR foi definida utilizando uma abordagem denominada pela ANEEL de VNR. A intenção inicial era adotar uma metodologia parecida com a de ER, no entanto, aparentemente, tal opção não se mostrou viável. O método VNR parte do levantamento físico dos equipamentos em operação. Depois desse levantamento é feita a valoração de cada equipamento listado, a partir da soma de quatro componentes: (1) o preço do equipamento, denominado Equipamento Principal (EP), (2) o custo dos materiais “auxiliares”, necessários à sua instalação e funcionamento, denominados Componentes Menores - COM, (3) custos indiretos diversos, como custos de instalação, montagem, supervisão, fiscalização, denominados Custos Adicionais (CA) e (4) os juros sobre obras em andamento (JOA), que são os juros capitalizados em função da distância temporal entre o início e o fim da obra. Com exceção do JOA, cuja taxa de remuneração é definida pelo regulador, todos os itens foram calculados a partir de dados auditados da própria concessionária. O EP é definido, via de regra, pela média dos preços verificados nas compras realizadas pela empresa nos últimos anos. Valores de CA e COM são calculados a partir de um processo de auditoria sobre as obras realizadas pela empresa.

Em relação à remuneração do capital, a agência continuou adotando a metodologia de WACC e CAPM para o custo de capital próprio. No entanto, passou-se a adotar como referência o setor de distribuição de energia elétrica norte americano, com ajustes pelo diferencial de risco entre os Estados Unidos e o Brasil. As novidades surgiram no cálculo do custo de capital de terceiros, que passou a utilizar um modelo de CAPM de dívida, e da estrutura de capital, que se baseou também em distribuidoras de outros países, como Chile, Argentina, Inglaterra e Austrália.

O Fator X, que na segunda revisão da Escelsa considerava os ganhos de produtividade históricos da empresa, passou a dissociar completamente os ganhos de produtividade reais e regulatórios. A metodologia utilizada foi a de Fluxo de Caixa Descontado – FCD, que consistia no fluxo de caixa estimado a partir de previsões para o ciclo de revisão da empresa do mercado, dos custos operacionais e da BRR. O cálculo era realizado por consultoria contratada pela ANEEL, e em suas previsões de custos operacionais e da BRR não eram considerados os dados históricos das distribuidoras. Introduziu-se mais um componente, denominado Fator X_c , que variava de forma inversamente proporcional à qualidade do serviço segundo a percepção do consumidor. Para medir essa percepção, a ANEEL utilizava uma pesquisa de opinião, denominado Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC.

O 2º Ciclo de Revisão Tarifária - 2CRTP, que vigorou entre 2007 e 2010, manteve em essência as regras do 1CRTP. Em relação à BRR, os investimentos realizados ao longo do ciclo foram incorporados utilizando o mesmo método VNR. Os ativos do 1CRTP não foram reavaliados. O único ajuste na BRR anterior foi a subtração dos ativos que não mais se encontravam em operação e o recálculo da sua depreciação acumulada. A grande discussão ocorreu nos valores contabilizados pelas empresas e na comprovação dos equipamentos que, de fato, se encontravam em operação.

Outros mecanismos de incentivos foram introduzidos para redução de perdas não técnicas e inadimplência. Os valores regulatórios de ambos passaram a ser definidos a partir de *benchmarks* entre as distribuidoras, um modelo de *Yardstick Competition* (SHLEIFER, 1985). No caso das perdas não técnicas, o maior desafio foi identificar empresas comparáveis face a grande diferenciação socioeconômica entre as áreas de concessão. Para tratar o problema, a agência desenvolveu um índice, chamado Índice de Complexidade Socioeconômica, que permite comparar empresas levando em consideração essa dimensão.

O modelo de Empresa de Referência foi completamente revisto por meio de um intenso trabalho que envolveu os técnicos da ANEEL e uma consultoria. Foram redefinidas todas as tarefas do modelo e sua frequência temporal de realização tendo como referência os valores médios observados entre as distribuidoras, introduzindo um conceito implícito de eficiência média e alguns elementos de *Yardstick Competition* no modelo¹⁰. Um novo

¹⁰ Por exemplo, se a empresa tinha uma frequência de manutenção mais eficiente que a média das

levantamento de preços de materiais e salários foi realizado, este último junto às empresas do setor elétrico brasileiro. Por fim, o método de cálculo dos custos administrativos foi também completamente reformulado de forma a refletir melhor os ganhos de escala.

Por fim, em relação ao Fator X, houve aperfeiçoamentos na metodologia de projeção de mercado e custos operacionais. Mas a maior novidade ocorreu em relação a projeção da BRR. As distribuidoras passaram a ser responsáveis pela projeção dos investimentos ao longo do ciclo. No entanto, na revisão tarifária seguinte seria feita a comparação entre os valores projetados e realizados. Caso o último fosse menor que o primeiro seria introduzido um ajuste no cálculo da Parcela B de forma a “devolver” os valores pagos a maior pelos consumidores. Ressalta-se que a regra foi efetivamente aplicada pela ANEEL e diversos ajustes ocorreram nas revisões seguintes. O Componente X_c foi extinto pela ANEEL.

O 3º Ciclo de Revisão Tarifária – 3CRTP vigorou no período compreendido entre 2011 e 2014. Diversas mudanças metodológicas foram introduzidas nesse ciclo, no entanto, sem grandes quebras de paradigma. A metodologia de definição de perdas regulatórias foi mantida com pequenos ajustes e um novo estudo econométrico foi realizado com objetivo de atualizar o Índice de Complexidade Socioeconômica (ANEEL, 2011b).

A metodologia de BRR foi, em essência, mantida. No entanto, houve uma maior exigência em termos de controle de dados de ativos físicos e contábeis. Inúmeras foram as reclamações por parte das empresas a respeito das “glosas” realizadas pela ANEEL de despesas contabilizadas incorretamente (na visão da agência) como investimentos (ANEEL, 2011c). Em relação à depreciação, a ANEEL recalculou as vidas úteis dos ativos diminuindo as taxas de depreciação, em média, em 15%. Por fim, em relação à remuneração do capital, a metodologia se manteve, com alguns ajustes nos prêmios de risco e atualização dos dados, que em conjunto provocaram uma queda superior a 20% na taxa de remuneração (ANEEL, 2011d).

O modelo ER foi abandonado e foi definida uma transição para uma metodologia de *Yardstick Competition*. O valor a ser considerado no processo de revisão tarifária seria aquele definido na última revisão tarifária – baseado no modelo ER – atualizado pela variação do número de consumidores, ativos e dos ganhos médios de produtividade do setor de distribuição. Esse valor seria comparado com um intervalo de custos, conforme equações abaixo.

$$CO_{inf} = CO_{Real} \frac{\theta \times (1 - li)}{\theta_m} \quad (\text{III.10})$$

$$CO_{Sup} = CO_{Real} \frac{\theta \times (1 + li)}{\theta_m} \quad (\text{III.11})$$

$$CO_{Reg} = \max(\min(ER_{at}, CO_{Sup}), CO_{Inf}) \quad (\text{III.12})$$

distribuidoras e todos os demais itens iguais ao modelo, seu custo operacional seria menor que o considerado na revisão tarifária.

Onde, CO_{Reg} é o valor a ser considerado na revisão, CO_{Inf} e CO_{Sup} são, respectivamente, os limites inferior e superior do intervalo, CO_{Real} é o custo real, ER_{at} é o valor da Empresa de Referência do 2º atualizado, θ_j é a eficiência da empresa¹¹, θ_m é a eficiência média do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, ls e li são, respectivamente, os limites inferior e superior de eficiência¹². Se o valor da ER atualizado for superior à CO_{sup} , as tarifas eram diminuídas ao longo do ciclo de forma a alcançar esse limite. Se fosse inferior à CO_{inf} haveria um aumento observando a mesma sistemática. O conceito de eficiência média que estava implícito no modelo ER passou a ser explícito. Como nos reajustes a Parcela B não poderia ser revista pelas regras contratuais, a solução adotada foi criar um componente no Fator X denominado Componente T (ANEEL, 2011d).

Sobre o Fator X, a ANEEL fez um diagnóstico bastante negativo sobre a metodologia que vinha sendo adotada. As projeções de mercado sujeitavam o regulador a uma enorme assimetria de informações, além das infundáveis e custosas discussões. Além disso, diversas empresas descumpriram as previsões de investimentos realizadas no 2CRTP, e algumas que cumpriram pioraram seus níveis de qualidade. Por isso, a ANEEL passou a adotar uma nova metodologia de Fator X, que passou a ter três componentes. O primeiro, denominado Componente Pd, era baseado nos ganhos médios de produtividade das distribuidoras¹³. Como se estimou que esses ganhos variavam de acordo com o crescimento do mercado e do número de consumidores, o Fator Pd sofria ajustes para cada empresa de acordo com essas duas variáveis. O segundo, denominado Componente Q, era um percentual que variava de forma inversamente proporcional às variações dos níveis de qualidade¹⁴. Quanto maior a qualidade, menor o Componente Q. O último é a trajetória de aumento ou redução de custos operacionais citada no parágrafo anterior (ANEEL, 2011a).

Em 2015 a ANEEL realizou mais uma revisão metodológica. Como exceção da BRR, as metodologias, apesar de sofrerem ajustes, mantiveram suas premissas principais¹⁵. Em particular, foi mantida a lógica de forte poder de incentivo à redução de custos operacionais, perdas de energia e inadimplência. A metodologia que sofreu maior alteração foi a de BRR. Foi definido um período de transição em que, a partir de 2018 parte dos investimentos incrementais seriam valorados por uma nova metodologia, denominada Banco de Preços Referências – BPR. De acordo com essa nova metodologia, os preços dos equipamentos continuariam a ser valorados pelos preços médios individuais observados em cada distribuidora. No entanto, os valores de CA e COM passaram a ser definidos

¹¹ Para estimar as eficiências individuais a ANEEL utilizou os métodos DEA e COLS (BOGETOFT; OTTO, 2010)

¹² As eficiências são mensuradas entre 0 e 1, onde 1 é o nível máximo de eficiência.

¹³ Para estimar os ganhos de produtividade a ANEEL utilizou dois métodos, índice de *Tornqvist* e Índice de *Malmquist* (BOGETOFT; OTTO, 2010).

¹⁴ A qualidade era medida por duas variáveis, a Duração Média de Interrupções de energia - DEC e a Frequência Média de Interrupções de energia - FEC.

¹⁵ A metodologia atual pode ser vista em ANEEL (). Detalhes podem ser vistos em ANEEL (2015b), ANEEL (2015f), ANEEL (2015a) e ANEEL (2015e)

a partir de um valor de referência (a média do setor) para cada “tipo de equipamento”, denominado unidade modular. Esse valor foi construído pela ANEEL a partir de um estudo contemplando dados desagregados de investimentos de quase todas as distribuidoras. O propósito principal foi introduzir mecanismos de forte poder de incentivo também na BRR (ANEEL, 2015c).

Qual o efeito desse regime sobre os preços? a figura III.16, extraída de ANEEL (2015d, p. 38), compara a evolução, desde 2003, início do 1º Ciclo de Revisão Tarifária. Nota-se que, de 2003 à 2014, a tarifa média de distribuição (TUSD Fio B), enquanto o IPCA aumentou 82% e O IGPM 92%. A comparação com o IGPM é interessante por ser este o índice aplicado no período nos anos de reajuste. Ou seja, a aplicação do Fator X e das revisões tarifárias periódicas evitou 86% de aumento nas tarifas. Esse resultado, contrasta sobremaneira com outras experiências na América Latina (ESTACHE; GUASCH; TRUJILLO, 2003; ESTACHE; ROSSI, 2004; GALÁN; POLLITT, 2014; FISCHER; GUTIERREZ; SERRA, 2003; BALZA; JIMÉNEZ; DÍAZ, 2013)

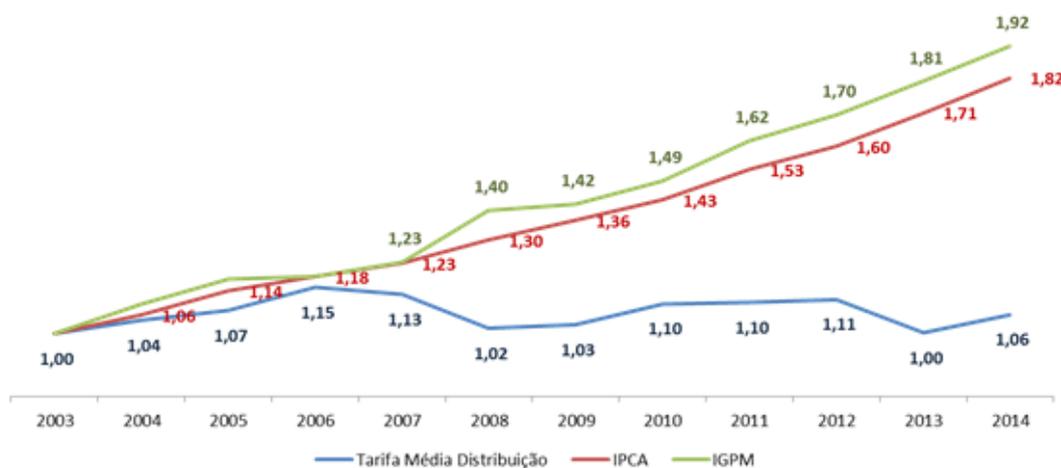


Figura III.16 – Evolução da Tarifa Média Distribuição, IGPM e IPCA

Na mesma Nota Técnica, a ANEEL compara a evolução da tarifa em termos reais com a dos custos operacionais e unitários a “margem unitária” do setor. O gráfico é apresentado na figura III.17. É possível notar que a queda de tarifas veio acompanhada de uma forte redução de custos operacionais. A margem *Ebitda* por MWh caiu em 2007, decorrente, como vimos anteriormente, de uma forte redução da taxa de retorno realizado pelo regulador, depois se manteve até 2013, quando voltou a cair depois de outra redução promovida pelo regulador. Segundo a ANEEL, as reduções ocorreram em função da queda do risco do setor, que fez reduzir o risco de capital. De fato, a queda acompanhou *pari passu* a evolução da taxa básica de juros brasileira. Logo, se isolarmos o efeito da redução das taxas de juros, o setor manteve, na média, suas margens. Isso demonstra que a regime foi capaz de repassar os ganhos de produtividade verificados para os consumidores.



Figura III.17 – Evolução da Tarifa, Custos Operacionais e de Capital

APÊNDICE C – Estudo Econométrico para Calibração da Função Demanda

Os parâmetros da função demanda serão estimados através de um estudo econométrico contemplando dados¹ de 62 áreas de concessão de distribuição no período 2003-2014. Será estimada a seguinte regressão

$$q_{it} = c + k p_{it} + \beta_r R_{it} + \beta_X X_{it} + \beta_I I_i + \beta_Y Y_t + \varepsilon_{it} \quad (\text{III.1})$$

Onde, i e t são indexadores de, respectivamente, empresa e ano, q é o consumo por consumidor, R é a renda *per capita*, X é um conjunto de variáveis de controle, I são os efeitos fixos ao nível da empresa, Y são os efeitos fixos ao nível do ano e ε é o erro aleatório. Os demais são parâmetros a serem estimados.

O parâmetro k da equação III.1 é o mesmo parâmetro k da equação III.5. Já o parâmetro A em III.1 pode ser calibrado de acordo com o tipo de área de concessão que escolhermos como referência. Por exemplo, se quisermos adotar como referência a média, podemos utilizar a seguinte equação:

$$A = \bar{c} + \beta_r \bar{R} + \beta_X X + \beta_I I + \beta_Y Y \quad (\text{III.2})$$

Onde a barra indica que estamos considerando a média da variável. Se quisermos adotar um valor de A que reflita o contexto mais recente podemos considerar apenas o valor da *dummy* Y_{2014} .

Como preço p vamos considerar a tarifa média cobrada pelas distribuidoras no mercado cativo, construída pela razão entre a receita bruta (incluindo os impostos) de venda e o consumo total de energia desse mercado. O consumo q é a razão entre o consumo total de energia do mercado cativo e o número de consumidores. Como renda média R consideramos o PIB *per capita* de cada área de concessão².

A consideração de efeitos fixos de tempo e empresa implicam que metodologia utilizada é do tipo diferenças-em-diferenças. A vantagem dessa abordagem é que ela permite controlar para especificidades de cada área de concessão e pela tendência anual de crescimento das variáveis. Isso é de extrema importância na medida em que o modelo considera variáveis que apresentam uma trajetória natural de crescimento no tempo, como o consumo e o PIB. Além disso, é possível que algumas características de mercado afetem

¹ Os dados foram obtidos do site da ANEEL.

² O PIB *per capita* de cada área de concessão corresponde à soma do PIB de cada município que pertence à área de concessão dividido pela população. Utilizamos os dados disponíveis no site do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE

tanto a tarifa quanto o consumo. O modelo evita que esses fenômenos provoquem viés nas estimativas ao comparar, grosso modo, as variações no consumo das empresas que tiveram uma variação de tarifa superior a das demais.

Adicionamos ao modelo três variáveis de controle que representam características do mercado consumidor e da economia. A primeira trata-se da razão entre o consumo de energia e demanda. Essa variável é uma boa *proxy* para participação de consumidores de nível de tensão mais elevado, pois no Brasil os consumidores de baixa de tensão não são faturados por demanda. As segunda e terceira variáveis caracterizam o tipo de mercado local, são elas a participação no PIB dos segmentos industrial e comercial. O objetivo para se considerar as variáveis de controle é sobretudo reduzir a variância do resíduo, tendo em vista que os efeitos fixos já controlam para as características de cada área de concessão e tendência.

A figuras abaixo apresentam a relação entre consumo, tarifa e renda e a relação entre as variações dessas variáveis.

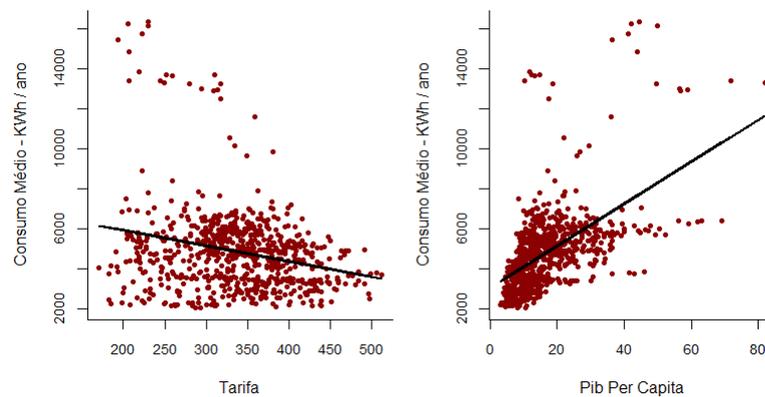


Figura III.18 – Relação entre Consumo, Tarifa (R\$/MWh) e PIB *Per Capita* (R\$ mil)

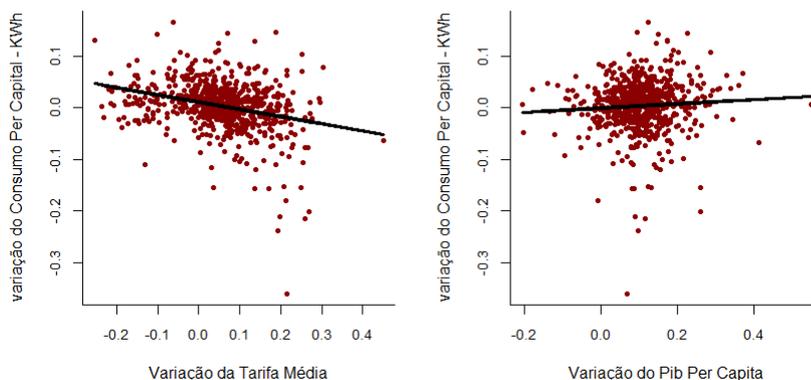


Figura III.19 – Relação entre Variações de Consumo, Tarifa e PIB Per Capita

Tabela III.4 – Estimativa da Função Demanda

	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7
<i>Intercepto</i>	6717.30** (367.54)	6074.88** (1073.44)	5734.06** (997.26)	4879.65** (311.20)	6083.92** (833.38)	3588.14** (683.04)	6939.22** (860.21)
<i>Tarifa</i>	-11.58** (1.17)	-10.73** (1.00)	-11.31** (1.36)	-4.28** (0.90)	-4.00** (0.89)	-4.25** (0.93)	-3.71** (0.91)
<i>PIB per Capita</i>	119.01** (9.46)	108.10** (8.75)	121.71** (10.95)	-35.94** (9.17)	-38.51** (8.73)		
<i>Pop</i> <i>uc</i>		35.45* (14.83)	33.37* (13.93)		235.30* (98.66)		65.24 (89.03)
<i>Rec_Ener</i> <i>Rec_Total</i>		-1168.60 (917.18)	-944.05 (819.60)		-1507.72** (377.04)		-1710.36** (422.32)
<i>PIB_Ind</i> <i>PIB_total</i>		6777.25** (865.03)	6344.64** (914.68)		2835.51* (1417.76)		2294.49 (1470.49)
<i>PIB_Com</i> <i>PIB_total</i>		-7.42 (914.55)	-150.09 (956.99)		-3524.27* (1602.48)		-3700.35* (1646.50)
<i>Log(PIB_per_capita)</i>						676.76 (361.16)	
R ²	0.44	0.53	0.56	0.95	0.96	0.95	0.95
Adj. R ²	0.43	0.53	0.55	0.95	0.95	0.94	0.95
Num. obs.	744	744	744	744	744	744	744
RMSE	1539.99	1406.16	1372.62	479.42	450.40	487.67	461.13

** $p < 0.01$, * $p < 0.05$

Todos os modelos são do tipo *Diferenças-em-Diferenças*.

Os resultados são apresentados na tabela III.4 Os desvios padrões dos coeficientes foram estimados utilizando um modelo de variância-covariância robusta. Como apresentado na tabela III.4, foram estimados 7 modelos de regressão. O coeficiente da variável “preço” na regressão variou de -11 à -3.7 e as estimativas são estatisticamente significativas em todos os modelos. Nota-se uma diferença clara entre os modelos com e sem efeitos fixos ao nível da empresa, o que sugere que podem estar capturando alguma relação entre as características do mercado e os níveis de tarifa. Por isso, nas simulações vamos considerar apenas os modelos com efeitos fixos.

Em relação aos coeficientes da variável “renda”, os valores estimados variaram bastante entre os modelos. Nos modelos sem efeitos fixos os coeficientes estimados foram positivos e significativos. Quando introduzimos os efeitos fixos os coeficientes se mostram negativos e significativos, mas quando consideramos o logaritmo natural se mostraram positivos e não significativos. Os resultados não permitem concluir que variações de curto prazo em nossa variável de renda produz efeitos significativos sobre o consumo. Uma explicação possível é que a renda produz efeitos apenas no longo prazo sobre o consumo. É interessante notar a alta correlação entre consumo per capita e renda demonstrada na figura III.18. Uma explicação mais robusta para esse fenômeno exigiria uma investigação mais detalhada, o que foge bastante do objetivo desse trabalho.

Quanto às demais variáveis de controle, conforme esperado, um maior proporção

do PIB Industrial no PIB da área de concessão implica um maior nível de consumo por consumidor. O coeficiente se mostrou positivo e em todos os modelos e em apenas um não significativo. Já a participação do PIB Comercial foi negativo em todas as estimativas, mas significativa na metade dos modelos. A participação da receita de energia na receita total se mostrou negativa em todos os modelos, mas significativa apenas nos modelos 5 e 6. Por fim, a relação entre população e consumidores se mostrou positiva em todos os modelos e em apenas um não significativa.