

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS – UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA
NÍVEL MESTRADO**

ERIC FERNANDO BOECK DAZA

ANÁLISE DA REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

São Leopoldo

2014

ERIC FERNANDO BOECK DAZA

ANÁLISE DA REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em economia, pelo programa de pós-graduação em economia da Universidade do Vale do Rio dos Sinos – UNISINOS

Área de concentração: Organização Industrial e Economia Internacional

Orientador: Prof. Dr. Igor Alexandre Clemente de Morais

São Leopoldo

2014

D277a	<p>Daza, Eric Fernando Boeck Análise da regulação econômica do setor elétrico brasileiro / por Eric Fernando Boeck Daza. -- São Leopoldo, 2014.</p>
	<p>90 f. : il. ; 30 cm.</p>
	<p>Dissertação (mestrado) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Economia, São Leopoldo, RS, 2014.</p>
	<p>Área de concentração: Organização Industrial e Economia Internacional.</p>
	<p>Orientação: Prof. Dr. Igor Alexandre Clemente de Moraes, Escola de Gestão e Negócios.</p>
	<p>1.Controle de preços. 2.Indústria elétrica – Brasil. 3.Serviços de eletricidade – Brasil. 4.Serviços de eletricidade – Custos. 5.Serviços de eletricidade – Tarifas. I.Morais, Igor Alexandre Clemente de. II.Título.</p>
	<p>CDU 338.242:621.31(81) 658.8.03:621.31</p>

Catálogo na publicação:
Bibliotecária Carla Maria Goulart de Moraes – CRB 10/1252

Eric Fernando Boeck Daza

ANÁLISE DA REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em economia, pelo programa de pós-graduação em economia da Universidade do Vale do Rio dos Sinos – UNISINOS

Banca Examinadora

Prof. Dr. Igor Alexandre Clemente de Moraes (UNISINOS)

Prof. Dr. Marcelo Savino Portugal (UFRGS)

Prof. Dr. Marcos Tadeu Caputi Lélis (UNISINOS)

Prof. Dr. Tiago Wickstrom Alves (UNISINOS)

Dedico....

***Ao meu querido Pai Jaime Hinojosa Daza e a minha amada Esposa
Daiane Falkembach.***

AGRADECIMENTOS

A minha esposa Daiane pela compreensão, energia e suporte incondicional transmitidos durante o curso e realização dessa dissertação.

Ao meu orientador Prof. Igor Moraes pelos ensinamentos e compreensão no desenvolvimento desse trabalho.

À Coordenação, aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Economia da UNISINOS pelo apoio e profissionalismo.

Aos Profs. Tiago Wickstrom Alves e Roberto Frota Decourt pelo aprendizado e incentivos prestados.

Ao colega Altevir Prado pela constante troca de idéias e amizade.

Ao amigo Breno Wottrich pelo estímulo e apoio.

A empresa em que trabalho e aos meus colegas por terem me proporcionado condições para a realização do curso.

Por fim, a todos aqueles que, de algum modo, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma avaliação atual e abrangente do setor elétrico brasileiro e uma análise de sua regulação econômica. O Objetivo é avaliar a regulação econômica sob a perspectiva do impacto desta nas principais empresas do setor. A regulação econômica tem a missão de incentivar que os investimentos sejam efetuados adequadamente e buscar a eficiência econômica necessária, sendo que setores de infraestrutura em geral possuem características econômicas que os tornam monopólios naturais, tais como investimentos intensos em capital e de longa maturação, caso do setor elétrico brasileiro. No Brasil, a regulação econômica surgiu como necessidade com a revisão do papel do Estado frente à economia a partir da década de 90 e teve o setor elétrico como um dos primeiros setores estratégicos a transitar do modelo estatal para um regime de mercado através de concessões públicas. Após o racionamento de energia elétrica de 2001/2002 o setor elétrico passou a ser alvo de políticas públicas intervencionistas e de maior atenção da sociedade. Desde então diversas mudanças regulatórias foram executadas, nos negócios de distribuição, transmissão e geração, tornando o marco regulatório atual instável e inseguro. Desta forma, este trabalho analisa as principais empresas que englobam todos os negócios deste setor no Brasil, avaliando seus dados econômico-financeiros e objetiva mensurar o impacto individual de cada uma destas alterações regulatórias nos seus resultados. As avaliações são realizadas com dados trimestrais a partir do ano 2000 e avaliam as duas últimas revisões da estrutura tarifária destes negócios e a mudança estrutural promovida em 2012/2013 com a renovação de algumas concessões públicas. O trabalho desenvolve diversos modelos econométricos e seleciona o melhor modelo para cada empresa e a partir disso avalia as alterações regulatórias mais significativas. Os modelos desenvolvidos permitem inferir o impacto das alterações para as empresas e suas similaridades. Desta forma, a principal contribuição desse trabalho foi determinar como as alterações já realizadas ou em curso compõem o atual marco regulatório, que tem apresentado um quadro de incertezas normativas, hostilidade a novos investimentos, insegurança técnica no fornecimento de energia elétrica e até o momento não obteve a desejada modicidade tarifária.

Palavras-chave: Econometria. Energia elétrica. Regulação Econômica. Setor Elétrico Brasileiro.

ABSTRACT

This dissertation presents a current and comprehensive review of the Brazilian electric sector and an analysis of its economic regulation. The objective is to evaluate the economic regulation from the perspective of its impact on major companies in Brazil. The economic regulation has a mission to encourage good investments and seek the necessary economic efficiency. Generally, infrastructure sectors have economic characteristics that make them natural monopolies, such as intense capital investment and long- maturity, like the Brazilian electric sector. In Brazil, economic regulation has emerged as a need to review the role of the State in the economy from the 90s and it had the electric sector as a strategic sector of the first to transition from state model for a market regime through public concessions. After the electricity rationing in 2001/2002, the electric sector has become the subject of interventionist public policies and more attention from society. Since then, several regulatory changes have been implemented in the business of distribution, transmission and generation; making the current regulatory governance unstable and insecure. Thus, this dissertation analyzed the main companies that compose every business in this sector in Brazil, assessing their economic and financial data and measuring the individual impact of each of these regulatory changes on their results. The evaluations were performed with quarterly data from 2000 and reviewed the last two revisions of the tariff structure of the business and structural change made in 2012/2013 with the renovation of public concessions. The dissertation developed several econometric models, selected the best model for each company, and from that assessed the most significant regulatory changes. The developed models allow inferring the impact of changes to the companies and their similarities. Thus, the main contribution of this work was to determine how changes already completed or in progress comprise the current regulatory governance, which has presented a regulatory guidelines uncertainty, hostility to new investment, technical uncertainty in the supply of electricity and yet not reached the desired price reduction.

Keywords: Brazilian Electric Sector. Econometrics. Electricity. Regulation Economic.

LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio grande do Sul
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MP	Medida Provisória
MW	Mega Watt (unidade de potência de energia)
nº	Número
ONS	Operador Nacional do Sistema
PEPE	Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Custo Médio Ponderado de Capital)

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Participação das empresas no mercado de distribuição de energia	36
Figura 2 - Resultados do modelo para Eletropaulo	52
Figura 3 - Lucro por ação em relação as variáveis D1 e D2 da Eletropaulo	53
Figura 4 - Resultados do modelo para CEMIG.....	56
Figura 5 - Lucro por ação em relação as variáveis DD1 e DT1 da CEMIG	57
Figura 6 - Resultados do modelo para COPEL	60
Figura 7 - Lucro por ação em relação as variáveis DD1 e DT1 da COPEL.....	61
Figura 8 - Resultados do modelo para CPFL	64
Figura 9 - Lucro por ação em relação as variáveis D1 e D2 da CPFL	65
Figura 10 - Resultados do modelo para Light.....	67
Figura 11 - Resultados do modelo para CELESC	69
Figura 12 - Lucro por ação em relação as variáveis D1 e D2 da CELESC	69
Figura 13 - Resultados do modelo para Eletrobrás	71
Figura 14 - Lucro por ação em relação a variável DG da Eletrobrás.....	72

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Variáveis avaliadas	34
Quadro 2 - Análise de correlação da Eletropaulo.....	38
Quadro 3 - Estatísticas Descritivas da Eletropaulo	39
Quadro 4 - Análise de correlação da CEMIG	40
Quadro 5 - Estatísticas Descritivas da CEMIG.....	41
Quadro 6 - Análise de correlação da COPEL.....	42
Quadro 7 - Estatísticas Descritivas da COPEL	42
Quadro 8 - Análise de correlação da CPFL.....	44
Quadro 9 - Estatísticas Descritivas da CPFL	44
Quadro 10 - Análise de correlação da Light	45
Quadro 11 - Estatísticas Descritivas da Light.....	46
Quadro 12 - Análise de correlação da CELESC.....	47
Quadro 13 - Estatísticas Descritivas da CELESC	48
Quadro 14 - Análise de correlação da Eletrobrás.....	49
Quadro 15 - Estatísticas Descritivas da Eletrobrás	49
Quadro 16 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da Eletropaulo.....	51
Quadro 17 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da CEMIG	56
Quadro 18 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da COPEL.....	60
Quadro 19 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da CPFL.....	63
Quadro 20 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da Light	67
Quadro 21 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da CELESC.....	68
Quadro 22 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da Eletrobrás.....	70
Quadro 23 - Modelos das empresas analisadas	73
Quadro 24 - Resultados das alterações nas empresa	74

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
2 REGULAÇÃO ECONÔMICA	14
2.1 Aspectos Técnicos.....	14
2.2 Regulação Econômica em Setores de Infraestrutura.....	18
2.3 Agências de Regulação – Experiência Brasileira.....	21
3 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	23
3.1 Modelo Elétrico Brasileiro Estatal	24
3.2 Reforma da Década de 90.....	25
3.3 Reforma da Década de 2000.....	27
3.4 Novo Marco Regulatório.....	28
3.5 Ciclos de Revisão da Estrutura Tarifária e Renovação de Concessões	30
4 ANÁLISE DOS DADOS	33
4.1 Seleção das Variáveis e Empresas.....	33
4.2 Análise dos Dados das Empresas	37
4.2.1 Eletropaulo	37
4.2.2 CEMIG.....	39
4.2.3 COPEL	41
4.2.4 CPFL Paulista	43
4.2.5 Light.....	45
4.2.6 CELESC.....	46
4.2.7 Eletrobrás	48
5 MODELOS	50
5.1 Eletropaulo.....	50
5.2 CEMIG.....	55
5.3 COPEL.....	59
5.4 CPFL Paulista	63
5.5 Light.....	66
5.6 CELESC.....	68
5.7 Eletrobrás.....	70
5.8 Análises Comparativas.....	73
5 CONCLUSÃO	76
REFERÊNCIAS	79
ANEXO A – MODELOS TESTADOS	84

1 INTRODUÇÃO

A indústria do setor de energia é importante alavancador da economia e do desenvolvimento econômico e social de um país. É indiscutível que países que avançaram economicamente tiveram a disposição sistemas de infraestrutura que permitiram e ajudaram em tais avanços. Dentre os setores energéticos mais significativos, o setor elétrico merece atenção em especial, pois o desenvolvimento das tecnologias existentes aponta essa fonte de energia como fonte principal de diversos processos produtivos.

Nas últimas décadas os setores de infraestrutura têm transformado sua operação no mundo todo e em especial no Brasil, onde o início das grandes mudanças ocorreu a partir do momento em que o Estado passou a ser substituído pela iniciativa privada em sua operação. Tal mudança colocou o Estado em um novo papel, passando de executor para regulador, sendo necessário definir regras e meios para controlar tais atividades que apesar de serem de interesse público passaram a serem executadas por agentes privados. Tendo um destaque especial o fato de que muitos setores de infraestrutura operam sob características de monopólio natural, onde o custo da indústria é minimizado quando apenas uma empresa o produz.

A regulação econômica de um determinado setor pode ser definida como uma limitação pública, através do poder do Estado, em um meio público ou privado, que possui o objetivo de corrigir as falhas de mercado. Assim a função do Estado é instituir um marco econômico e jurídico indutor do melhor interesse entre todos os envolvidos nesse setor, ou seja, os produtores e consumidores.

Neste aspecto, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é um dos setores pioneiros no Brasil na experiência de regular setores estratégicos e de interesse público sob a gestão de agentes privados. Esse processo iniciou mais significativamente a partir da década de 90, com as privatizações de grandes empresas do setor e o início da experiência da regulação econômica com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. E desde então o setor passou por diversos novos marcos regulatórios, o que tem gerado uma grande instabilidade regulatória e um potencial risco de novos investimentos no setor serem prorrogados ou não realizados.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é analisar as alterações na regulação econômica do setor elétrico brasileiro, sob a perspectiva do impacto desta nas

principais empresas do setor, apresentando uma avaliação atual e abrangente do SEB e uma análise histórica de sua regulação econômica.

A dissertação está dividida em seis capítulos, sendo o primeiro capítulo essa primeira parte introdutória e outros cinco capítulos posteriores. Tendo essa primeira parte o intuito de apenas introduzir os temas que serão abordados e o objetivo do trabalho.

No segundo capítulo é realizada uma revisão bibliográfica do tema regulação econômica, buscando subsídios e conceitos que embasem as discussões posteriores. Inicia-se com os aspectos técnicos e conceituais sobre o tema, abordando as diversas definições para regulação econômica. Também é realizada uma pesquisa sobre a ótica dos principais teóricos do tema, da chamada escola de Chicago, onde se destacam as perspectivas de Stigler (1971), seguido por Posner (1974), Peltzman (1976) e Becker (1983). Posteriormente é avaliada a regulação econômica sob os negócios de infraestrutura e os principais modelos utilizados. E por fim, o capítulo dois termina com uma breve avaliação das agências reguladoras no Brasil e a experiência que vivemos até hoje.

O terceiro capítulo se detém a realizar uma análise do SEB sob a ótica dos muitos marcos regulatória vivenciados até hoje no setor. Inicialmente, realiza-se a descrição do setor até o período anterior as privatizações, onde os negócios do SEB iniciaram por entes privados e posteriormente eram basicamente executados por agentes sob controle estatal, o chamado modelo estatal. Tal modelo teve seu declínio a partir da década de 80 e seu esgotamento no início da década 90. Posteriormente, o capítulo três aborda as reformas do SEB na década 90, marcado pelo fim do predomínio estatal e a entrada proeminente da iniciativa privada no setor e o início de sua regulação econômica. Após, o capítulo analisa as reformas do SEB na década de 2000, originadas principalmente pelo racionamento de 2001/2002. E por fim, o capítulo finaliza com as avaliações referentes às últimas mudanças do setor e seu atual marco regulatório vigente.

O quarto capítulo tem a finalidade de iniciar as avaliações de empresas elétricas e impacto que estas sofreram quando das revisões tarifárias, alteração de legislação e entre outros. Inicialmente é realizada a definição do escopo das avaliações, definindo quais variáveis serão utilizadas, quais empresas serão avaliadas e qual o período utilizado. Após as definições iniciais, o capítulo se propõe a avaliar os principais dados de cada uma das empresas selecionadas, modelando

as alterações regulatórias através de variáveis dummy e avaliando seus principais dados econômicos e financeiros. Por fim para cada empresa é realizado uma avaliação das series de tempo das variáveis selecionadas, suas principais estatísticas descritivas e a correlação entre as variáveis.

O quinto capítulo tem a finalidade de desenvolver modelos econométricos válidos que descrevam a variável dependente selecionada a partir das variáveis independentes escolhidas para cada uma das empresas e por fim buscar comportamento análogos entre cada uma destas. A avaliação é realizada individualmente para cada empresa selecionada a partir da escolha do melhor modelo elaborado. Por fim, definido e analisado o modelo econométrico para cada empresa o capítulo busca explicar o que exatamente ocorreu em cada uma destas e o que levaram aos resultados apontados pelo modelo.

Por fim, com base na análise dos dados e dos modelos desenvolvidos e seus resultados, o trabalho apresenta seu sexto e ultimo capítulo buscando concluir e responder como as alterações regulatórias realizadas até o momento impactam nas empresas. Nesse capítulo é possível concluir que mais que os riscos econômicos que tais alterações proporcionam as empresas, têm-se um modelo que pode gerar riscos sistêmicos ao setor como um todo, combinando insegurança técnica no fornecimento de energia elétrica com a falta da modicidade tarifária desejada.

2 REGULAÇÃO ECONÔMICA

2.1 Aspectos Técnicos

A regulação econômica pode ser definida de acordo com Possas (2006) como uma limitação pública, através do poder do Estado, em meio público ou privado, que possui o objetivo de corrigir as falhas de mercado, promovendo diversas ações entre todos os atores envolvidos e em suas relações, sejam estes indivíduos ou organizações.

De outra forma a regulação também é definida como as restrições que o Estado impõe as empresas em sua liberdade de definir seus preços de venda, quantidade de produção, barreiras de entrada e de saída nos mercados e entre outros (VISCUSI, 1997). Ou seja, é uma definição que tem como cerne a limitação que o Estado pode impor a organizações e indivíduos suportada pelo seu poder de punição.

A regulação é também conceituada como um arranjo contratual entre diversos agentes com os agentes públicos, sendo estas relações exercidas pelo Estado ou por agências reguladoras de um determinado setor (SZTAJN, ZYLBERSZTAJN; MUELLER, 2005). O objetivo de tais arranjos é maximizar o bem estar social, porém é destaque que a estrutura de cada setor implica em maneiras distintas de exercer essa regulação. E isso resulta que cada setor deve ter o seu nível de regulação necessário. Desta forma é importante que estes estabeleçam seus próprios Marcos Regulatórios, sendo estes únicos e específicos com o objetivo de mitigar restrições em sua aplicação (FARINA, AZEVEDO; PICCHETTI, 1997).

Também há definições mais intervencionistas que conceituam regulação como um conjunto de normas e leis do Estado para com os mercados, de modo a alterar seu funcionamento e sua eficiência (BARROS e GOLDENSTEIN, 1997). Ou seja, interferem diretamente no conceito do livre mercado, pois existem setores em que o Estado surge como limitador e punidor, impondo preços, barreiras de entrada e saída, exigências de qualidade na prestação de serviços ou fabricação de bens e entre outros tantos mais. Para tanto, tem-se o Estado como instituidor de um marco econômico e jurídico indutor do melhor interesse entre todos os envolvidos nesse setor: produtores e consumidores.

Porém, tal intervenção regulatória é somente necessária em setores onde a competição é insuficiente ou até inexistente, em que os interesses privados se sobrepõem ao bem estar social. Pois tem-se que a competição será sempre a reguladora natural da economia, ou seja, naturalmente haverá o funcionamento eficiente dos mercados (FARINA, AZEVEDO; PICCHETTI, 1997). Desta forma, o Estado regulará em alguns setores com o objetivo de fomentar a competição, caso do setor de telefonia, e em outros em que é razoável a adoção de monopólios naturais.

A conceituação de regulação econômica como intervenção do Estado na economia, surge com força a partir da década de 70 pela influência de autores americanos como Stigler em 1971, Posner em 1974, Peltzman em 1976, Becker em 1983 e entre outros (VISCUSI et al, 2005). Para esses autores, a regulação econômica não se resume na direta participação do Estado na economia, porém sim através do seu poder coerção com o objetivo de estimular ou reprimir decisões econômicas dos agentes de um determinado setor econômico. A influência americana nesse tema, historicamente tem uma razão, pois os Estados Unidos tem discutido problemas de suas agências reguladoras com autonomia desde o século 19 (MATTOS, 2004).

Assim, pode-se verificar que a intervenção do Estado, através da regulação, se justificará em mercados em que nem todos os requisitos da concorrência perfeita ocorrem, o que levaria a uma alocação ineficiente de recursos (WEIZENMANN, 2000).

A construção da linha teórica de sobre regulação em setores da economia tem em Stigler (1971) aspectos importantes sobre a relação entre estado e empresa. Para Stigler (1971), as empresas reguladas que fazem parte do setor regulado irão buscar capturar os agentes reguladores com o intuito de maximizar seus resultados e influência. Uma afirmação importante é que o Estado possui um instrumento básico e poderoso, que em princípio não é compartilhado com nenhum outro agente, nem mesmo com a sociedade, que é o poder de coagir. Assim, o Estado, através desse poder único, pode determinar preços de produtos e serviços, definir barreiras de entrada e saída, nível de qualidade, remuneração e entre outros. Porém, deve se ter como premissa, que o regulador como agente político também busca maximizar seu interesse também. Assim de acordo com Stigler (1971), dado essa premissa, a

função utilidade do regulador engloba dois itens: Votos dos eleitores e recursos financeiros.

Posteriormente, Posner (1974) argumentou que a regulação econômica tem dois eixos principais: O poder de coerção do Estado, que é único e que pode ser utilizado em benefício de algum agente econômico como meio de otimizar as leis de oferta e procura do setor, e o segundo eixo é a ideia de que a teoria dos cartéis pode auxiliar na identificação das curvas de oferta e procura. Nessa linha, o autor aborda sobre o subsídio cruzado, isto é, situação na qual um produto é vendido abaixo do preço de custo, mas os consumidores são subsidiados a partir de ganhos elevados obtidos pelos fornecedores desse produto em outras áreas de atuação.

As contribuições de Peltzman (1976) para o tema está na direção dos resultados econômicos da relação entre grupos de interesse dentro da lógica da regulação econômica, pois a simples proteção dos interesses das empresas reguladas não é a estratégia política dominante. Dois fatores são apontados contra essa estratégia. Primeiro, os custos de organização e informação enfatizados por Stigler (1971) tornam improvável que as empresas reguladas retirem todo o seu apoio ao funcionamento adequado do sistema regulatório. Segundo, os benefícios das decisões oriundas do processo de regulação não precisam ser diretamente distribuídos a todos os consumidores, pois subgrupos podem se organizar (ou serem organizados pelos reguladores) com as características necessárias para distribuir de forma eficiente tais benefícios. Sendo assim, a estratégia política dominante passa a ser a alocação eficiente dos benefícios originados pela regulação entre os diferentes grupos de interesse, buscando maximizar a utilidade política total.

Na mesma linha de discussão, Becker (1983) aponta que a regulação é direcionada para maximizar o bem-estar do grupo de interesse mais influente e insere uma perda de bem estar originada da própria atividade de regulação, determinando que o ganho do grupo vitorioso seja inferior à renda transferida do grupo perdedor.

Seu quadro analítico é similar ao utilizado por Peltzman (1976): grupos de interesse se organizam para pressionar o sistema político, a fim de obterem benefícios ou de não serem chamados para financiar benefícios concedidos a outros grupos. O equilíbrio representa o balanço da pressão exercida por ganhadores e perdedores, e o argumento central lançado por Becker (1983) é que a perda de bem-estar social é uma limitação às políticas de regulação ineficientes. Isto é,

conforme o regulador afasta os índices de produção do nível de eficiência, a perda de bem-estar social aumenta numa taxa crescente. Cabe ressaltar que a perda de bem-estar social nada mais é do que o ganho do ganhador menos a perda do perdedor em decorrência da mudança nos níveis de produção induzida pelo regulador.

Dessa forma, as falhas de mercado criam incentivos à regulação. Caso a regulação venha a reduzir o grau de ineficiência, haverá mais riqueza disponível a ser distribuída. Esse maior nível da riqueza pode induzir a uma maior pressão por regulação por parte dos ganhadores, como também deve atenuar a oposição por parte dos perdedores. Neste ponto de vista, a avaliação de Becker (1983) se contrasta com a teoria do interesse público. Essa defende a tese de que a regulação é criada em resposta a uma demanda do público por correção de práticas de mercado ineficiente. Assim, a regulação visa corrigir as falhas de mercado, promovendo o bem-estar econômico. Essa teoria foi predominante no debate sobre regulação desde 1887 até o início da década de 60, servindo como grande justificativa para a ampliação da regulação conduzida pelo New Deal, no período entre 1933 e 1939 (RODRIGUES, 2008).

Segundo Viscusi (2005), essa primeira teoria também foi denominada análise normativa como uma teoria positiva. O pressuposto a ser testado é que a regulação surge para corrigir falhas de mercado oriundas de duas circunstâncias: a existência de monopólios naturais e de externalidades.

Benjó (1999) apresenta uma conceituação simples para a primeira circunstância: “um monopólio natural surge quando a estrutura dos custos de produção do setor considerado faz com que o mercado seja atendido com menores preços por uma empresa ao invés de mais de uma”. De acordo com Benjó (1999), isso ocorre em muitos serviços de utilidade pública, nos quais é inviável a concorrência perfeita entre diversos agentes econômicos sem que o Estado recorra ao processo de regulação, pois é uma tarefa do regulador a garantia da eficiência do mercado em setores em que a competição se torna inexecutável. Cabe ressaltar que a condição do monopólio natural é consequência da natureza dos custos, isto é, não há externalidades em questão.

2.2 Regulação Econômica em Setores de Infraestrutura

Setores de infraestrutura modificaram sua operação em vários países desde o fim do século passado e em especial no Brasil, onde houve a substituição do Estado pela iniciativa privada em sua operação, o que exigiu e ainda exige o desenvolvimento de modelos e marcos regulatórios eficientes. Em tese, a regulação econômica deve, na essência, ter a missão de incentivar que os investimentos sejam efetuados nesses setores, além de promover que esses serviços sejam executados com a qualidade e eficiência econômica necessária. Em geral setores de infraestrutura possuem diversas características econômicas que os tornam monopólios naturais, tais como investimentos intensos em capital e de longa maturação (PIRES et al, 1999).

Em geral, a regulação econômica de um setor deve estabelecer uma boa relação entre as regras do órgão regulador e seus meios de incentivo com a decisão da empresa em realizar os investimentos necessários (GUERRIERO, 2013).

Neste contexto de regulação econômica de monopólios, nos setores de infraestrutura, são basicamente os seguintes modelos de tarifa utilizados: pelo custo do serviço (historicamente utilizada no Brasil), com base no custo marginal e o *price cap* (PIRES et al, 1998).

A tarifação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno, é o regime regulatório que é geralmente utilizado em setores de monopólio natural. Esse tipo de regulação implica que os preços do serviço devem remunerar os custos totais deste e adicionalmente conter uma margem de retorno atrativa a empresa investidora.

Sob a ótica econômica, a taxa de retorno deverá ser em função do custo de oportunidade do capital praticada no país. Porém, existe uma razoável dificuldade em estabelecer esse valor de custo de oportunidade, levando reguladores a utilizar taxas de indústrias similares e assim o retorno mais adequado ao negócio.

Uma perspectiva interessante e bem conceituada é a da regulação norte-americana, em que se estabelece que uma tarifação bem-sucedida deva ser aquela que busque equalizar cinco objetivos: evitar que os preços do serviço se estabeleçam abaixo dos seus custos; evitar que exista um lucro excessivo pelo investidor; estabelecer meios ágeis e eficazes de revisão das tarifas; Não permitir a

alocação de recursos e a produção de forma ineficiente; e estabelecer preços não discriminatórios entre os consumidores (PIRES, 1999).

Até o fim da década de 1990 a maioria dos países adotava a remuneração desses serviços pelo método do custo do serviço (regulação de taxas internas de retorno), com o objetivo de obter-se a eficiência distributiva, regulando os custos e receitas do negócio, evitando assim que o produtor se apropriasse de lucros extraordinários. Porém, o que se observou é que esse método gerou ineficiência produtiva, já que incentivava as empresas a realizar investimentos desnecessários, repassando esse custo ao consumidor (PICCININI et al, 1998).

Outro modelo de tarifa é a regulação econômica pela tarifação pelo custo marginal, que busca repassar ao consumidor os custos marginais necessários para o seu atendimento. Neste modelo, seu principal objetivo é atingir uma maior eficiência econômica e as tarifas deverão ser distintas para diferentes classes de consumidores. No caso do setor elétrico, poderia se estabelecer diferenciação por tipo de consumidor (residencial, industrial, comercial, etc.), por classe de tensão, por potência demandada ou em função de características específicas do setor tal como horário e período do ano de consumo, região estabelecida e entre outras (PICCININI, 1998).

O terceiro tipo de modelo de regulação é o *Price-cap*, que por definição a que estabelece um preço teto para prestação de um serviço público, baseado em preços médios e corrigidos por um índice de preços (inflação) coerente com o setor avaliado, menos um percentual de produtividade para um dado período de anos (ACENDE, 2007).

Esse tipo de regulação desprende do regulador uma série de variáveis relevantes, tais como: indexador de preços, produtividade, nível de extensão dos repasses dos custos permitidos para os consumidores e formas de incentivo ao investimento e à melhoria da qualidade e entre outros.

A definição e adoção de um indexador de preços por essa metodologia deverá ser um índice geral, de conhecimento público e transparente ao consumidor, para que não haja manipulação do indicador. Ainda que tal indexador não reflita o incremento real dos custos dos serviços, a escolha de um indicador público evitará assimetrias na informação.

Adicionalmente ao modelo de regulação adotado há outros meios complementares para tornar mais eficiente processo, como as licitações públicas

para concessão do serviço, o intervalo de tempo entre revisões tarifárias e o *yardstick competition* (padrões de eficiência).

O intervalo regulatório de revisão é o tempo entre as revisões de preços na prestação de serviços públicos. É em geral um período de incertezas tanto para investidores quanto para consumidores, já que algumas regras poderão ser alteradas e resultar em prejuízo ou benefício para alguma das partes.

A definição do intervalo mais adequado depende do grau de aversão ao risco a que o setor está submetido. Ou seja, menores intervalos são utilizados em setores com grande aversão ao risco, o que otimiza sua eficiência alocativa e estariam sempre buscando preços próximos aos seus custos, porém isso estabeleceria baixos incentivos à eficiência produtiva, já que a empresa não estaria disposta a reduzir custos dado o curto intervalo escolhido.

Por outro lado, a licitação para a definição da tarifa pelo preço do serviço é um meio de se explorar o menor preço possível, onde terá direito a exploração dos serviços o investidor que oferecer o menor preço de operação. Esta tarifa inicial será regulada posteriormente, por algum dos sistemas de regulação econômica abordados. O objetivo é garantir que os serviços serão prestados a preços reduzidos, além de criar estímulos à eficiência produtiva das empresas.

Por fim, tem-se o *yardstick competition*, definido como um instrumento que busca introduzir estímulo à redução de custos entre as empresas, reduzir as assimetrias de informação existentes e estimular maior eficiência econômica (PIRES, 1998)

Em suma, o poder regulador determina padrões de desempenho das empresas, através de seus custos e preços. O mecanismo consiste em comprar empresas operando em monopólios regionais do mesmo setor. A remuneração desta é influenciada de acordo com o seu desempenho (custos e preços) em comparação às outras empresas do setor.

De fato, dado a assimetria de informação e a heterogeneidade das empresas, em geral reguladores criam subconjuntos de empresas com características mais semelhantes para realizar essa comparação, determinando padrões de referência para cada um destes conjuntos.

2.3 Agências de Regulação – Experiência Brasileira

De acordo com Di Pietro (2003), a abrangência e poder das agências reguladoras devem estar em dois eixos principais: a regularidade e a mudança. Isso porque ao mesmo tempo em que se pretende assegurar a estabilidade no objeto da regulação, deixam-se abertas as portas para as mudanças que sejam necessárias em benefício da própria estabilidade.

A regulação econômica do Estado compreende toda a atividade estatal no comportamento econômico das empresas privadas, ficando de fora a participação direta do Estado na atividade econômica, mesmo que em regime de mercado que se qualifica como intervenção estatal direta. É uma intervenção do poder público sobre o campo da economia onde, de regra, deve imperar a liberdade dos agentes econômicos. É, pois, uma forma indireta de intervenção estatal, ou seja, sem interdição absoluta da atividade à iniciativa privada, nem exploração por ente estatal. Dada à impossibilidade do Estado satisfazer a todas as necessidades públicas, restou-lhe a missão de orientar e acompanhar como essas necessidades são atendidas pelos agentes privados. É esse o espírito da função regulatória: disciplina administrativa dos serviços públicos de natureza econômica ou de atividades econômicas puramente privadas (MARQUES NETO, 2003).

Assim, a regulação é característica de um certo modelo econômico, onde o Estado não necessariamente realiza diretamente o exercício de determinado serviço econômico, porém intervém indiretamente no mercado, com instrumentos de autoridade pública. Esta afirmação é importante em relação à experiência brasileira que, acolheu o modelo de agência independente do sistema anglo-saxônico (SUNDFELD, 2006).

Outra característica importante do processo regulatório é a que concerne a sua mutabilidade e dinamismo, já que ele se modifica ao sabor de fatores variados, de ordem política, ideológica, e econômica, dentre outros. Por isso a regulação estatal deve ser ágil e pontual e não se compadecer com a atividade legislativa tradicional. O dinamismo do processo regulatório justifica a atribuição de funções normativas às agências reguladoras, visto que elas detêm melhores condições de enfrentar e responder, mais diretamente e pontualmente, às características de mutabilidade ínsitas ao processo econômico (ARANOVICH, 2008).

No Brasil, de acordo com Aranovich (2008) a revisão do papel do Estado frente à economia começou no início dos anos 90, a partir do Programa Nacional de Privatização definido pela Lei n. 8031/90 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1990) e Lei n. 9491/97 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1997). Tal mudança teve como objetivos fundamentais reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público; contribuir para a modernização do parque industrial do país, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia. Outra alteração econômica importante foi a extinção de determinadas restrições ao capital estrangeiro e que possibilitaram a chamada flexibilização dos monopólios estatais, possibilitando aos Estados-membros conceder às empresas privadas a exploração dos serviços públicos locais, tais como de distribuição de gás (antes somente era possível para empresas sob controle estatal), serviços de telecomunicações e de radiodifusão e as atividades relativas à pesquisa e uso de jazidas de petróleo e gás natural, a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro, e a importação, exportação e transporte dos produtos e derivados básicos de petróleo (BARROSO, 2003).

A partir da década de 90, começaram a ser estabelecidas novas agências de regulação como marco da reforma gerencial do Estado, destinadas à finalidade de controlar os serviços públicos transferidos à execução de operadores privados¹.

¹ No Brasil, a nível federal a opção foi criar agências unissetoriais. Sendo estas criadas como "autarquia sob regime especial", dentre estas, destacam-se a ANEEL para a energia elétrica (Lei nº. 9.427/96), a ANATEL para as telecomunicações (Lei nº 9472/97), a ANP para o petróleo (Lei nº 9478/97), a ANVISA para a vigilância sanitária (Lei nº 9782/99), a ANS para a saúde complementar (Lei nº9961/00), a ANA para águas (Lei n. 9984/00), a ANTT para os transportes terrestres, a ANTAQ para transportes aquaviários, entre outras.

3 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro (SEB) a partir da década 80 e 90 despontou como um dos primeiros setores estratégicos a transitar do modelo estatal para um regime de mercado através de concessões públicas.

De maneira geral, o estado brasileiro procurava seguir uma tendência mundial no setor que deveria buscar neste segmento três objetivos principais: Desestatização, desverticalizar as atividades e uma maior eficiência das empresas do setor (SOUTO, 2000).

Esse processo iniciou no Brasil através da Lei nº 8.987 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1995) que estabeleceu o regime de concessões públicas e de permissões para prestação de serviços públicos e também pela Lei nº 9.074 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1995) que normatizou a outorga e prorrogação destas concessões públicas e de permissões. Essas leis introduziram alterações no modelo de regulação do SEB anterior, tornando obrigatória a licitação de novos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Sendo esse considerado o primeiro marco regulatório do SEB do novo período do setor, que objetivou a transferência de um desenho estatal para um modelo de acesso livre ao capital privado com competição.

Com a entrada do capital privado no SEB e saída do poder estatal para influenciar e gerir o novo modelo estabelecido fez-se necessário a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996 pela Lei nº 9.427 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1996), tendo como missão proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolvesse com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Após a criação da ANEEL, o SEB passou por um período de amadurecimento pela própria aplicação da regulação. Com normas mais claras e menos interferência política, foi possível ampliar os investimentos no setor. Porém o SEB só entrou no foco de políticas públicas e da atenção da população após o racionamento de energia elétrica que se iniciou em de junho de 2001 e perdurou até fevereiro de 2002, sendo este um grande marco político para o setor elétrico (BARDELIN, 2004).

Desta forma, esse capítulo se propõe a realizar uma análise crítica da regulação econômica do SEB, transitando entre o início da década 90 até o período

atual e conjecturando sobre as mudanças que estão por vir ou que deveriam entrar na pauta do país.

3.1 Modelo Elétrico Brasileiro Estatal

A indústria elétrica brasileira surgiu a partir de iniciativas do capital predominantemente privado e estrangeiro, principalmente a partir da década de 1940 através de empresas como a Light (canadense) e a Amforp (americana), período sem regras específicas sobre o setor (PINTO, 2007).

Até a publicação do código das águas e da constituição de 1934, a regulação do setor foi realizada em geral através de contratos bilaterais entre os municípios e os agentes econômicos privados. Porém a partir da publicação desse código e da constituição de 1934 a União centralizou essa regulação, realizando as autorizações para o setor de geração, transmissão e distribuição de energia estabelecendo o predomínio regulatório do setor (LOUREIRO, 2007).

Durante esse período e dado a história política e econômica do país, alguns fatos relevantes ocorreram tal como a criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) em 1945, fazendo com que a União assumisse a construção de grandes blocos de geração e linhas de transmissão. Desta forma, coube aos estados assumirem exclusivamente o sistema de distribuição de energia, com algumas exceções onde as empresas estatais também construíram robustos sistemas de geração, destacando-se a Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio grande do Sul (CEEE), Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Companhia Energética de São Paulo (CESP), Companhia Paranaense de Energia (COPEL), entre outras.

Vale destacar que nesse período também ocorreu a criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em 1952, sendo um marco para o setor, pois o mesmo foi grande financiador da expansão do setor elétrico a partir da década de 1950 (TOMASQUIM, 2011).

Já a criação da Eletrobrás em 1962, determinou o poder estatal como o emulador da execução da expansão do SEB. A partir desse momento o Estado, através da Eletrobrás, assumiu o papel de planejamento e financiamento da oferta do SEB. Dado o contexto da época, esse modelo essencialmente estatal e

centralizado demonstrou-se bem sucedido, já que a expansão da oferta foi de quase 9% no período de 1955 a 1965 (LEITE, 2007).

O modelo funcionou bem até o início da década de 1980, quando a partir desse momento a União passou a utilizar as tarifas do setor elétrico como instrumento para realização de política monetária, o que levou a interrupção do fluxo de capital no setor, descontinuando o ciclo de investimentos que o setor vivia. Isso acabou agravando a regulação econômica por remuneração garantida que o setor estava submetido levando as empresas a ineficiências graves. Assim, o poder estatal que vivia a crise econômica e fiscal dessa década, viu-se incapaz de continuar financiando a expansão da oferta do SEB.

Nesse período havia em diversos países um movimento de revisão do papel do estado na economia. Em geral, acredita-se que em alguns setores, setor elétrico incluído, o papel do estado deveria se limitar a função única de regulador econômico da atividade, criando incentivos para a indústria privada assumir as atividades do SEB (TOMASQUIM, 2011).

Nesse contexto de esgotamento empresarial do SEB por políticas monetárias do Estado e da revisão do papel deste na economia, era de se esperar que mudanças no setor estivessem por vir.

3.2 Reforma da Década de 90

O monopólio estatal do SEB prevaleceu até o início da década de 1990 e pelos motivos apontados se mostrou insustentável e ineficiente frente as novas necessidades de investimentos e de universalização do acesso a energia elétrica.

A partir desse novo cenário e da discussão do novo papel que o estado deveria desempenhar em alguns setores econômicos, formatou-se a entrada do setor privado na atividade, principalmente via privatizações. O objetivo era permitir que fosse possível imprimir algum nível de competitividade no mercado de energia elétrica. Esse processo foi executado por 3 eixos principais de acordo com Pinto (2007):

- Mitigar o déficit fiscal da união e estados, vendendo os ativos do SEB;
- Viabilizar novamente o fluxo de investimentos no setor;
- Aumento da eficiência das empresas com políticas regulatórias adequadas.

Em consonância com esse movimento a União incentivou os Estados a privatizarem suas empresas, em geral relacionadas à atividade de distribuição de energia elétrica. Esse processo ocorreu mais aceleradamente após a implementação do Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE) que através de convênios com o BNDES, criou mecanismos que viabilizaram a privatização desses ativos (MARTINS, 2009). Assim se promoveu a venda dos ativos estatais do SEB, baseado não pelo seu valor contábil (já que muitos já estariam amortizados) e sim, pela expectativa de receitas ao longo do novo prazo de concessão que poderiam chegar até 35 anos.

Nesse período, a Lei nº 8631 de 1993 imprimiu uma nova mudança na regulação econômica do SEB de onde se destaca (PRESIDÊNCIA REPÚBLICA, 1993):

- Fim da igualdade de tarifas no Brasil, as tarifas passam a ser pelo custo de serviço da empresa;
- Obrigação da realização de contrato de compra de energia entre as empresas de distribuição e geração de energia elétrica.

Em 1995, a lei nº 9.074 desse mesmo ano e que ficou conhecida como a Lei geral das Concessões definiu regras para os setores de serviços públicos, como as obrigações de prestadores e usuários e de forma mais relevante a mudança de regulação econômica por custo do serviço para o sistema de preço limite (com revisões tarifárias periódicas) com o objetivo de restabelecer a eficiência e o equilíbrio econômico das empresas do SEB (PRESIDÊNCIA REPÚBLICA, 1995).

Com o intuito de manter o controle do interesse público sobre esse setor, em 1996, através da Lei nº 9.427 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1996) foi criado a ANEEL cujo objetivo era regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Também em 1996, o ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás selecionaram um consórcio para realizar um estudo sobre a reforma do SEB que se nominou de Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) que contemplou quatro áreas principais conforme Landi (2002):

- Novos arranjos comerciais para o setor, na compra e venda de energia;
- Medidas jurídicas que permitissem a reforma do setor;
- Mudanças institucionais no governo para o novo papel do estado;
- Análise do financiamento do setor e o retorno de suas atividades.

Ao final do RE-SEB diversas recomendações para consolidação de um novo marco regulatório foram apontadas e de fato executadas, conforme o Ministério de Minas e Energia (2001). A principal delas foi a desverticalização do setor, onde negócios de distribuição deveriam estar separados dos negócios de transmissão e geração, com o intuito de promover a competição entre estes. Também foi definido que os negócios de geração passariam a ser uma atividade de competição por preços (leilões). Negócios de transmissão passaram a ser independentes, com o objetivo de garantir livre acesso a novos geradores e consumidores livres. Definição e consolidação dos setores de distribuição e transmissão como monopólios naturais.

É destaque também a criação de um operador independente, o Operador Nacional do Sistema (ONS), com a função de operar o sistema de forma a possibilitar a operação econômica mais eficiente e o livre acesso ao sistema por qualquer agente. Também foi possível estabelecer um ambiente livre e de competição para contratação de energia e formação de preços, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Além de consolidar o regulador com mais independência, de forma a permitir que esse garanta as regras estabelecidas.

A partir de então, com novas regras e com uma grande participação de agentes privados no SEB se estabeleceu um novo marco regulatório do setor.

3.3 Reforma da Década de 2000

Após a experiência vivida no marco regulatório da década de 1990 e principalmente após o impacto social e econômico advindo da crise do racionamento de energia de 2001, o início da década de 2000 foi marcado por grandes debates e análises sobre um novo ciclo de mudanças regulatórias no SEB.

Dentre as principais alterações que foram executadas, destacam-se a profunda mudança na comercialização de energia, com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) em acordo com a Lei nº 10.848 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2004). Neste caso, no ACR as distribuidoras de energia comercializam a energia que necessitam para seus consumidores cativos finais considerando limites de preços e já no ACL comercializa-se energia elétrica entre os consumidores e geradores livres.

Na comercialização também é destacável as mudanças institucionais do MAE e as suas competências que possibilitaram a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com o Decreto nº 5.177 de 2004, criando um sistema para contribuir com as operações de comercialização de energia no novo modelo (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2004)

Com os problemas encontrados no racionamento de 2001, surgiu a necessidade do retorno de um planejamento central do SEB em esfera nacional e, desta forma através da Lei nº 10.847 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2004) foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que tem como função o planejamento do setor energético, que além do SEB inclui petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, energias renováveis e eficiência energética do país.

3.4 Novo Marco Regulatório

De acordo com o cronograma inicial de concessões no SEB, a previsão inicial era de que a partir de 2015 diversas concessões relacionadas a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica terão seus prazos vencidos. Desta forma, este momento se desenha como uma grande oportunidade para o governo, empresas e sociedade promoverem mudanças necessárias que harmonizem a busca pela qualidade no atendimento, modicidade tarifária e atratividade para investimentos neste setor.

Em setembro de 2012, o Ministério de Estado de Minas e Energia apresentou uma proposta de Medida Provisória (MP) nº 579 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2012) objetivando aperfeiçoar o marco institucional do SEB instituído pela Lei nº 10.848, de 2004 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2004). Essa MP estabelecia medidas para que os benefícios oriundos da amortização dos investimentos já realizados fossem revertidos em tarifas menores, em acordo com o princípio estabelecido no novo modelo do SEB implementado em 2004.

A MP alteraria somente aquelas concessões de geração, transmissão e distribuição de energia outorgadas antes da Lei nº 8.987, de 1995 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1995), e que não foram licitadas. Já que até a Constituição Federal de 1988 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1988) qualquer concessão seria outorgada quando houvesse um requerente e caso não existisse, seria

responsabilidade do Governo Federal a realização de licitação pública para que fosse possível explorar esse serviço.

Desta forma, as concessões que se enquadram nessa nova regra terão seu prazos de exploração da atividade finalizando a partir de 2015, pois a Lei nº 9.074 de 1995 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1995) permitiu que essas atividades já em execução por estatais fossem prorrogadas por mais 20 anos, prazo previsto para se encerrar entre os anos de 2015 e 2017, dependendo da data de fim da concessão de cada empresa.

De acordo com informativo da ANEEL (ANEEL, 2012), na geração existem aproximadamente 22.341 Mega Watt (MW) de potência instalada cuja concessão está por vencer nesse período, representando aproximadamente 20% da capacidade atual de geração do país, sendo que nem todas as empresas manifestaram intenção de renovar sua concessão, dada as novas regras. Destaca-se que a maioria dessas empresas é de controle estadual e federal.

Para a transmissão de energia elétrica, aproximadamente 86.000 km de linhas de transmissão, dos quais grande parte componentes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) e correspondendo a aproximadamente 66% desse sistema e que também terão seus contratos de concessão por vencer nesse período deveriam optar pela renovação ou não baseado no novo marco regulatório.

Já para o sistema de distribuição, aproximadamente 35% do mercado atendido está submetido as mesmas condições de optar ou não pela renovação de sua concessão nesse novo cenário.

Esse processo de mudança no marco regulatório, executado sem consonância com os agentes produtivos do SEB entrou em implementação em 2013, e se consolida ao transformar a MP 579 em lei, através da promulgação da LEI Nº 12.783 em 2013 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2013).

O maior impacto dessas mudanças é que as empresas que passarem a operar sob esta nova legislação terão uma grande redução em suas receitas e em seu fluxo de caixa, pois a partir desse momento sua parcela de receita requerida deverá corresponder apenas aos custos de operação e manutenção. Porém, tais empresas também receberiam um valor sobre os ativos não amortizados antecipadamente, representando uma grande oportunidades para novos investimentos.

Ao mesmo tempo que aquelas que optaram pela não antecipação da renovação dessas concessões, ou seja, não assinarem os aditivos aos seus contratos vigentes, inevitavelmente terão que se reestruturar para se adaptar ao novo cenários que vigorará nos próximos anos. Pois caso desejem se manter em sua área de concessão, terão que participar de novas licitações, cuja premissa básica é conceder o serviço público ao agente com menor custo operacional.

Além das empresas cujas concessões são afetadas por essa alteração, a MP 579 também atinge os consumidores cativos, pois implica em redução na tarifa final para estes, pois significará um custo de geração, transmissão e distribuição menor. Porém o mesmo não ocorre no mercado livre em que não poderá se beneficiar de tal redução, pois toda energia com concessões renovadas poderá ser ofertada somente no mercado cativo, o que poderá onerar tal mercado que vem crescendo constantemente no Brasil. O que a MP 759 propôs em comum para ambos os mercados, foi uma redução em alguns encargos setoriais, reduzindo assim o custo final para ambos.

Dado as propostas desse novo marco regulatório em curso e o impacto que estas poderão ter nas empresas, criou-se uma grande instabilidade regulatória e um potencial risco de novos investimentos no setor serem prorrogados ou não realizados. Toda essa instabilidade gerada é crucial para um setor que é vital para o crescimento econômico do país.

3.5 Ciclos de Revisão da Estrutura Tarifária e Renovação de Concessões

Para os negócios de geração, no que tange a influência do Estado sobre as empresas, são momentos de maior criticidade as barreiras iniciais de entrada, como exigências ambientais, preço máximo de ofertas e entre outros e também o momento de renovação de sua concessão, período este vivido por algumas empresas após a publicação da MP 579.

A renovação de concessão apresenta duas questões centrais iniciais: a escolha do Estado em renovar ou licitar novamente e caso opte pela renovação, quais serão as novas regras desse novo contrato. Conforme avaliado anteriormente, dado as novas regras impostas pelo Estado, nem todas as empresas com concessões por vencerem, optaram por renovar sua concessões, pois avaliaram que as regras não eram razoáveis para uma operação adequada. Porém, para aquelas

que optaram pela renovação dos negócios de geração, é pertinente a análise de qual será o impacto dessas novas regras sobre seus negócios.

Para os negócios de distribuição e transmissão, além dos aspectos de renovação mencionados, há ainda as revisões tarifárias periódicas que são realizadas em períodos de 4 em 4 anos ou de 5 em 5 anos, dependendo do contrato de concessão de cada empresa.

A estrutura dessas revisões periódicas é definida Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que foi estabelecida através da Resolução Normativa Nº 435 de 2011 (ANEEL, 2011).

Tais procedimentos estabelecem uma revisão completa da estrutura tarifária das empresas, em períodos a cada 4 ou 5 anos e também reajustes tarifários anuais. Os reajustes anuais são compostos basicamente por um índice de inflação oficial e também consideram eventuais variações de produtividade, qualidade no serviço prestado ou despacho de usinas mais caras. Já as revisões tarifárias consideram toda a estrutura da empresa, tais como os investimentos realizados, os ganhos de gestão em produtividade, a redução de custos, ganhos de escala, níveis de qualidade e entre outros. A partir disso, define-se o novo reposicionamento tarifário da empresa que envolve a redefinição das tarifas de energia elétrica em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Para os negócios de transmissão, esse reajuste consiste em determinar qual a receita anual permitida para empresa em análise dado os seus custos operacionais eficientes, a remuneração dos investimentos prudentes e a quota de reintegração regulatória e comparar com sua receita atual vigente. Se após a revisão tarifária o órgão regulador definir que a receita anual permitida é inferior a receita atual vigente, a empresa deverá ter um aumento em sua tarifa, caso contrário haverá redução.

Para os negócios de distribuição, as revisões tarifárias são análogas aos negócios de transmissão, porém estes negócios tem sua receita inicial dividida em duas parcelas. A parcela "A" envolve os chamados "custos não gerenciáveis" pela concessionária e não relacionados à atividade de distribuição, tais como custo da energia, da transmissão e os encargos do setor. E a parcela "B" que corresponde aos chamados "custos gerenciáveis" da empresa, que são os custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja,

os custos de operação. Assim a avaliação do reposicionamento tarifário destas empresa é composto também pela análise da receita requerida versus a receita verificada da empresa.

Em ambos os negócios, a grande questão em aberto é a definição e estabelecimento dos custos operacionais eficientes, sendo que conceitualmente o objetivo é incentivar as empresas a explorar seus potenciais de eficiência.

Por fim, dado que cada empresa tem sua própria estrutura de custos e realiza investimentos únicos, é de se esperar que as revisões tarifassem terão um reposicionamento tarifário sempre distintos entre as empresas do setor.

4 ANÁLISE DOS DADOS

A avaliação de empresas elétricas e impacto que estas sofreram quando das revisões tarifárias, alteração de legislação e entre outros, exige grande esforço pois conforme demonstrado no capítulo 3, ainda que a legislação seja federal e de abrangência para todas as empresas, a sua aplicação de fato ocorre de forma específica, após análise individual da ANEEL para cada empresa e com posterior publicação através de suas notas técnicas. Desta forma, para atingir o objetivo desse trabalho de analisar o impacto da regulação econômica nas empresas, faz-se necessário realizar avaliações individuais de cada uma das companhias brasileiras do SEB, porém dado a enorme quantidade de empresas o desafio é selecionar quais as empresas devem ser avaliadas, o que é realizado a seguir.

Outra questão importante, é determinar como avaliar as empresas para verificar se estas sofreram impactos em relação as alterações analisadas. A análise tem como fim avaliar questões da vida econômica da empresa e para tanto é importante escolher quais variáveis são significativas para essa avaliação.

4.1 Seleção das Variáveis e Empresas

Para determinar se empresas estão respondendo aos estímulos externos propostos é necessário escolher uma variável econômica/contábil como um indicador. Uma maneira adequada é analisar a vida financeira das empresas e para tanto o método mais utilizado é adoção de índices básicos, em destaque o índice lucro por ação/preço, índice valor patrimonial da ação/preço e índice fluxo de caixa/preço, pois estes apresentam uma relação positiva com a rentabilidade (CHAN, 1991). Nesse aspecto, para as empresas elétricas, dado as alterações em avaliação, tem-se como mais adequado utilizar o índice lucro por ação/preço já que este demonstra a real situação da saúde financeira da empresa.

Damodaran (2010) descreve que os demonstrativos financeiros continuam sendo a principal fonte de informação para a maioria dos investidores e analistas. Existem as diferenças, porém, no modo como as análises financeiras e contábeis respondem a perguntas a respeito da empresa. Damodaran (1996) cita quatro questões básicas dentro das demonstrações que nos conduzem ao melhor entendimento: os valores dos ativos da empresa, como a empresa se financia, qual

a lucratividade dos ativos e qual o risco do negócio. Desta forma, para obter a lucrativa das empresas elétricas, variáveis como valor patrimônio, vendas, investimentos realizados, CAPEX e sua alavancagem (operacional e financeira) deverão obrigatoriamente serem avaliadas. Quanto ao risco das empresas elétricas, conforme avaliado anteriormente, existe o risco relativo ao contrato de concessão destas, pois estes não são satisfatoriamente previsíveis (PEROBELLI, 2004), e neste caso são representados no modelo através de variáveis do tipo ‘dummy’ indicando os 4 trimestres posteriores a alteração regulatória em análise.

Desta forma, para cada uma das empresas é avaliado o seguinte conjunto de variáveis, sendo a primeira a variável dependente e as demais independentes, conforme abaixo.

Quadro 1 - Variáveis avaliadas

VARIÁVEL	IMPORTÂNCIA / SIGNIFICADO	CLASSIFICAÇÃO
L: Lucro por Ação R\$	Representa a parcela do lucro em relação a quantidade de ações	Relacionada a rentabilidade
P: Valor Patrimônio por Ação R\$	Representa o valor total do ativo em relação à quantidade de ações	Relacionada à estrutura de Ativos
V: Vendas por Ação R\$	Representa o volume de vendas em relação à quantidade de ações	Relacionada a retorno ou geração de caixa
IP: Investimentos sobre Patrimônio Líquido %	Representa o percentual de investimentos em relação ao patrimônio líquido.	Relacionada à estrutura de Ativos
LG: Liquidez Geral x	É capacidade de arcar com obrigações financeiras (sua capacidade de pagamento)	Relacionada à liquidez
AF: Alavancagem Financ x	Mede o percentual/grau de capital de terceiros na empresa.	Relacionada à estrutura de capital ou financiamento
AO: Alavancagem Operac x	Distribuição dos custos fixos em relação ao volume de produção ou vendas	Relacionada a retorno ou geração de caixa
CX: Capex \$	Volume de investimentos em bens imobilizados	Relacionada à estrutura de Ativos
Dn: N Variáveis Dummy	Período “N” em que há efeito a alteração regulatória do Estado (de 2 a 4 períodos)	Relacionada a estrutura do negócio

Elaborado pelo autor

Para a seleção das empresas, duas premissas são adotadas para escolher quais empresas devem ser analisadas, pois conforme demonstrado, as análises devem ser individualizadas e para tanto somente algumas empresas devem entrar no escopo.

A premissa inicial é de avaliar somente aquelas empresas que possuem relação direta com o consumidor final de energia, ou seja, no caso do setor elétrico são as empresas que possuem negócios no setor de distribuição de energia. Essa premissa é válida pois baseada na teoria da regulação econômica analisada no Capítulo 2, o regulador além de buscar a eficiência alocativa do setor, como agente político tem como função utilidade os votos dos eleitores, ou seja, ao estabelecer as políticas regulatórias o regulador maximizará sua função utilidade e para tanto é de esperar que negócios de distribuição de energia com capilaridade de quase 100% no território nacional sofram impactos muito mais significativos do que os negócios de geração e transmissão, pois para o regulador para maximizar sua função utilidade é muito mais eficiente intervir nesse setor do que nos demais.

Tal premissa não reduz a análise somente a negócios de distribuição de energia elétrica, pois há empresas que além de negócios nesse setor, também possuem negócios no setor de geração e transmissão e que também são avaliados.

A segunda premissa é de avaliar as empresas com os maiores mercados de energia em GWh, pois assim é possível maximizar abrangência do escopo da análise, reduzindo o número de empresas. Nesse aspecto, aproximadamente 46% do mercado de energia estão concentrados apenas em 6 empresas, conforme dados consolidados de 2012 da ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) e que constam na figura abaixo.

Figura 1 - Participação das empresas no mercado de distribuição de energia



Fonte: ABRADÉE, 2012

Assim, as avaliações e testes executados terão no escopo somente as empresas do gráfico acima, sendo estas por ordem de tamanho de mercado: Eletropaulo, CEMIG, COPEL, CPFL Paulista, Light e CELESC. Sendo que três destas possuem somente negócios em distribuição e as outras três possuem negócios também em geração e transmissão de energia elétrica.

Porém, a adoção de somente tais premissas na seleção de empresas excluiria grupos de empresas com grande portfólio de geração e que foram atingidos pela MP 579 de 2012 e que tiveram seus negócios fortemente impactados pela renovação de ativos de geração. De acordo com a ANEEL (2012) os maiores parques de geração impactados são de estatais estaduais e empresas federais do grupo Eletrobrás, sendo que o grupo Eletrobrás responde por 67% deste total e as estatais estaduais correspondem ao restante e são basicamente geradoras das empresas CEMIG, CESP, COPEL e CEEE. Porém tais empresas só são impactadas por essa MP nesse momento caso tenham aceito as regras de antecipação e prorrogação de sua concessão com base na nova legislação imposta pelo Estado, caso contrário tal alteração regulatória não tem efeito neste momento e sim somente o terá quando de fato seus contratos de concessão finalizarem. Assim, excluindo as empresas que não aceitaram a renovação de suas concessões (CEMIG, CESP e COPEL) e também aquelas cujos dados econômicos não estejam disponíveis trimestralmente (CEEE), tem-se por fim somente o grupo Eletrobrás a ser incluído nessa análise as demais empresas citadas.

Em relação ao período da análise, conforme exposto no capítulo 3, o objetivo é avaliar as 2 últimas alterações para cada negócio de cada companhia e para tanto optou por mensurar todo o novo modelo do setor, em constante modificação a partir da década de 2000, desta forma serão utilizados dados trimestrais iniciando no 1º trimestre de 2000.

Já para os testes e análises estatísticas, é utilizado como nível de significância o valor de 0,05 ou 5%, tipicamente utilizando em análises do tipo proposto.

Por fim, as análises estatísticas são realizadas com o auxílio do software EViews, um aplicativo com grande uso em análises econométricas.

4.2 Análise dos Dados das Empresas

É importante avaliar as séries de tempo das variáveis selecionadas e verificar através de testes econométricos, qual o comportamento destas, para que na elaboração de um modelo econométrico mais completos eventuais comportamentos das séries possam ser antecipados.

4.2.1 Eletropaulo

A Eletropaulo é uma empresa com negócios no setor de distribuição de energia elétrica, atendendo municípios do estado de São Paulo e entre estes São Paulo capital e concentra os grandes polos financeiros e industriais brasileiros.

A empresa Eletropaulo, teve suas duas últimas revisões tarifárias baseadas em notas técnicas específicas pela ANEEL, que descreve e analisa toda a estrutura tarifária da empresa e dispõe sobre os novos valores de referência razoável e para períodos específicos. A primeira alteração regulatória em análise é determinada Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL e abrange o ciclo regulatório de 2007 a 2010, porém tem um impacto muito mais significativo no período que vai do 4º trimestre de 2007 até o terceiro trimestre de 2008, sendo representada pela variável dummy 1 ou simplesmente D1.

Já a segunda alteração é realizada via Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL e define a estrutura tarifária para o ciclo de 2012 a 2015 e tem seu

impacto mais significativo do 4º trimestre de 2012 até o 3º trimestre de 2013, representada como uma variável dummy denominada dummy 2 ou D2.

As demais variáveis econômicas, definidas anteriormente, foram obtidas através do banco de dados da Economatica, sendo que uma avaliação estatística destas é apresentada abaixo.

Inicialmente é realizado uma análise de correlação entre as variáveis, conforme quadro abaixo, destacando as correlações superiores a 0,7 (em módulo).

Quadro 2 - Análise de correlação da Eletropaulo

-	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	D1	D2
L	1,00	0,86	0,49	-0,78	0,48	0,40	0,38	-0,08	0,06	0,38
P	0,86	1,00	0,39	-0,85	0,53	0,39	0,32	-0,24	0,04	0,33
V	0,49	0,39	1,00	-0,41	0,81	0,06	0,38	0,06	0,06	0,39
IP	-0,78	-0,85	-0,41	1,00	-0,32	-0,39	-0,26	0,15	0,03	-0,27
LG	0,48	0,53	0,81	-0,32	1,00	0,08	0,37	-0,12	0,05	0,39
AF	0,40	0,39	0,06	-0,39	0,08	1,00	0,09	-0,05	0,09	0,09
AO	0,38	0,32	0,38	-0,26	0,37	0,09	1,00	0,18	-0,08	0,98
CX	-0,08	-0,24	0,06	0,15	-0,12	-0,05	0,18	1,00	0,08	0,21
D1	0,06	0,04	0,06	0,03	0,05	0,09	-0,08	0,08	1,00	-0,08
D2	0,38	0,33	0,39	-0,27	0,39	0,09	0,98	0,21	-0,08	1,00

Essa análise inicial, sugere que alguns pontos devem ser observados na modelagem que se busca. Importante considerar que em princípio para variável principal em análise, o lucro por ação L, se espera que o valor do patrimônio por ação P tem um influência positiva sobre essa variável e também que ao menos no curto prazo o valor do investimentos realizados IP tem influência negativa. Outro ponto interessante é de que a segunda revisão tarifaria D2 tende a aumentar a alavancagem operacional da empresa, ou seja, tal alteração regulatória promove inicialmente aumentos nos custos da empresa.

Posteriormente, é necessário avaliar as estatísticas descritivas básicas de cada série de tempo, conforme abaixo.

Quadro 3 - Estatísticas Descritivas da Eletropaulo

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	D1	D2
Média	2,79	17,28	45,16	28,28	0,61	0,00	1,02	291.000.000	0,07	0,07
Mediana	2,72	16,87	45,97	22,30	0,60	2,30	1,00	379.000.000	0,00	0,00
Máximo	9,39	24,10	59,89	75,90	0,80	5,30	1,30	783.000.000	1,00	1,00
Mínimo	-5,21	10,21	24,57	0,00	0,40	-65,60	1,00	-918.000.000	0,00	0,00
Desvio Padrão	3,58	4,10	10,10	29,88	0,08	9,77	0,06	374.000.000	0,26	0,26
Assimetria	0,02	0,13	-0,28	0,36	-0,54	-5,72	3,54	-2,27	3,29	3,29
Curtose	2,41	1,56	2,19	1,39	4,27	38,44	14,26	7,89	11,83	11,83
Análise	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Jarque-Bera	0,80	4,91	2,22	7,11	6,43	3.177,99	405,41	102,17	277,88	277,88
Probability	0,67	0,09	0,33	0,03	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Distribuição Normal	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não

Esse quadro tem em destaque as séries cujos dados possuem distribuição normal, ou seja, são as series cujas ferramentas e métodos estatísticos são em geral utilizados e apresentam maior aplicabilidade. Também é destaque a variabilidade de alguns e da possível dificuldade em utiliza-los em modelagens futuras.

4.2.2 CEMIG

A CEMIG é uma holding que atua nas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica possuindo uma atuação em diversas regiões, porém concentrando sua atuação especialmente no estado de Minas Gerais.

Em empresas com negócios de geração e transmissão e negócios de distribuição, conforme analisado anteriormente, possuem revisões tarifárias distintas para ambos os negócios. No caso da CEMIG, as duas últimas revisões tarifárias nos negócios de distribuição são definidas via notas técnicas, sendo a primeira alteração em análise foi estipulada via Nota Técnica nº 95/2013-SRE/ANEEL referente ao ciclo de 2007 a 2010 e com impacto mais significativo no período do 3º trimestre de 2008 até o 2º trimestre de 2009 e apresentada como uma variável dummy DD1. Já a última alteração nesse negócio foi realizada através da Nota Técnica nº 95/2013-SRE/ANEEL referente ao ciclo 2013 a 2017, com impacto mais relevante entre o 3º trimestre de 2013 até o 2º trimestre de 2014, representada pela variável dummy DD2.

Já para os negócios de transmissão, a primeira alteração em análise é através da Nota Técnica nº 214/2009-SRE/ANEEL, para o ciclo de 2005 a 2008, e com impacto mais expressivo no período do 3º trimestre de 2009 até o 2º trimestre de 2010 e modelada através da variável dummy DT1. Já para a alteração seguinte as mudanças são realizadas via Nota Técnica nº 170/2010-SRE/ANEEL com impacto mais significativo no período do 3º trimestre de 2010 até o 2º trimestre de 2011, representada pela variável dummy DT2.

Para os negócios de geração, considerando que a CEMIG não aceitou as condições impostas pelo Estado pela MP 579 de 2012 para a antecipação das concessões de geração, tal alteração não é considerada para essa empresa, pois não causa nenhum impacto até o fim de sua concessão.

Já as variáveis econômicas que compõem o modelo foram obtidas através da demonstração de resultados da companhia.

Para iniciar, realiza-se uma análise da correlação entre todas as variáveis, apresentando em destaque aquelas superiores a 0,7 (em módulo).

Quadro 4 - Análise de correlação da CEMIG

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	DD1	DD2	DT1	DT2
L	1,00	0,81	0,88	0,48	0,72	0,12	-0,76	0,42	0,05	0,32	0,07	0,13
P	0,81	1,00	0,91	0,10	0,75	-0,15	-0,62	0,62	0,10	0,24	0,27	0,33
V	0,88	0,91	1,00	0,27	0,79	0,05	-0,66	0,60	0,09	0,20	0,16	0,22
IP	0,48	0,10	0,27	1,00	0,22	0,35	-0,14	-0,13	0,04	0,45	-0,18	-0,21
LG	0,72	0,75	0,79	0,22	1,00	0,07	-0,64	0,56	0,06	0,24	0,12	0,28
AF	0,12	-0,15	0,05	0,35	0,07	1,00	0,08	-0,01	-0,09	0,09	-0,08	-0,12
AO	-0,76	-0,62	-0,66	-0,14	-0,64	0,08	1,00	-0,41	-0,17	-0,07	-0,17	-0,15
CX	0,42	0,62	0,60	-0,13	0,56	-0,01	-0,41	1,00	-0,02	-0,18	0,58	0,25
DD1	0,05	0,10	0,09	0,04	0,06	-0,09	-0,17	-0,02	1,00	-0,04	-0,08	-0,07
DD2	0,32	0,24	0,20	0,45	0,24	0,09	-0,07	-0,18	-0,04	1,00	-0,04	-0,03
DT1	0,07	0,27	0,16	-0,18	0,12	-0,08	-0,17	0,58	-0,08	-0,04	1,00	-0,07
DT2	0,13	0,33	0,22	-0,21	0,28	-0,12	-0,15	0,25	-0,07	-0,03	-0,07	1,00

Essa análise inicial, tende a indicar que nenhuma das alterações regulatórias modeladas possuem forte correlação com as demais variáveis econômicas analisadas, sugerindo que tais alterações não tenham sido tão significativas quanto se esperava, o que de fato só é avaliado posteriormente.

Também é necessário avaliar as estatísticas descritivas básicas de cada série de tempo, conforme abaixo.

Quadro 5 - Estatísticas Descritivas da CEMIG

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	DD1	DD2	DT1	DT2
Média	1,26	7,13	7,46	9,76	0,80	2,74	2,91	1.630.000.000	0,07	0,02	0,07	0,06
Mediana	1,38	6,41	7,37	11,00	0,80	2,40	1,20	1.210.000.000	0,00	0,00	0,00	0,00
Máximo	3,59	10,99	14,67	57,10	1,00	9,90	13,50	5.650.000.000	1,00	1,00	1,00	1,00
Mínimo	-0,85	4,48	2,36	0,00	0,60	-0,80	-0,20	71.029.000	0,00	0,00	0,00	0,00
Desvio Padrão	0,96	1,91	3,53	11,20	0,12	1,43	2,81	1.210.000.000	0,26	0,14	0,26	0,23
Assimetria	0,27	0,52	0,39	2,57	-0,18	2,18	1,62	1,61	3,25	7,14	3,25	3,88
Curtose	3,76	1,91	2,17	10,62	2,31	13,28	5,57	5,42	11,58	52,02	11,58	16,06
Análise	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jarque-Bera	1,96	5,05	2,90	189,92	1,36	280,64	38,63	36,51	260,86	5.865,58	260,86	519,23
Probability	0,38	0,08	0,23	0,00	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Distribuição Normal	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não

Nesse quadro tem-se em destaque as series que possuem distribuição normal, além de permitir avaliar aquelas que possuem grande variabilidade em seu comportamento.

4.2.3 COPEL

A COPEL é uma holding que atua nas áreas de geração, transmissão, distribuição de energia elétrica com concentrada no estado do Paraná, mas também com participações em outras empresas e atua nas áreas de comercialização de energia e de telecomunicações.

Desta forma, para a COPEL seus negócios de distribuição e transmissão devem ser avaliados de maneira distinta. Para o negócio de distribuição, a primeira alteração em análise foi estabelecida através Nota Técnica nº 184/2009-SRE/ANEEL referente ao ciclo 2008 a 2011 e com impacto mais significativo no período do 3º trimestre de 2008 até o 2º trimestre de 2009 e representada pela variável dummy DD1. Já a alteração seguinte foi definida via Nota Técnica nº 173/2012-SRE/ANEEL referente ao ciclo 2011 a 2014, com impacto expressivo no período do 3º trimestre de 2012 até o 2º trimestre de 2013 e representada pela variável dummy DD2.

Para os negócios de transmissão, a primeira alteração em análise ocorreu através RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 487, DE 26 DE JUNHO DE 2007, referente ao primeiro ciclo de revisão tarifaria, com impacto expressivo no período do 3º trimestre de 2007 até o 2º trimestre de 2008 e modelada através da variável dummy DT1. Para a alteração seguinte as alterações foram estipuladas através da Nota Técnica nº 177/2010-SRE/ANEEL, com impacto mais significativo no período

do 3º trimestre de 2010 até o 2º trimestre de 2011, representada pela variável dummy DT2.

E por fim, as demais variáveis econômicas foram obtidas através da demonstração de resultados da companhia.

Novamente, realiza-se uma análise da correlação entre todas as variáveis, apresentando em destaque aquelas superiores a 0,7 (em módulo).

Quadro 6 - Análise de correlação da COPEL

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	DD1	DD2	DT1	DT2
L	1.00	0.64	0.65	-0.89	0.71	-0.02	0.69	0.65	0.26	0.08	0.27	0.21
P	0.64	1.00	0.90	-0.73	0.92	-0.01	0.93	0.88	0.07	0.48	-0.02	0.36
V	0.65	0.90	1.00	-0.71	0.91	0.03	0.87	0.88	0.08	0.46	0.08	0.26
IP	-0.89	-0.73	-0.71	1.00	-0.76	0.04	-0.81	-0.66	-0.19	-0.19	-0.24	-0.31
LG	0.71	0.92	0.91	-0.76	1.00	0.03	0.87	0.75	0.17	0.32	0.09	0.39
AF	-0.02	-0.01	0.03	0.04	0.03	1.00	-0.02	0.02	-0.02	-0.02	-0.03	0.05
AO	0.69	0.93	0.87	-0.81	0.87	-0.02	1.00	0.80	0.10	0.51	0.15	0.28
CX	0.65	0.88	0.88	-0.66	0.75	0.02	0.80	1.00	-0.03	0.51	-0.11	0.14
DD1	0.26	0.07	0.08	-0.19	0.17	-0.02	0.10	-0.03	1.00	-0.08	-0.08	-0.08
DD2	0.08	0.48	0.46	-0.19	0.32	-0.02	0.51	0.51	-0.08	1.00	-0.08	-0.08
DT1	0.27	-0.02	0.08	-0.24	0.09	-0.03	0.15	-0.11	-0.08	-0.08	1.00	-0.08
DT2	0.21	0.36	0.26	-0.31	0.39	0.05	0.28	0.14	-0.08	-0.08	-0.08	1.00

Inicialmente, percebe-se que as variáveis que representam as alterações de estrutura tarifária em análise não apresenta correlação significativa com nenhuma outra variável, porém não eliminando a importância destas na análise.

Também é necessário avaliar as estatísticas descritivas básicas de cada série de tempo, conforme abaixo.

Quadro 7 - Estatísticas Descritivas da COPEL

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	DD1	DD2	DT1	DT2
Média	2,55	27,63	17,62	6,61	1,01	1,89	1,15	764.984.318	0,07	0,07	0,07	0,07
Mediana	2,90	23,30	19,43	6,80	0,90	1,80	1,20	634.250.000	0,00	0,00	0,00	0,00
Máximo	4,95	46,88	33,47	11,10	1,40	13,30	1,50	1.938.935.000	1,00	1,00	1,00	1,00
Mínimo	-1,74	17,21	-0,09	3,40	0,50	-5,80	1,00	61.781.000	0,00	0,00	0,00	0,00
Desvio Padrão	1,60	10,56	8,49	2,22	0,29	2,07	0,15	485.384.971	0,26	0,26	0,26	0,26
Assimetria	-0,63	0,64	-0,02	0,35	0,02	2,49	0,39	0,77	3,29	3,29	3,29	3,29
Curtose	2,56	1,83	2,23	1,77	1,70	21,87	1,71	2,62	11,83	11,83	11,83	11,83
Análise	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jarque-Bera	4,10	6,97	1,37	4,62	3,88	872,85	5,20	5,82	277,88	277,88	277,88	277,88
Probability	0,13	0,03	0,50	0,10	0,14	0,00	0,07	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Distribuição Normal	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não

Por fim, verifica-se nesse quadro o comportamento das séries em análise e suas principais estatísticas descritivas.

4.2.4 CPFL Paulista

A CPFL Paulista é uma empresa que atua em negócios de distribuição de energia no estado de São Paulo e pertence ao grupo CPFL que é uma empresa que engloba além de negócios de distribuição, negócios de geração, comercialização e prestação de serviços.

No que tange CPFL Paulista e seu negócio de distribuição, as últimas alterações de sua estrutura tarifária foram definidas pela ANEEL através de notas técnicas, sendo uma destas estabelecida pela Nota Técnica n.º 088/2009-SRE/ANEEL e abrange o ciclo 2007 a 2010, porém com maior impacto no período do 3º trimestre de 2008 até o 2º trimestre de 2009 e representa pela variável dummy D1. Já a alteração seguinte foi estabelecida pela Nota Técnica n.º 097/2013-SRE/ANEEL e é referente ao período de 2011 a 2014 e tem seu impacto mais importante no período do 3º trimestre de 2013 até o 2º trimestre de 2014 e é representada pela variável dummy D2.

Em relação a alteração D1, a CPFL de forma muito conservadora efetuou antecipadamente uma provisão para realização do ativo e provisão do passivo dos possíveis valores que a ANEEL já indicava em que haveria perdas, ou seja, antes da homologação das próprias alterações, estas já causaram seu impacto. Assim, para D1 o período com o maior impacto deve considerado o período do 4º trimestre de 2007 até o 3º trimestre de 2008.

As demais variáveis econômicas, também são obtidas através do banco de dados da Economatica.

Porém para a CPFL, o período em análise possivelmente não seja adequado. Pois a companhia passou por mudanças em sua estrutura de capital que alteraram o significado de variáveis que levam em conta seu valor por ação, ou seja, a variável dependente lucro por ação e variável independente patrimônio por ação. Pois em 2002 a CPFL criou uma holding que além dos negócios de distribuição passou a englobar os outros negócios já citados. E também em 2004, o grupo CPFL realizou sua oferta pública de ações oferta pública na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) e na Bolsa de Nova Iorque (Nyse). Desta forma, para essa empresa o período em análise será a partir dessa oferta pública de ações. Dado que o objetivo não é comparar os resultados financeiros das empresas e sim o impacto das

revisões da estrutura tarifaria em cada uma destas, avalia-se que tal alteração não acarretará em prejuízos na avaliação proposta.

Nessa empresa, também avalia-se a correlação entre as variáveis, destacando as correlações superiores a 0,7 (em módulo).

Quadro 8 - Análise de correlação da CPFL

-	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	D1	D2
L	1,00	0,38	0,22	0,61	-0,43	0,82	-0,43	0,33	0,19	-0,30
P	0,38	1,00	0,90	0,04	-0,59	0,29	0,37	0,78	-0,23	0,26
V	0,22	0,90	1,00	-0,10	-0,68	0,28	0,64	0,84	-0,15	0,46
IP	0,61	0,04	-0,10	1,00	-0,18	0,47	-0,44	0,05	0,18	-0,50
LG	-0,43	-0,59	-0,68	-0,18	1,00	-0,38	-0,24	-0,76	-0,10	-0,07
AF	0,82	0,29	0,28	0,47	-0,38	1,00	-0,30	0,26	0,04	-0,17
AO	-0,43	0,37	0,64	-0,44	-0,24	-0,30	1,00	0,36	0,05	0,78
CX	0,33	0,78	0,84	0,05	-0,76	0,26	0,36	1,00	-0,11	0,12
D1	0,19	-0,23	-0,15	0,18	-0,10	0,04	0,05	-0,11	1,00	-0,09
D2	-0,30	0,26	0,46	-0,50	-0,07	-0,17	0,78	0,12	-0,09	1,00

A partir da análise de correlação percebe-se que para a variável dependente em análise tem-se um peso significativo a alavancagem financeira. Já para as variáveis que representam as alterações regulatórias, observa-se que D1 não tem uma importância significativa em nenhuma das demais variáveis, já a variável D2 tem peso significativo na alavancagem operacional, podendo indicar que esta promoveu um aumento nos custos operacionais da empresa.

Após é importante avaliar as estatísticas descritivas básicas de cada série de tempo.

Quadro 9 - Estatísticas Descritivas da CPFL

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	D1	D2
Média	1,34	5,96	11,18	93,74	0,62	2,19	1,29	1.660.000.000	0,11	0,06
Mediana	1,44	5,52	10,31	94,25	0,60	2,30	1,30	1.410.000.000	0,00	0,00
Máximo	1,71	7,77	16,02	97,60	0,70	2,60	1,60	4.320.000.000	1,00	1,00
Mínimo	0,33	4,53	7,91	86,70	0,50	0,90	1,20	619.000.000	0,00	0,00
Desvio Padrão	0,34	0,98	2,50	2,47	0,06	0,35	0,10	939.000.000	0,32	0,23
Assimetria	-1,40	0,28	0,54	-0,79	-0,09	-2,10	1,71	1,29	2,47	3,88
Curtose	4,43	1,50	2,18	3,28	2,61	7,50	6,33	4,09	7,13	16,06
Análise	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jarque-Bera	14,81	3,83	2,80	3,89	0,27	56,84	34,24	11,78	62,27	346,15
Probability	0,00	0,15	0,25	0,14	0,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Distribuição Normal	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não	Não

Nesse quadro, um ponto importante é o fato da variável dependente não possui distribuição normal, o que indica que possivelmente seja necessário utilizar ferramentas e métodos estatísticos mais elaborados do que os demais casos.

4.2.5 Light

A empresa Light é uma empresa com negócios basicamente no setor de distribuição de energia elétrica, que tal como as demais empresas também passou por processos de revisões de sua estrutura tarifaria nos últimos anos. Sua primeira alteração regulatória em análise foi determinada pela Nota Técnica n.º 339/2008-SRE/ANEEL relativa ao ciclo regulatório 2007 a 2010 e com impacto mais significativo no período do 1º trimestre de 2009 até o 4º trimestre de 2009, representada pela variável dummy D1.

A segunda alteração é definida através da Nota Técnica nº 486/2013-SRE-SRD/ANEEL e tem seu impacto mais significativo no período do 1º trimestre de 2014 até o 4º trimestre de 2014, ou seja, são valores que não poderão ser considerados na análise, já que o escopo deste trabalho termina no 3º trimestre de 2013, assim a variável dummy denominada dummy D2 não será considerada.

As demais variáveis econômicas, definidas anteriormente, foram obtidas através do banco de dados da Econômica, sendo que uma avaliação estatística destas é apresentada abaixo.

Nesse empresa, também avalia-se a correlação entre as variáveis, destacando as correlações superiores a 0,7 (em módulo).

Quadro 10 - Análise de correlação da Light

-	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	D1
L	1,00	-0,22	-0,68	-0,16	0,54	-0,58	0,35	-0,12	0,18
P	-0,22	1,00	0,74	0,87	-0,55	-0,18	-0,23	0,50	-0,11
V	-0,68	0,74	1,00	0,58	-0,72	0,17	-0,30	0,42	-0,18
IP	-0,16	0,87	0,58	1,00	-0,47	-0,33	-0,17	0,43	-0,11
LG	0,54	-0,55	-0,72	-0,47	1,00	-0,15	0,13	-0,23	0,33
AF	-0,58	-0,18	0,17	-0,33	-0,15	1,00	-0,03	-0,07	-0,06
AO	0,35	-0,23	-0,30	-0,17	0,13	-0,03	1,00	-0,34	-0,07
CX	-0,12	0,50	0,42	0,43	-0,23	-0,07	-0,34	1,00	-0,04
D1	0,18	-0,11	-0,18	-0,11	0,33	-0,06	-0,07	-0,04	1,00

Essa análise inicial, indica que em princípio não há nenhuma variável que cause alterações significativas na variável dependente L, o que não se pode concluir que tal variável não possa ser modelada. Também é relevante observar que a variável que representa a alteração regulatória em análise D1, inicialmente não possui relação importante com nenhuma das demais variáveis em análise.

Também é importante analisar as estatísticas descritivas básicas de cada série de tempo, conforme abaixo.

Quadro 11 - Estatísticas Descritivas da Light

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	D1
Média	-7,36	30,05	128,26	9,56	0,62	6,30	1,84	634.000.000	0,07
Mediana	1,52	15,59	39,70	1,80	0,60	1,90	1,70	606.000.000	0,00
Máximo	6,24	149,54	516,32	81,30	0,80	65,50	7,80	1.110.000.000	1,00
Mínimo	-57,28	-5,21	24,17	-41,40	0,40	-21,50	1,00	225.000.000	0,00
Desvio Padrão	17,65	38,78	156,85	23,01	0,13	17,08	1,18	283.000.000	0,26
Assimetria	-1,57	2,22	1,56	1,58	-0,18	2,10	3,25	0,25	3,29
Curtose	4,11	6,47	3,80	5,65	1,89	6,65	15,75	1,70	11,83
Análise	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jarque-Bera	25,35	72,62	23,84	39,04	3,14	70,97	468,91	4,44	277,88
Probability	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00	0,11	0,00
Distribuição Normal	Não	Não	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não

Nessa análise é interessante observar que a variável dependente não possui distribuição normal, o que indica que possivelmente seja necessário utilizar ferramentas e métodos estatísticos mais elaborados.

4.2.6 CELESC

A CELESC é uma holding que possui duas subsidiárias integrais, a Celesc Distribuição e a Celesc Geração, mas com participação em negócios de gás e algumas participações em empresas do setor elétrico e de infraestrutura.

Assim, na análise da CELESC seus negócios de distribuição e seus negócios de geração são avaliados separadamente. Para o negócio de distribuição a primeira alteração é definida pela Nota Técnica nº 225/2008-SRE/ANEEL com referência ao ciclo 2008 a 2012 e com impacto mais importante no período do 4º trimestre de 2008 até o 3º trimestre de 2009 e é representada pela Dummy DD1. Já a alteração seguinte ocorreu via Nota Técnica nº 247/2012-SRE-SRD/ANEEL, relativa ao ciclo

seguinte e tem seu maior impacto no período do 3º trimestre de 2012 até o 2º trimestre de 2013

Para seu negócio de geração, tem-se que parte do parque gerador da CELESC estava no escopo da MP Nº 579 de 2012, convertida na Lei Nº 12.783 de 2013, e que a empresa por questões estratégicas optou por não aceitar as novas regras impostas por essa alteração.

E assim como as demais empresas, seus dados econômicos foram obtidas através da demonstração de resultados da companhia.

Porém o período de análise para a CELESC deverá ser alterado, pois a empresa foi estruturada como Holding somente a partir de 2006 e possui seus resultados consolidados somente a partir desse período.

Posteriormente realiza-se uma análise da correlação entre todas as variáveis, apresentando em destaque aquelas superiores a 0,7 (em módulo).

Quadro 12 - Análise de correlação da CELESC

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	DD1	DD2
L	1,00	0,02	-0,63	-0,60	-0,16	0,38	0,39	0,39	-0,01	-0,87
P	0,02	1,00	0,67	-0,33	0,88	-0,20	0,06	-0,25	-0,16	0,04
V	-0,63	0,67	1,00	0,35	0,80	-0,44	-0,07	-0,57	-0,28	0,58
IP	-0,60	-0,33	0,35	1,00	-0,10	-0,32	0,03	-0,12	-0,31	0,46
LG	-0,16	0,88	0,80	-0,10	1,00	-0,09	-0,06	-0,51	-0,45	0,26
AF	0,38	-0,20	-0,44	-0,32	-0,09	1,00	-0,21	-0,03	-0,24	-0,31
AO	0,39	0,06	-0,07	0,03	-0,06	-0,21	1,00	0,03	0,06	-0,71
CX	0,39	-0,25	-0,57	-0,12	-0,51	-0,03	0,03	1,00	0,28	-0,30
DD1	-0,01	-0,16	-0,28	-0,31	-0,45	-0,24	0,06	0,28	1,00	-0,17
DD2	-0,87	0,04	0,58	0,46	0,26	-0,31	-0,71	-0,30	-0,17	1,00

Da análise de correlação destaca-se que as variáveis que representam as alterações de estrutura tarifaria em análise DD2 é a única com correlação significativa com a variável dependente lucro. Também é destaque que alteração DD1 não possui correlação significativa com nenhuma outra variável, a alteração DD2 além do lucro possui correlação negativa com a alavancagem operacional.

Também é avaliado as estatísticas descritivas básicas de cada série de tempo, conforme abaixo.

Quadro 13 - Estatísticas Descritivas da CELESC

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	DD1	DD2
Média	4,31	46,31	99,97	2,94	1,14	2,67	1,80	436.000.000	0,14	0,14
Mediana	6,41	44,98	99,23	1,55	1,20	2,65	2,03	427.000.000	0,00	0,00
Máximo	9,69	58,57	126,61	11,20	1,40	3,80	10,10	621.000.000	1,00	1,00
Mínimo	-13,57	31,27	82,10	0,70	0,90	-0,30	-4,20	313.000.000	0,00	0,00
Desvio Padrão	5,66	7,24	13,34	2,87	0,22	0,85	2,32	76.625.293	0,36	0,36
Assimetria	-1,81	-0,14	0,35	1,80	-0,02	-1,51	0,67	0,62	2,04	2,04
Curtose	5,64	2,19	1,99	5,28	1,20	6,53	8,75	2,79	5,17	5,17
Análise	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jarque-Bera	23,48	0,85	1,77	21,19	3,78	25,23	40,65	1,87	24,92	24,92
Probability	0,00	0,65	0,41	0,00	0,15	0,00	0,00	0,39	0,00	0,00
Distribuição Normal	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não	Não

Por fim, verifica-se nesse quadro o comportamento das séries em análise e suas principais estatísticas descritivas.

4.2.7 Eletrobrás

A Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) é uma empresa de economia mista e capital aberto que é controlada pelo governo brasileiro, que possui negócios nas áreas de geração, transmissão e mais recentemente assumiu negócios de distribuição de energia elétrica. A empresa é controladora de outras 12 empresas, sendo estas Furnas, Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Eletronuclear, CGTEE, Amazonas Energia, Boa Vista Energia, Ceal, Cepisa, Ceron e Eletroacre, além de possuir 50% de Itaipu e um importante centro de pesquisa (CEPEL).

Nesse contexto de mudanças regulatórias, a Eletrobrás foi impactada significativamente pela MP 579, convertida na Lei Nº 12.783 de 2013, pois teve grande parte de seu parque gerador afetada por essas mudanças. Tal alteração teve impacto significativo a partir fim do ano de 2012, e essa é representada pela variável Dummy DG.

Para Eletrobrás, seus dados econômicos também foram obtidas através da demonstração de resultados da companhia.

Com os dados disponíveis realiza-se uma análise da correlação entre todas as variáveis, apresentando em destaque aquelas superiores a 0,7 (em módulo).

Quadro 14 - Análise de correlação da Eletrobrás

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	DG
L	1,00	0,56	-0,09	-0,75	-0,20	0,18	0,49	-0,40	-0,88
P	0,56	1,00	0,08	-0,40	-0,07	0,11	0,43	-0,55	-0,56
V	-0,09	0,08	1,00	0,35	0,85	0,56	0,23	0,75	0,35
IP	-0,75	-0,40	0,35	1,00	0,47	0,22	-0,32	0,56	0,85
LG	-0,20	-0,07	0,85	0,47	1,00	0,51	0,19	0,81	0,41
AF	0,18	0,11	0,56	0,22	0,51	1,00	0,35	0,46	0,19
AO	0,49	0,43	0,23	-0,32	0,19	0,35	1,00	-0,01	-0,48
CX	-0,40	-0,55	0,75	0,56	0,81	0,46	-0,01	1,00	0,62
DG	-0,88	-0,56	0,35	0,85	0,41	0,19	-0,48	0,62	1,00

Com a correlação das variáveis deve-se observar que a variável dependente lucro por ação tem uma alta correlação negativa com o investimentos realizados e com a alteração regulatória denominada DG.

Posteriormente é avaliado as estatísticas descritivas básicas de cada série de tempo, conforme abaixo.

Quadro 15 - Estatísticas Descritivas da Eletrobrás

	L	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	DG
Média	1,21	63,29	20,15	7,17	0,89	1,22	5,26	5.640.000.000	0,07
Mediana	1,24	62,95	18,62	6,05	0,89	0,90	4,58	3.440.000.000	0,00
Máximo	5,43	76,95	30,03	25,60	1,30	6,10	27,70	15.400.000.000	1,00
Mínimo	-8,34	48,42	10,18	4,60	0,60	0,10	-4,00	2.290.000.000	0,00
Desvio Padrão	2,49	7,06	5,02	4,29	0,23	1,15	4,72	4.000.000.000	0,26
Assimetria	-2,16	-0,09	-0,08	3,49	0,39	2,17	2,21	1,31	3,33
Curtose	8,59	2,47	2,42	14,41	1,85	8,60	11,95	3,13	12,08
Análise	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jarque-Bera	116,53	0,72	0,86	417,30	4,53	117,02	232,35	15,97	295,63
Probability	0,00	0,70	0,65	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
Distribuição Normal	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Não	Não

Por fim, verifica-se nesse quadro o comportamento das séries em análise e suas principais estatísticas descritivas.

5 MODELOS

Para determinar o impacto das alterações regulatórias do Estado no setor elétrico, o objetivo desse capítulo é desenvolver modelos econométricos válidos que descrevam a variável dependente Lucro por Ação a partir das variáveis independentes escolhidas para cada uma das empresas e por fim buscar comportamento análogos entre cada uma destas. Assim, a finalidade é buscar através de um modelo econométrico, qual o peso destas alterações regulatórias provenientes do Estado nas empresas, através da variável lucro por ação. A proposta é através de regressões multivariáveis, obter uma equação válida que descreva esse comportamento através das variáveis elencadas. Inicialmente o modelo proposto deve ser tal como:

$$L = \beta_0 + \beta_1 \times P + \beta_2 \times V + \beta_3 \times IP + \beta_4 \times LG + \beta_5 \times AF + \beta_6 \times AO + \beta_7 \times C + \beta_n \times Dn + \varepsilon t \quad (\text{Eq. 4.1})$$

Onde os valores de β são os coeficientes de cada uma das variáveis independentes que representam a influência destas sobre a variável dependente lucro por ação.

Desta forma, esse capítulo tem a finalidade de validar modelos econométricos para cada uma das empresas mapeadas e suas devidas alterações regulatórias citadas. O objetivo é testar diversos modelos e encontrar modelos estatisticamente válidos e dentre estes aqueles com aqueles que quantificam as alterações regulatórias mapeadas.

Ressaltando que alguns testes foram executados para a validação dos modelos econométricos utilizados no final, onde se destacam: teste da normalidade dos resíduos, diagnostico para determinar auto correlação dos erros, ausência de auto correlação entre as variáveis explicativas, teste da raiz quadrada. Sendo que não foram encontradas restrições nestes testes e por esse motivo não são detalhadamente descritos.

5.1 Eletropaulo

Para a empresa Eletropaulo foram testados 11 modelos econométricos distintos com as variáveis independentes já descritas e analisadas. No Anexo A,

especificamente no item 1, são apresentados os principais resultados de todos os modelos testados.

A seleção do modelo econométrico mais adequado teve como premissa inicial escolher aquele modelo em que todas as variáveis independentes fossem significativas, ou seja, todos seus coeficientes devem estar dentro do intervalo de confiança de 95%. Após isso restaram apenas os modelos M8 e M11 como adequados, sendo que eleger o melhor poder-se-ia avaliar aquele que apresenta o maior valor de R-square ajustado ou aquele que apresentasse os menores valores dos critérios de comparação Akaike, Schwarz ou Hannan-Quinn. Por fim, independente do critério de seleção adotado, para todos estes, o melhor modelo indicado é o M8, cujos resultados são apresentados a seguir.

As principais informações estatísticas do modelo selecionado estão conforme o quadro abaixo.

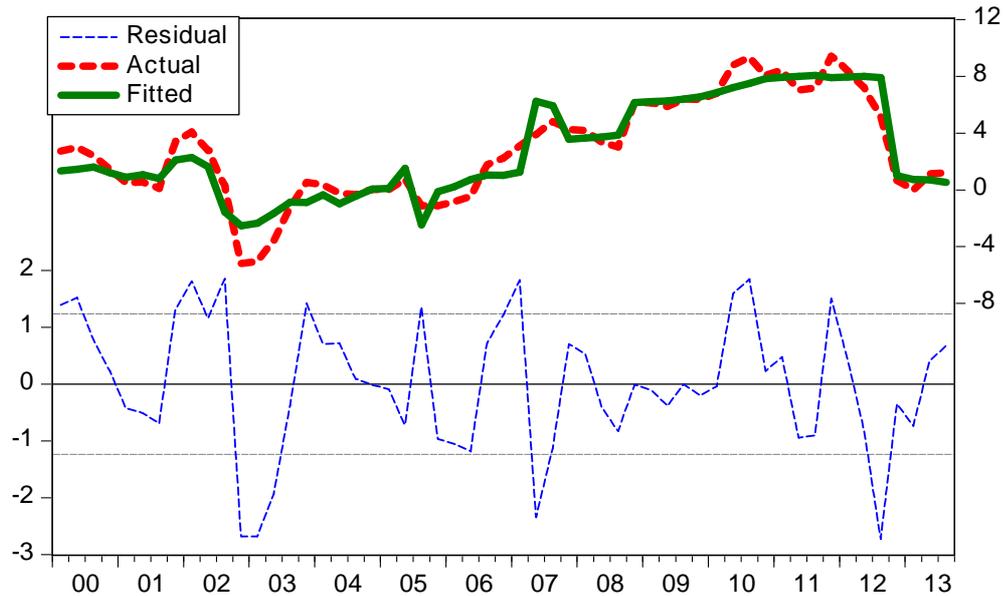
Quadro 16 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da Eletropaulo

Variável	Coefficiente	Desvio Padrão	t-Statistic	Prob.
V	0.132	0.005	24.048	0.000
IP	-0.090	0.006	-15.265	0.000
AF	0.049	0.019	2.669	0.010
D1	-2.116	0.659	-3.211	0.002
D2	-6.968	0.691	-10.086	0.000

Outra informação importante é o nível de assertividade do modelo, através de seu valor de R-square ajustado, que para o modelo escolhido foi de 0,88, ou seja, podemos compreender que os movimentos das variáveis independentes escolhidas são capazes de explicar 88% das alterações na variável dependente lucro por ação.

Após modelo, pode-se avaliar qual o comportamento dos dados estimados (*Fitted*) em relação aos valores originais de lucro por ação (*Actual*) ambos no eixo secundários do gráfico e quais os resíduos gerados (*Residual*), ou seja, os erros do modelo no eixo primário. Dado que o R-square do modelo não é de 100% espera-se que os valores modelados não se comportem exatamente iguais aos dados reais, conforme apresenta a figura abaixo.

Figura 2 - Resultados do modelo para Eletropaulo



Ainda, matematicamente o modelo pode ser representado conforme a equação:

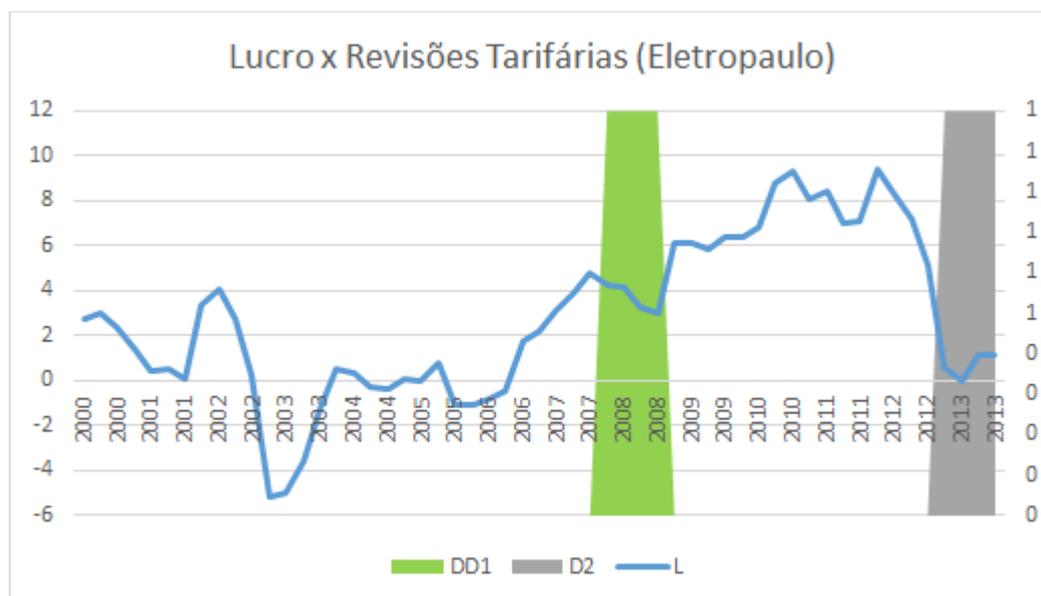
$$L = 0,132 \times V - 0,090 \times IP + 0,049 \times AF - 2,116 \times D1 - 6,967 \times D2$$

(Eq.5.1)

A partir disso podemos visualizar que algumas variáveis independentes tendem a melhorar o lucro por ação da empresa e outras tendem a torná-lo menor. O importante na análise é verificar o impacto das variáveis que representam as alterações regulatórias analisadas, ou seja, as variáveis D1 e D2 cujos impactos no lucro por ação são de -2,116 e -6,967, respectivamente. As variáveis independentes V (Vendas), IP (Investimentos sobre Patrimônio Líquido %) e AF (Alavancagem Financeira) tem seus impactos descritos, porém funcionam muito mais como variáveis de controle para o objetivo do trabalho.

A questão em análise é determinar a razoabilidade do impacto das 2 alterações regulatórias nos resultados da empresa, que representam valores muito significativos para a companhia. Em geral tem-se o demonstrado na figura abaixo.

Figura 3 - Lucro por ação em relação as variáveis D1 e D2 da Eletropaulo



Inicialmente tem-se que a revisão tarifária D1 provoca uma redução no lucro por ação de 2,116 e avaliando os dados reais verificasse que o lucro por ação da empresa antes da alteração era de 4,793 e após o período mais crítico de 4 trimestres passou a ser 3,019, ou seja, uma variação -1,774, muito próxima do valor estimado. Nesse aspecto é importante avaliar essa revisão baseado na análise e informações contidas na Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL, que descreve esse processo. Conforme descrito no Capítulo 3, a receita da distribuidora é composta pela Parcela A e pela Parcela B, sendo a primeira em princípio repassada integralmente ao consumidor e não causando impacto financeiro à empresa, portanto cabe avaliar os valores relativos a Parcela B.

Os aspectos mais significativos dessa alteração são a nova definição do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) real depois dos impostos reconhecido, que representa o Custo Médio Ponderado de Capital, partindo de 12,80% para 9,95%. Também foi reavaliado as receitas obtidas pela empresa e para tanto definiu-se que a Parcela A (não gerenciável) deveria ter um valor anual de R\$ 5.428.983.456,29 e já a parcela B (gerenciável) de R\$ 2.089.018.789,29, totalizando uma receita requerida de R\$ 7.518.002.245,58 para que a empresa operasse. Porém a receita verificada na época era de R\$ 8.118.395.944,05 o que já indicava que a empresa deveria faturar menos, ou seja, reduzir sua tarifa para que a empresa se adequasse, reduzindo inicialmente sua receita em R\$ 600.393.698,47. Tais

alterações ocasionaram um reposicionamento tarifário da Eletropaulo de -7,92%. Por fim, para que a ELETROPAULO tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica foram reposicionadas em -7,92%, considerando os componentes financeiros adicionais que reduzem sua tarifa em -0,51%, o reposicionamento final é um ajuste de -8,43%. Adicionalmente, a partir desse período é exigido da empresa um ganho de produtividade de 2,42% ao ano para os próximos anos.

Em resumo, tal alteração colocou a empresa em um cenário de otimização dos custos gerenciáveis, seja através da redução de seus custos operacionais, da melhor prudência na aplicação de investimentos e entre outros.

Já avaliação da revisão tarifária D2, o modelo indica uma redução no lucro por ação de 6,967 e analisando os dados antes desse período e no fim dele, verifica-se uma redução no lucro por ação de 3,994. A avaliação das causas dessa redução são avaliadas através das informações contidas Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL.

Dentre os pontos alterados se destacam a alteração novamente do WACC reconhecido de 9,95% para 7,50%, redefinição de sua receita pertencente da Parcela A para R\$ 7.708.514.827 e para sua Parcela B para R\$ 1.991.439.940 totalizando uma receita requerida de R\$ 9.699.954.767 versus uma receita verificada de R\$ 10.292.536.646, ou seja, indicando que um ajuste em sua receita deveria ser realizado já que a empresa estaria operando com valores acima dos necessários, reduzindo assim sua receita em R\$ 592.581.879 o que deveria ser refletido em sua tarifa.

Por fim essas alterações provocaram um reposicionamento tarifário final de -9,48%, formado por -5,76% de reposicionamento tarifário, adicionados aos componentes financeiros do período de -2,00% e subtraídos os componentes financeiros do ciclo anterior no valor 1,72%.

Novamente é um cenário que exige da empresa uma reavaliação de seus custos gerenciáveis, o que no curto prazo pode indicar redução dos custos operacionais ou até de investimentos.

5.2 CEMIG

Para a CEMIG foram testados ao todo 12 modelos econométricos e cujos resultados são apresentados no Anexo A, no item 2.

A premissa inicial para seleção do modelo é escolher aquele em que todas as suas variáveis independentes são significativas para o modelo, desta forma dos 12 modelos testados foram selecionados inicialmente apenas os modelos M7 e M12. Posteriormente dentre os 2 modelos a seleção do modelo final pode ser realizada através da análise do *R-square* ajustado ou pelos critérios de comparação Akaike, Schwarz ou Hannan-Quinn. Para todos os casos o modelo mais indicado é o modelo econométrico M7.

Um ponto importante dos modelos testados e em especial do modelo selecionado é que 2 variáveis que representam as alterações regulatórias em análise se comprovaram não significativas para explicar a variável dependente lucro por ação, sendo estas DD2 e DT2. A não significância da variável DD2, se deve basicamente que esta representa a revisão da estrutura tarifária do negócio de distribuição com impacto significativo a partir do 3º trimestre de 2013 e os dados econômicos em análise tem seu último valor no próprio 3º trimestre de 2013, ou seja, ainda que conceitualmente seja um alteração muito importante, esta série dummy apresenta apenas um valor igual a um, assim estatisticamente é razoável que não haja significância entre esta e a variável dependente. Já a variável DT2, ainda que representasse um impacto negativo importante sobre o lucro da empresa, onde em seus negócios de transmissão foi responsável por um reposicionamento tarifário de -15,88%, esta foi compensado por outros resultados positivos do grupo e dado que os valores econômicos analisados são da Holding CEMIG, a não significância se justifica.

As informações estatísticas mais importantes do modelo selecionado são conforme o quadro abaixo.

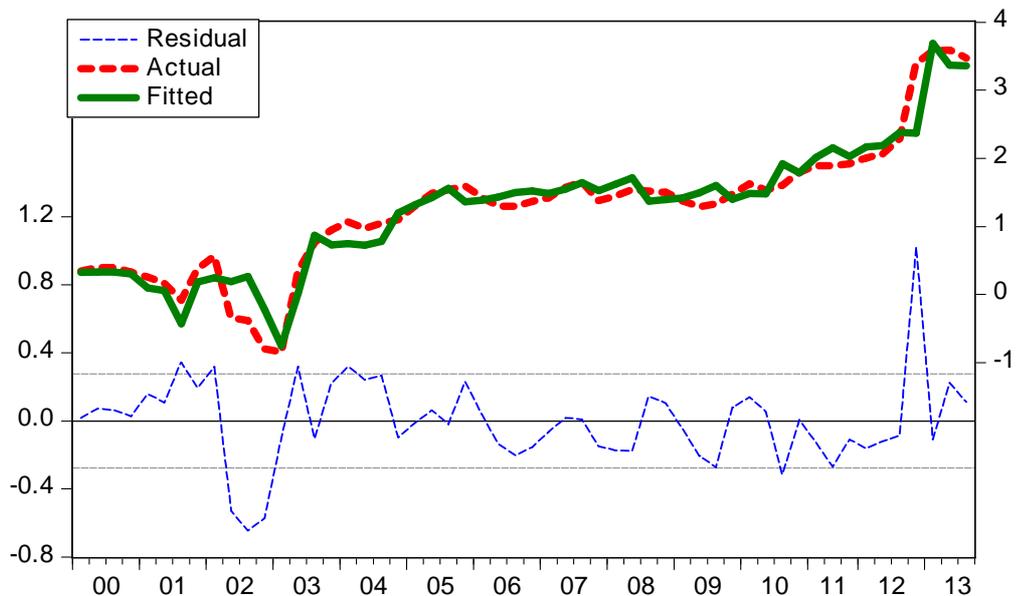
Quadro 17 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da CEMIG

Variável	Coeficiente	Desvio Padrão	t-Statistic	Prob.
P	0,214	0,055	3,870	0,000
V	0,066	0,030	2,229	0,031
IP	0,025	0,004	6,309	0,000
LG	-0,907	0,372	-2,436	0,019
AF	0,065	0,031	2,087	0,043
AO	-0,139	0,017	-8,111	0,000
DD2	-0,327	0,147	-2,215	0,032
DT1	-0,319	0,157	-2,033	0,048

Também verificou-se que o nível de assertividade do modelo através do seu valor *R-square* ajustado foi de 0,917, ou seja, o modelo é capaz de responder 91,7% dos movimentos da variável dependente lucro por ação da CEMIG.

O comportamento dos dados estimados (*Fitted*) em relação aos valores originais de lucro por ação (*Actual*) ambos no eixo secundários do gráfico e quais os resíduos gerados (*Residual*), ou seja, os erros do modelo no eixo primário podem ser avaliados na figura a seguir, representando o nível de assertividade do modelo escolhido.

Figura 4 - Resultados do modelo para CEMIG



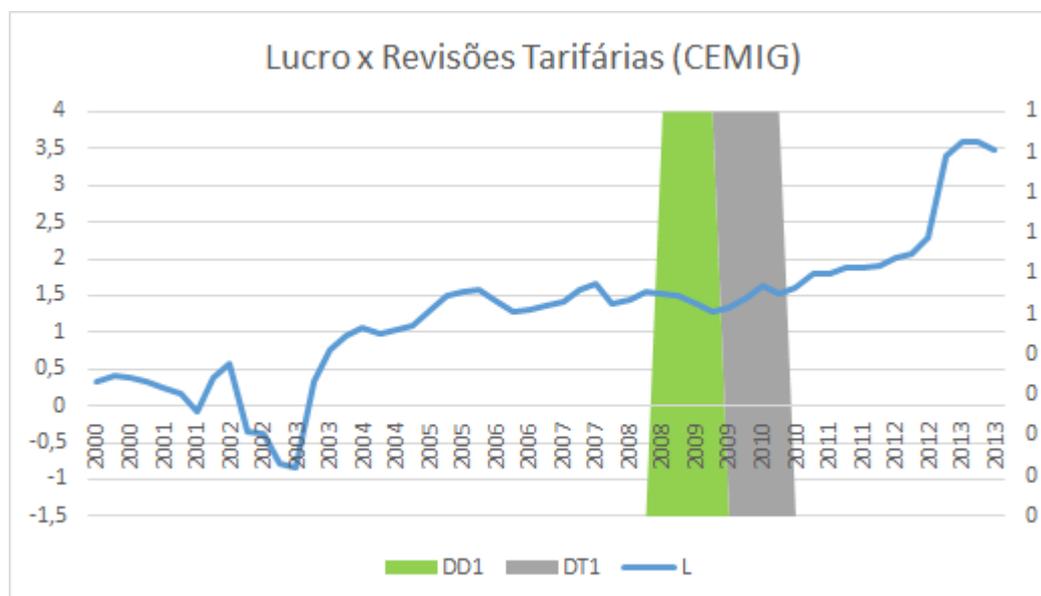
Ainda, matematicamente o modelo pode ser representado conforme a equação:

$$L = 0,214 \times P + 0,066 \times V + 0,025 \times IP - 0,907 \times LG + 0,065 \times AF - 0,139 \times AO - 0,3275 \times DD1 - 0,319 \times DT1 \quad (\text{Eq.5.2})$$

Assim, pode-se analisar o impacto das variáveis independentes na variável dependente lucro por ação da empresa, verificando que algumas tem impacto positivo sobre este e outras impacto negativo. O importante neste momento é analisar as variáveis que representam as alterações regulatórias analisadas, ou seja, neste caso são as variáveis DD1 e DT1 cujos impactos no lucro por ação são de -0,3275 e -0,319 respectivamente. As demais variáveis independentes são importantes, porém funcionam muito mais como variáveis independentes de controle para estimar as variáveis relativas as alterações regulatórias já mencionadas.

Desta forma tem-se que analisar se o impacto das 2 alterações regulatórias analisadas no lucro da empresa é realmente significativo para empresa ou não. Visualmente isso pode ser verificado no gráfico abaixo.

Figura 5 - Lucro por ação em relação as variáveis DD1 e DT1 da CEMIG



Na análise inicial do impacto da revisão tarifária DD1 verifica-se que pelo modelo essa provoca uma redução no lucro por ação de 0,327 e ao analisar os dados reais verificasse que o lucro por ação da empresa antes da alteração e após o período mais crítico teve uma variação -0,252, muito próxima do valor estimado. A

análise de tal impacto é realizada através das informações contidas na Nota Técnica n.º 92/2008-SRE/ANEEL, que é a nota técnica que expõe os resultados desta revisão tarifária.

Nessa revisão tarifária, dentre os pontos alterados que se destacam tem-se a alteração do WACC reconhecido de 9,95% para 7,50%, redefinição de sua receita pertencente da Parcela A para R\$ 3.659.504.139,39 e para sua Parcela B para R\$ 2.602.709.189,75 totalizando uma receita requerida de R\$ 6.262.213.329,14 versus uma receita verificada de R\$ 7.610.501.417,46 , ou seja, indicando que um ajuste na receita da empresa deveria ser realizado para que ela operasse com custos eficientes, fazendo-a reduzir sua receita em R\$ 1.348.288.088,32 o que é realizado através da redução de sua tarifa.

No final as alterações ocasionaram para a empresa um reposicionamento tarifário final de -7,14%, formado por uma redução 18,09% de reposicionamento tarifário e adicionados os componentes financeiros do período de 10,95%.

Tal redução representa para os negócios de distribuição da CEMIG um novo cenário em que a empresa deveria reavaliar seus custos gerenciáveis, com o objetivo de reduzir seus custos operacionais ou até seus investimentos.

Para a revisão tarifária dos negócios de transmissão DT1, o modelo indica que esta causa uma redução no lucro por ação de -0,319 e a análise dos dados reais indica que o lucro por ação teve uma ligeira elevação de 0,244. Tal diferença se deve basicamente ao fato dos resultados da CEMIG, por ser uma holding, são apresentados como valores consolidados de todos os negócios e dado que o peso dos negócios de transmissão serem reduzidos em relação ao total, tais valores nem sempre convergem. A análise dessa revisão tarifária é realizada tendo como subsidio as informações contidas na Nota Técnica nº 214/2009-SRE/ANEEL.

Nessa revisão, dentre os pontos alterados se destacam a alteração novamente do WACC reconhecido de 12,80% para 9,18%, redefinição de sua receita requerida para R\$ 333.505.170,54 versus uma receita verificada do ciclo anterior de R\$ 316.107.885,62, ou seja, indicando uma defasagem de receita e que a empresa estaria operando com valores abaixo dos necessários, promovendo um aumento em sua receita de R\$ 17.397.284,92 promovendo um aumento em sua tarifa.

Desta forma, essas alterações provocaram uma reposicionamento tarifário final de +5,35%, ou seja, um acréscimo em suas tarifas.

Nessa revisão, a análise pertinente é identificar porque um aumento de tarifa provocaria uma redução no lucro por ação conforme indica o modelo em análise. Porém, o que se verifica é que novamente por se tratar de uma holding, o valor da variável dependente lucro por ação é distorcido em função dos resultados dos negócios de distribuição e geração, não refletindo somente os ganhos obtidos na revisão tarifaria dos negócios de transmissão em análise.

5.3 COPEL

Para a COPEL também 12 modelos econométricos foram avaliados e cujos resultados são apresentados no Anexo A, no item 3.

Dos 12 modelos elaborados, o filtro inicial é realizado selecionando apenas os modelos em que todas as variáveis são significativas, assim somente os modelos M7, M8, M11 e M12 são considerados. Dentre os 4 modelos a escolha do modelo final é realizada elegendo aquele que possuir o maior *R-square* ajustado ou o menor critério de comparação (Akaike, Schwarz ou Hannan-Quinn) e em ambos os casos o modelo selecionado é o modelo econométrico M7.

Para o modelo selecionado é importante destacar que duas variáveis que representam alterações regulatórias foram excluídas, pois demonstraram não serem significativas para explicar as variações da variável dependente lucro por ação. Para a variável DD2, isso ocorre muito provavelmente que ao contrário do que ocorreu com as demais distribuidoras de energia, para a COPEL o impacto desta foi quase irrelevante, pois resultou em uma revisão tarifaria de -0,65% apenas, enquanto distribuidoras de porte similar como Eletropaulo o impacto foi uma redução de -9,48%. Já para a variável DT2 este teve um reposicionamento tarifário de -22,88% o que representou um ajuste anula de R\$ -40.091.121,40 em suas receitas, impacto muito negativo na empresa mas que no mesmo período foram eliminados em função do acréscimo de R\$ 151,2 milhões de atualização monetária do ativo financeiro da atividade de distribuição.

Para o modelo M7 selecionado as principais informações estatísticas do modelo são apresentadas no quadro a seguir.

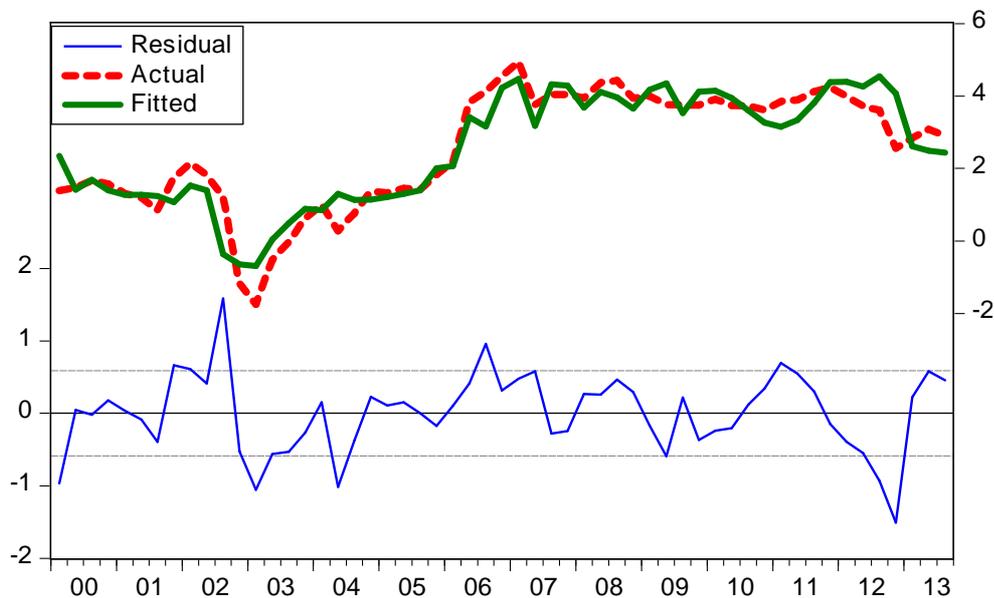
Quadro 18 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da COPEL

Variável	Coefficiente	Desvio Padrão	t-Statistic	Prob.
P	-0,178	0,030	-5,869	0,000
V	-0,147	0,032	-4,654	0,000
IP	-0,368	0,046	-7,971	0,000
LG	5,604	0,952	5,884	0,000
AO	3,591	0,750	4,789	0,000
CX	3,380E-09	4,960E-10	6,817	0,000
DD1	0,915	0,335	2,729	0,009
DT1	1,054	0,372	2,830	0,007

Também é destaque o *R-square* ajustado do modelo foi de 0,866, ou seja, o modelo é capaz de responder 86,6% dos movimentos da variável dependente lucro por ação da COPEL.

Já o comportamento dos dados estimados em relação aos valores originais de lucro por ação, ambos no eixo secundários, e os seus resíduos gerados, ou seja, os erros do modelo no eixo primário podem ser avaliados na figura a seguir, representando o nível de assertividade do modelo escolhido.

Figura 6 - Resultados do modelo para COPEL



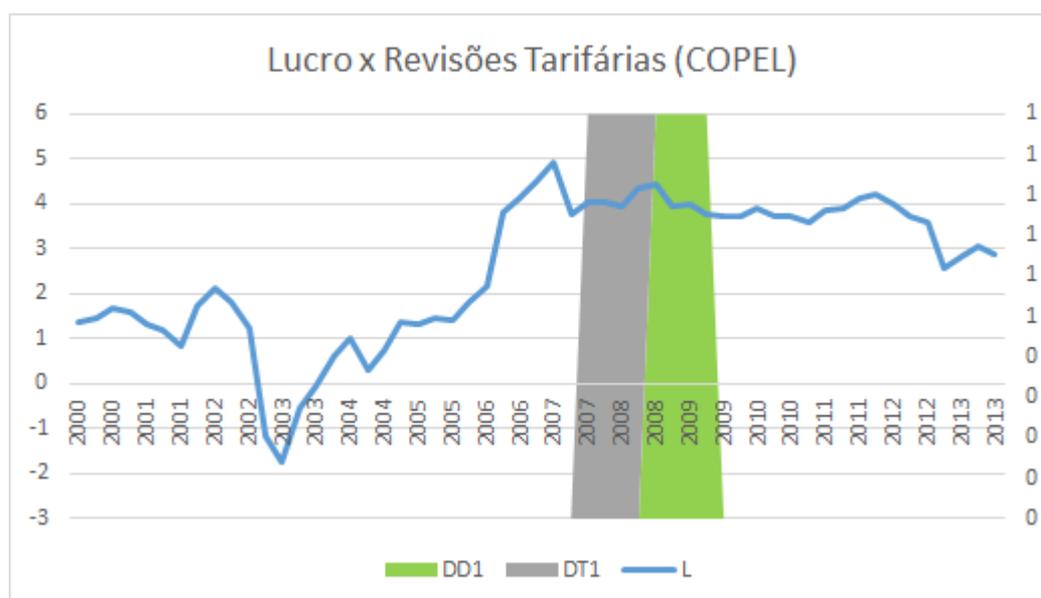
Ainda, matematicamente o modelo pode ser representado conforme a equação:

$$L = -0,178 \times P - 0,147 \times V - 0,368 \times IP + 5,604 \times LG + 3,591 \times AO + 3,38E - 09 \times CX + 0,915 \times DD1 + 1,054 \times DT1 \quad (\text{Eq.5.3})$$

Assim, pode-se analisar o impacto das variáveis independentes na variável dependente lucro por ação da empresa, verificando que algumas têm impacto positivo sobre este e outras impacto negativo. O importante neste momento é analisar as variáveis que representam as alterações regulatórias analisadas, ou seja, neste caso são as variáveis DD1 e DT1 cujos impactos no lucro por ação são de +0,915 e +1,054 respectivamente.

Desta forma tem-se que analisar se o impacto das 2 alterações regulatórias analisadas no lucro da empresa é realmente significativo para empresa ou não. Visualmente isso pode ser verificado no gráfico abaixo.

Figura 7 - Lucro por ação em relação as variáveis DD1 e DT1 da COPEL



Na análise inicial do impacto da revisão tarifária DD1 verifica-se que pelo modelo essa provoca um aumento no lucro por ação de +0,915 e ao analisar os dados reais verificasse que o lucro por ação da empresa antes da alteração e após o período mais crítico teve uma variação -0,657. A análise de tal impacto é realizada através das informações contidas na Nota Técnica nº 184/2009-SRE/ANEEL, que apresenta os resultados desta revisão tarifária.

Assim com outras revisões de outras empresas, tem-se a alteração do WACC reconhecido de 9,95% para 7,50%, redefinição de sua receita pertencente da Parcela A para R\$ 2.777.939.891,00 e para sua Parcela B para R\$ 1.310.996.207,00 totalizando uma receita requerida de R\$ 4.042.309.307,00 versus uma receita verificada de R\$ 4.354.471.413,00 , ou seja, indicando que um ajuste na receita da empresa deveria ser realizado para que ela operasse com custos eficientes, fazendo-a reduzir sua receita em R\$ 312.162.106,00 o que é realizado através da redução de sua tarifa.

Antes do período de ajuste tarifário a ANEEL já havia indicado que seria necessário um reposicionamento tarifário final de -7,14%. O que obrigou a companhia a se ajustar ao novo cenário mais crítico, adaptando na medida do possível sua estrutura a estrutura ideal indicada pela ANEEL. Porém, uma nova avaliação do órgão regulador, teve que alocar os componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica de 3,82% e em decorrência da retirada da base tarifária de um componente financeiro negativo de 3,27%, totalizando no final um aumento médio (não linear) de + 0,04%, revertendo os valores indicados inicialmente e gerando o lucro não esperado inicialmente. O que justifica o valor indicado pelo modelo.

Para a revisão tarifária dos negócios de transmissão DT1, o modelo indica que esta causa um aumento no lucro por ação de +1,054 e a análise dos dados reais indica que o lucro por ação teve uma ligeira elevação de +0,390. A análise dessa revisão tarifária é realizada tendo como subsidio as informações contidas na Nota Técnica nº 170/2007-SRE/ANEEL.

Também nessa revisão, se destacam a alteração do WACC reconhecido de 12,80% para 9,18%, redefinição de sua receita requerida para R\$ 330.051.877,11 versus uma receita verificada do ciclo anterior de R\$ 345.621.586,00, ou seja, indicando que a empresa estaria operando com valores acima dos necessários, promovendo uma redução em sua receita de R\$ 15.569.708,89.

Desta forma, essas alterações provocaram um reposicionamento tarifário final de -15,08%, ou seja, uma redução significativa em suas tarifas.

A avaliação dessa revisão por isso só, indica que deveria ocorrer um efeito negativo sobre o lucro da empresa, porém não é isso que os resultados da empresas e o próprio modelo indicam. Esta falta de convergência nos valores ocorre porque os resultados da empresa são apresentados como grupo e nesse período os

negócios de geração e distribuição compensaram os resultados negativos da transmissão.

5.4 CPFL Paulista

Para as análises da CPFL Paulista foram testados 11 modelos econométricos distintos, cujos resultados são apresentados no Anexo A, no item 4.

Inicialmente, dentre os modelos estudados devem ser selecionados aquelas em que todas as variáveis testadas são significativas, ou seja, seus coeficientes devem estar dentro do intervalo de confiança de 95%. Assim, apenas os modelos M8, M9 e M11 estão adequados, sendo que a escolha pode ser realizada selecionando aquele que apresentar o maior valor de R-square ajustado ou aquele que apresentar o menor valor em módulo de um dos critérios de comparação (Akaike, Schwarz ou Hannan-Quinn). Por fim, a seleção pelo R-square ajustado indica o modelo M8 como mais adequado, já pelos critérios de comparação o modelo M8 ou M11. Desta forma, a escolha foi direcionada para a seleção do modelo M8, que se enquadra como mais adequado em ambos os critérios (R-square e critério de comparação).

As principais informações estatísticas do modelo selecionado estão conforme o quadro abaixo.

Quadro 19 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da CPFL

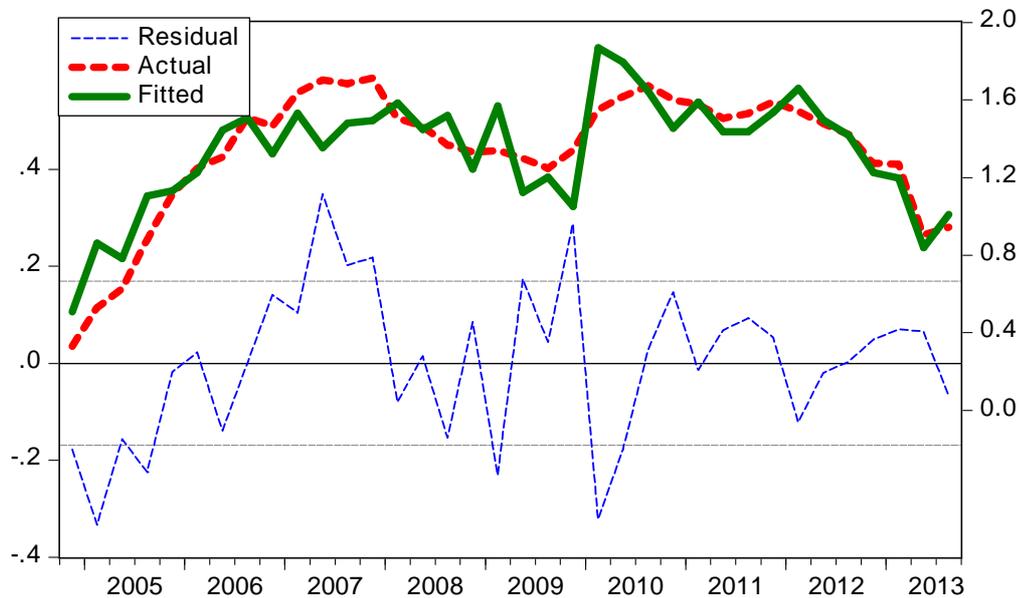
Variável	Coefficiente	Desvio Padrão	t-Statistic	Prob.
P	0,233	0,033	7,065	0,000
IP	0,040	0,006	7,201	0,000
AO	-2,989	0,423	-7,069	0,000
D1	0,390	0,095	4,126	0,000
D2	0,557	0,207	2,697	0,011

Também é destaque o valor do R-square ajustado, que para o modelo escolhido foi de 0,74, ou seja, podemos compreender que os movimentos das variáveis independentes escolhidas são capazes de explicar 74% das alterações na variável dependente lucro por ação.

Após modelo, pode-se avaliar qual o comportamento dos dados estimados (*Fitted*) em relação aos valores originais de lucro por ação (*Actual*) ambos no eixo

secundários do gráfico e quais os resíduos gerados (*Residual*), ou seja, os erros do modelo no eixo primário, conforme apresenta a figura abaixo.

Figura 8 - Resultados do modelo para CPFL



Matematicamente o modelo pode ser representado conforme a equação:

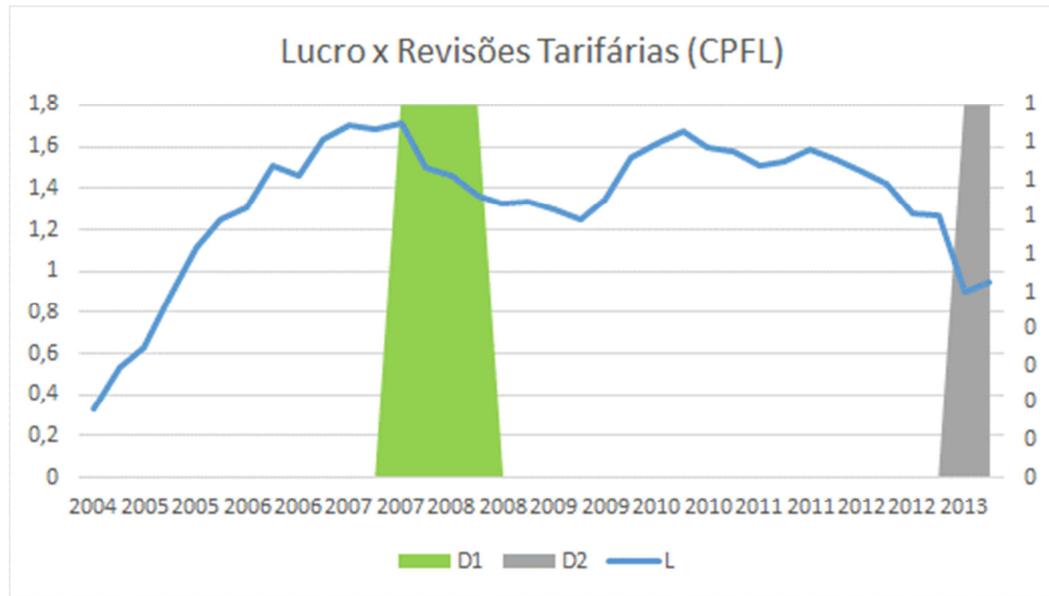
$$L = 0,233 \times P + 0,040 \times IP - 2,989 \times AO + 0,390 \times D1 + 0,557 \times D2$$

(Eq.5.4)

Após isso, é importante verificar o impacto das variáveis que representam as alterações regulatórias analisadas, ou seja, as variáveis D1 e D2 cujos impactos no lucro por ação são de +0,390 e +0,557 respectivamente. As variáveis independentes são importantes, porém funcionam muito mais como variáveis de controle para o objetivo desta análise.

O impacto das 2 alterações regulatórias nos resultados da empresa, que representam valores muito significativos para a companhia. Em geral tem-se o demonstrado na figura abaixo.

Figura 9 - Lucro por ação em relação as variáveis D1 e D2 da CPFL



Avaliando a revisão tarifária D1 tem-se que pelo modelo essa promove um aumento no lucro por ação de 0,390 e avaliando os dados reais verificasse que o lucro por ação da empresa teve uma variação -0,317. A avaliação do que ocorreu nessa revisão tarifaria é baseada nos dados que constam na Nota Técnica n.º 088/2009-SRE/ANEEL.

Nesse período as alterações mais importantes são a nova definição do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) real depois dos impostos reconhecido, que representa o Custo Médio Ponderado de Capital, partindo de 12,80% para 9,95%. Novas receitas requeridas, sendo que a Parcela A deveria ter um valor anual de R\$ 3.314.616.686,81 e a parcela B um valor de R\$ 1.179.401.500,09, totalizando uma receita requerida de R\$ 4.494.018.186,90. Porém a receita verificada no período era R\$ 5.198.356.045,49 o que indicava uma potencial redução de tarifa para que a empresa se adequasse, reduzindo sua receita em R\$ 704.337.858,59. Desta forma, o reposicionamento tarifário final da companhia foi de -14,07%.

Desta forma, a redução do lucro da empresa é justificada, demonstrando que para esse caso específico o modelo não representou adequadamente o impacto dessa alteração.

Para a revisão tarifária D2, o modelo indica um aumento no lucro por ação de 0,557 e avaliando os dados reais verificasse que o lucro por ação da empresa teve

uma variação -0,324. Baseado nas informações contidas na Nota Técnica nº 097/2013-SRE/ANEEL é realizado uma avaliação desse período.

Devem ser destacados nessa revisão da estrutura tarifária, a alteração novamente do WACC reconhecido de 9,95% para 7,50%, redefinição de sua receita requerida para um total de R\$ 5.879.995,53, representando um incremento de 4,53% em relação a receita verificada no ciclo anterior. Tais alterações promoveram um reposicionamento tarifário de + 5,48%.

Assim, o aumento de tarifa +5,48% justifica o indicativo do modelo em um aumento no lucro por ação da companhia. Porém, de fato o lucro teve uma redução, o que é explicado ao se analisar a estrutura do negócio da companhia e da revisão tarifária, pois conforme mencionado anteriormente cabe a companhia de distribuição a gestão da chamada Parcela B. Nesse aspecto, o que se observa nesta revisão é que a Parcela B teve sua receita requerida reduzida em 6,79%, ou seja, mantido sua estrutura de custos anterior, a empresa teve seus custos reconhecidos nesse novo ciclo inferiores ao que praticava, o que explica a redução do lucro verificada.

5.5 Light

Para a avaliação da Light foram testados 9 modelos econométricos, cujos resultados são apresentados no Anexo A, no item 5.

O objetivo é avaliar da revisão D1 nos resultados da empresa, ou seja, algum modelo que apresente seu coeficiente significativo. Porém ao testar diversos modelos, nenhum destes apresentaram essa variável D1 como significativa e os modelos que por foram validos foram aqueles em que não se incluía essa variável.

A explicação para tanto é que a reposição tarifaria da empresa para esse período foi de apenas +1,96%.

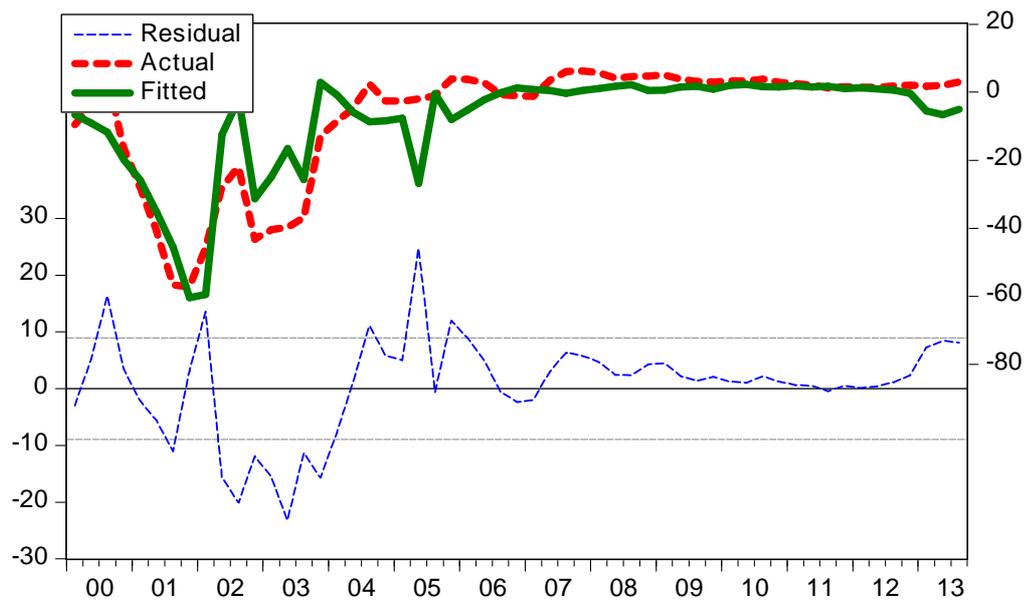
Dentre os modelos restantes, tiveram resultados com as variáveis significativas os modelos M6, M7, M8 e M9. E que pelos critérios de comparação, o melhor modelo é o modelo M6. As principais informações estatísticas do modelo selecionado estão conforme o quadro abaixo.

Quadro 20 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da Light

Variável	Coefficiente	Desvio Padrão	t-Statistic	Prob.
P	0.354	0.073	4.866	0.000
V	-0.100	0.013	-7.708	0.000
IP	-0.336	0.111	-3.011	0.004
AF	-0.424	0.085	-5.015	0.000

Tal modelo apresentou um R-square ajustado de 0,74. A análise da relação dos dados estimados (*Fitted*) em relação aos valores originais de lucro por ação (*Actual*) ambos no eixo secundários do gráfico e seus resíduos gerados (*Residual*), conforme apresenta a figura abaixo.

Figura 10 - Resultados do modelo para Light



Matematicamente o modelo pode ser representado conforme a equação:

$$L = 0,354 * P - 0,100 * V - 0,336 * IP - 0,424 * AF \quad (\text{Eq.5.5})$$

Desta forma, para a empresa Light não foi possível inferir o impacto da revisão tarifária sobre seus resultados.

5.6 CELESC

As análises da CELESC foi necessário testar somente 6 modelos econométricos distintos, cujos resultados são apresentados no Anexo A, no item 6.

Para selecionar o melhor modelo, tem-se como premissa inicial selecionar um modelo em que todas as variáveis envolvidas sejam significativas. Para tanto são selecionados os modelos M4 e M5. Posteriormente avaliando os critérios de comparação destes 2 modelos, tem-se que o melhor modelo é o modelo M4. As principais informações estatísticas do modelo selecionado estão conforme o quadro abaixo.

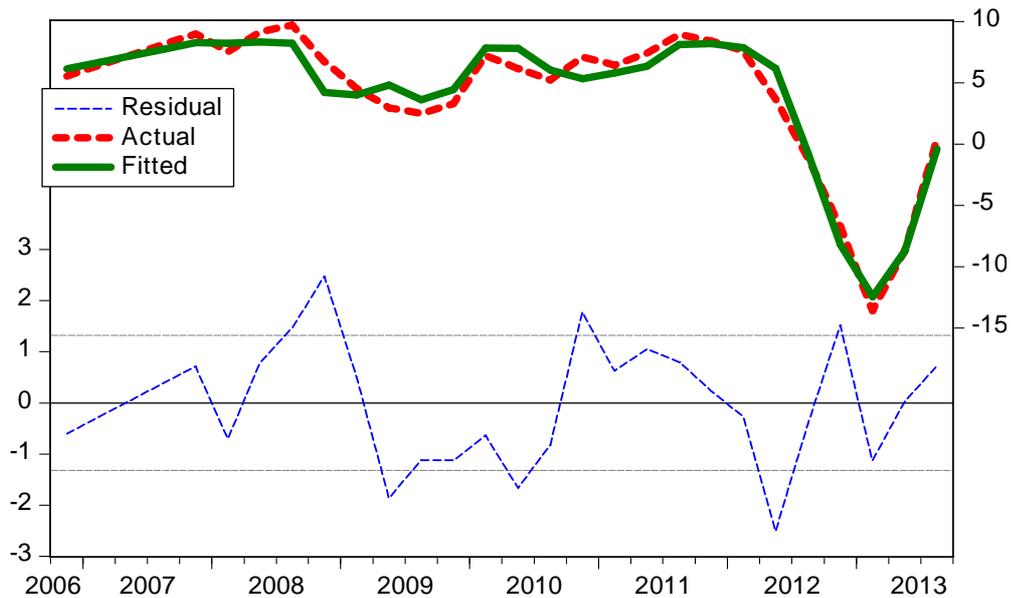
O modelo selecionado apresenta as estatísticas conforme quadro abaixo.

Quadro 21 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da CELESC

Variável	Coeficiente	Desvio Padrão	t-Statistic	Prob.
Cte	24,390	3,887	6,275	0,000
V	-0,175	0,075	-2,339	0,029
LG	8,140	3,386	2,404	0,026
AF	-2,244	0,468	-4,790	0,000
AO	-1,372	0,325	-4,228	0,000
DD1	-3,781	0,987	-3,833	0,001
DD2	-19,923	2,788	-7,146	0,000

Tal modelo apresentou um R-square ajustado de 0,94. A análise da relação dos dados estimados (*Fitted*) em relação aos valores originais de lucro por ação (*Actual*) ambos no eixo secundários do gráfico e seus resíduos gerados (*Residual*), conforme apresenta a figura abaixo.

Figura 11 - Resultados do modelo para CELESC

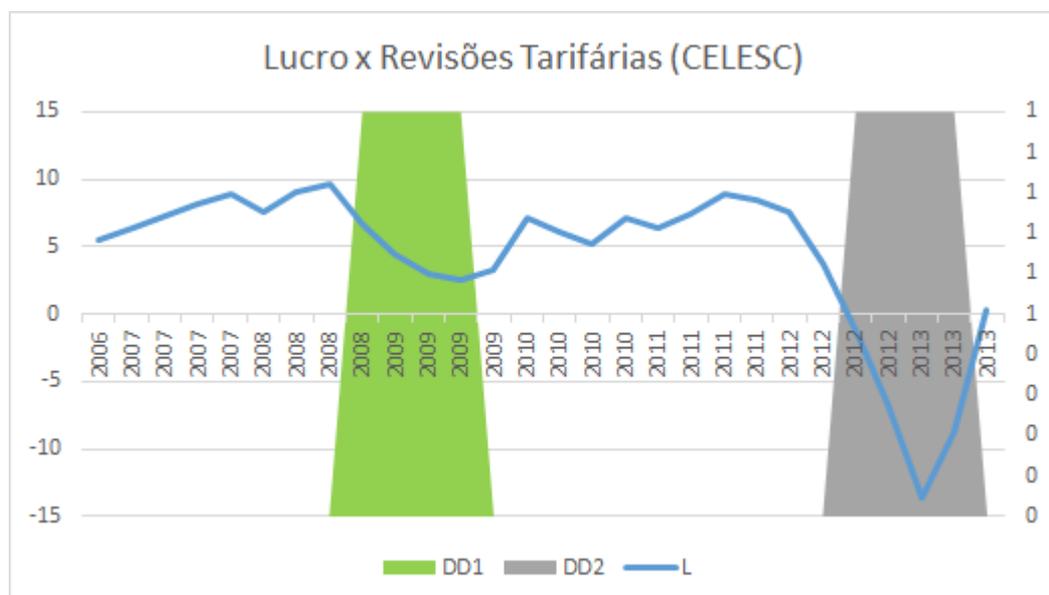


Matematicamente o modelo pode ser representado conforme a equação:

$$L = 24,390 - 0,175 \times V + 8,140 \times LG - 2,244 \times AF - 1,372 \times AO - 3,781 \times DD1 - 19,923 \times DD2 \quad (\text{Eq.5.6})$$

O impacto das 2 alterações regulatórias pode ser visualizado graficamente conforme figura abaixo.

Figura 12 - Lucro por ação em relação as variáveis D1 e D2 da CELESC



Assim, verifica-se que todas as alterações regulatórias tem impacto significativo nos resultados das empresas.

A revisão tarifaria DD1, após avaliações do regulador representou um reposicionamento tarifário para a empresa de -4,5%, causado principalmente pela revisão dos custos da Parcela B requeridos versus os custos verificados e pela revisão do WACC de 12,80% para 9,95%. Desta forma, é razoável confirmar os resultados apresentados pelo modelo para a variável DD1.

A análise da revisão tarifaria DD2, foi homologada pelo regulador com um reposicionamento tarifário para a empresa de -5,49% e com um efeito médio sobre o consumidor de -0,32%, ocasionado pela revisão dos custos da Parcela B requeridos versus os custos verificados e pela revisão do WACC reconhecido de 9,95% para 7,50%. Assim, também é razoável afirmar que os resultados apresentados pelo modelo para a variável DD2 são adequados.

5.7 Eletrobrás

Para a Eletrobrás, foram testado 9 modelos econométricos distintos, cujos resultados são apresentados no Anexo A, no item 7.

Novamente, a seleção do melhor inicia com a premissa de buscar um modelo em que todas as variáveis utilizadas sejam significativas. Para tanto, somente os modelos M6 e M7 se enquadram nessa premissa. Posteriormente a escolha final do melhor modelo se baseia nos principais critérios de comparação e onde se conclui que o melhor modelo é o modelo M6. No quadro abaixo é apresentado as principais informações estatísticas deste modelo.

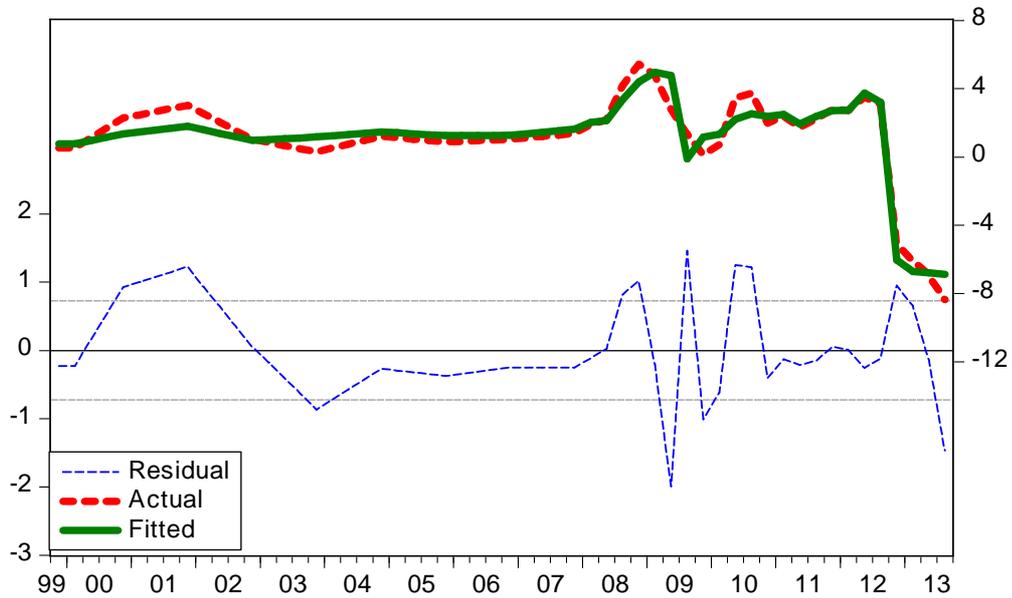
Quadro 22 - Estatísticas do melhor modelo econométrico da Eletrobrás

Variável	Coefficiente	Desvio Padrão	t-Statistic	Prob.
V	0,073	0,010	7,237	0,000
AF	0,818	0,104	7,875	0,000
AO	-0,099	0,029	-3,478	0,001
DG	-10,446	0,505	-20,693	0,000

Tal modelo apresentou um R-square ajustado de 0,91. A análise da relação dos dados estimados (*Fitted*) em relação aos valores originais de lucro por ação

(*Actual*) ambos no eixo secundários do gráfico e seus resíduos gerados (*Residual*), conforme apresenta a figura abaixo.

Figura 13 - Resultados do modelo para Eletrobrás

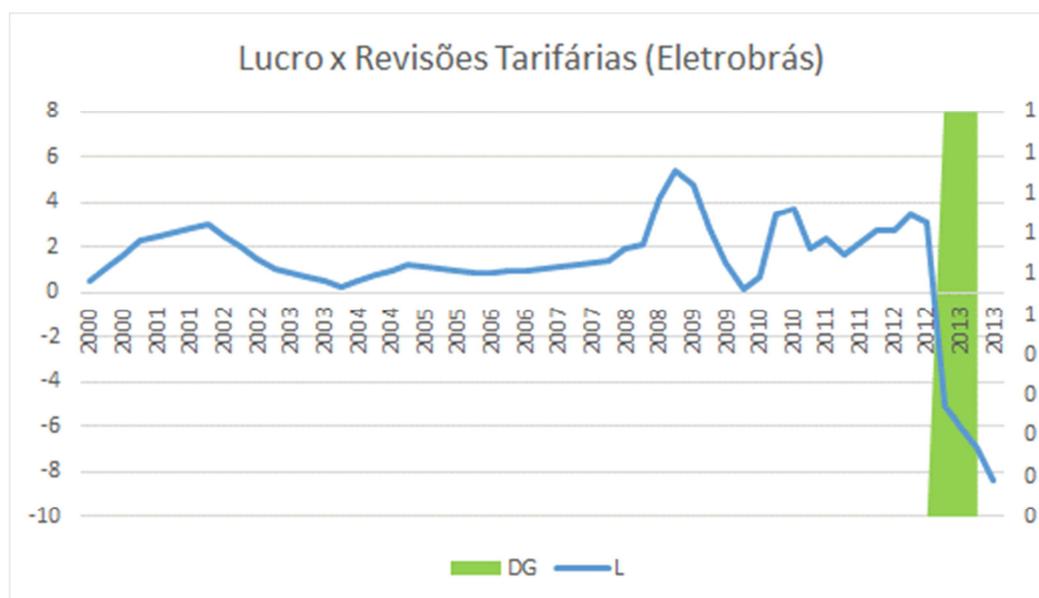


Matematicamente o modelo pode ser representado conforme a equação:

$$L = 0,073 \times V + 0,818 \times AF - 0,099 \times AO - 10,446 \times DG \quad (\text{Eq.5.7})$$

O impacto desta alteração pode ser visualizado graficamente conforme figura abaixo.

Figura 14 - Lucro por ação em relação a variável DG da Eletrobrás



Para a Eletrobrás a alteração regulatória DG, que representa o novo período em que a empresa aceitou renovar antecipadamente suas concessões, pelo modelo econométrico desenvolvido implica em uma redução no lucro por ação da empresa de 10,466, afetando significativamente os resultados da empresa, enquanto a redução realmente verificada foi de 11,432.

Essa modificação impactou o fluxo da empresa, pois a empresa recebia anteriormente a mudança, um valor pelo preço da energia correspondente ao custo de operação e manutenção de seu ativo e também a depreciação e amortização dos investimentos iniciais realizados para a construção/obtenção deste ativo. Ao entrar em vigor tal alteração, a empresa passou a receber em tese somente os valores correspondentes ao custo de operação e manutenção, reduzindo do seu faturamento o a amortização ou depreciadas.

O desafio da empresa é portanto ajustar seu custo operacional aos novos valores propostos pela alteração em vigor, pois se assim não o fizer estará constante acumulando resultados financeiros desfavoráveis. O risco é que a redução nos custos operacionais poderá implicar em qualidade técnica na operação de seus ativos inferior ao desejado.

5.8 Análises Comparativas

Para realizar uma melhor avaliação dos resultados obtidos, é apresentado um resumo dos modelos escolhidos para cada empresa, com seus respectivos coeficientes e R-square ajustado, conforme quadro abaixo. Onde as variáveis não significativas não possuem um coeficiente associado, ou seja, não fazem parte da equação final que rege o comportamento do lucro por ação.

Quadro 23 - Modelos das empresas analisadas

Empresa	Cte	P	V	IP	LG	AF	AO	CX	DD1	DD2	DT1	DT2	DG	R2 Ajust.
Eletropaulo	-	-	0.132	-0.090	-	0.049	-	-	-2.116	-6.968	-	-	-	0.881
CEMIG	-	0.214	0.066	0.025	-0.907	0.065	-0.139	-	-	-0.327	-0.319	-	-	0.917
COPEL	-	-0.178	-0.147	-0.368	5.604	-	3.591	3.380E-09	0.915	-	1.054	-	-	0.866
CPFL	-	0.233	-	0.040	-	-	-2.989	-	0.390	0.557	-	-	-	0.745
Light	-	0.354	-0.100	-0.336	-	-0.424	-	-	-	-	-	-	-	0.742
CELESC	24.390	-	-0.175	-	8.140	-2.244	-1.372	-	-3.781	-19.923	-	-	-	0.946
Eletrobrás	-	-	0.073	-	-	0.818	-0.099	-	-	-	-	-	-10.446	0.915

No que tange as variáveis independentes utilizadas para explicar a variável dependente lucro por ação, observa-se diversos comportamentos em comum entre as empresas.

Tem-se que a variação do patrimônio influencia positivamente o lucro por ação, o que é razoável, pois são empresas reguladas cujas tarifas contemplam o custo do capital investido em novos ativos, ou seja, o aumento de patrimônio significará um aumento de tarifa, o que resultará em um lucro maior. Outra variável econômica que contribuiu positivamente para o aumento do lucro é a liquidez geral, ou seja, é razoável também assumir que sua capacidade de honrar seus compromissos contribua para sua melhora em seu lucro. Desta forma, tem-se que avaliar se as alterações regulatórias impostas em cada revisão tarifaria impactam sobre essas variáveis. O aumento do patrimônio de empresas reguladas estará fortemente influenciado pelo reconhecimento desse patrimônio por parte do órgão regulador, ou seja, cabe a ANEEL definir em cada revisão tarifaria se os investimentos realizados foram prudentes ou não e se deverão ser reconhecidos na tarifa do próximo ciclo. Tal análise também cabe a liquidez geral, pois esta representa a relação dos ativos da empresa com seus passivos.

Ao mesmo tempo, que em geral tem-se variáveis que impactam negativamente o lucro por ação das empresas. Neste aspecto estão em destaque o objetivo desse trabalho, ou seja, as variáveis dummies que representam as

alterações tarifárias realizadas em cada empresa. Tais variáveis tem em comum o fato de impactarem negativamente as duas variáveis anteriores, pois como avaliado toda alteração regulatória executada tende a realizar um ajuste na receita requerida para cada negócio, com o objetivo de buscar a eficiência econômica destas. Assim, é possível inferir que dentro do escopo avaliado, todas as alterações regulatórias executadas até o momento e representadas pelas variáveis dummies alteraram premissas econômico financeiras das empresas que reduziram seu lucro por ação.

Também é importante verificar o comportamento de cada empresa frente a cada uma das alterações regulatórias vivencias sobre seus principais negócios.

O quadro a seguir, destaca os negócios que a empresa possui, podendo ser de Distribuição (D), Transmissão (T) ou de Geração (D) e destaca se para cada alteração analisada de fato influenciaram negativamente seus negócios e por fim apresenta o tipo de controle da empresa, podendo ser esta estatal ou privada.

Quadro 24 - Resultados das alterações nas empresa

Empresa	Negócios	DD1	DD2	DT1	DT2	DG	Controle
Eletropaulo	D	Sim	Sim	-	-	-	Privado
CEMIG	GTD	Sim	-	Sim	Não	-	Estatal
COPEL	GTD	Sim	Não	Sim	Não	-	Estatal
CPFL	D	Sim	Sim	-	-	-	Privado
Light	D	Não	-	-	-	-	Privado
CELESC	GD	Sim	Sim	-	-	-	Estatal
Eletróbrás	G	-	-	-	-	Sim	Estatal

A avaliação comparativa nesse ponto é determinar se os negócios em que a empresa atua e o seu tipo de controle acionário determinam o impacto das alterações regulatórias em seus resultados. A avaliação nesse aspecto é que em geral empresas que atuam em mais de uma área de negócio tendem a serem menos impactadas pelas alterações regulatórias realizadas, pois um mal resultado em um negócio poderá ser compensando por resultados razoáveis em outro negócio, o que não ocorre em empresas que atuam apenas em setor.

Também nesse ponto é destaque que o tipo de controle acionário, seja ele privado ou estatal, independe para o impacto das alterações regulatórias em seus resultados. O que inicialmente pode ser sugerido, pois sendo a regulação um agente passível de pressão política, poder-se-ia esperar que empresas estatais poderiam

ser inicialmente beneficiadas em suas alterações regulatória, o que não se comprovou.

Por fim, fica mais evidente que sua estrutura de negócio e sua eficiência na execução destes é que determinarão o quão impactado são as empresas quando submetidas a tais alterações.

5 CONCLUSÃO

Em setores de interesse público em que há concessões para empresas privadas, é essencial que haja um controle do poder do Estado através dos instrumentos da regulação econômica que permitam que este estabeleça o melhor e mais justo funcionamento destes negócios.

A questão em debate é determinar a que grau, modo e meios que tal regulação é executada, pois ao mesmo tempo em que se deve buscar que os serviços regulados sejam realizados com a melhor qualidade possível, também é um desafio que isto seja a um custo razoável e ao menos tempo apresente incentivos a novos investimentos. Tem-se o desafio de buscar o melhor para todos os agentes envolvidos, produtores e consumidores.

Neste aspecto, a indústria do setor elétrico brasileiro merece uma atenção especial, pois representa um setor essencial para o desenvolvimento do país. É um setor que tem passado por diversas alterações, restrições e problemas de precificação. Lições do passado como a insuficiência de um modelo puramente estatal da década de 80/90, assim como o racionamento de energia de 2001/2002 merecem ser lembradas a todo o momento, como sinal de que neste setor o excesso de alterações regulatórias do Estado ou a própria ausência deste, podem causar danos a todo um país.

Ao longo deste trabalho, foram apresentadas diversas formas em que a regulação pode ser aplicada e além de um cenário do setor elétrico brasileiro. Também foi abordado o histórico de alterações de marcos regulatórios ao longo dos últimos anos, com o intuito de enfatizar a constante mutação que o setor vive.

O objetivo do trabalho foi buscar meios e modelos econométricos para mensurar se estas constantes alterações regulatórias estão sendo executas com resultados razoáveis e como estas impactam nas principais empresas que atuam no setor. Pois, muito além de avaliar se as empresas são rentáveis ou não e o quanto geram de resultado, o ponto principal desta análise é determinar se isso onera ou não as empresas e como isso ocorre, pois a história do setor demonstra que empresas financeiramente problemáticas não executam suas atividades fim com o devido rigor.

Importante destacar que a “falência” técnica de uma empresa, ponto no qual a empresa passa a não prestar seus serviços de forma adequada e coloca seus

consumidores ou até o próprio sistema em risco, sempre é antecedida por sua decadência financeira. Ou seja, a simples redução das receitas das empresas do setor como meio induzir ou impor ganhos de produtividade e na redução dos seus custos, não irá implicar necessariamente em ganhos para o sistema, pois as empresas ao não atingirem tais patamares impostos estarão onerando seus resultados, obrigando-as a reduzir custos em atividades não desejadas e que por fim impactarão na qualidade da prestação de seu serviço.

Para os negócios de distribuição de energia, parte fim do sistema e que mantem contato direto com o consumidor final, verificou-se que as empresas sofreram significativas reduções de tarifa. Todas as empresas avaliadas com negócios nessa área, com exceção da 2ª alteração regulatória e da 1ª alteração da COPEL e da Light respectivamente, sofreram um reposicionamento tarifário que impactou seu resultado final. Sendo que tal redução surgia basicamente do estabelecimento de uma nova receita requerida, ou seja, a receita adequada para empresa operar, sempre inferior a receita vigente. Desta forma, tem-se um cenário nesses negócios restritivos no que tange a intensificação de seus custos operacionais, custos estes que são utilizados para fazer frente à demanda de maior qualidade pelo serviço prestado. Ou seja, em um setor em que as inovações não ocorrem de forma acelerada, as alterações realizadas implicam para uma deterioração na qualidade do serviço prestado por estas empresas.

Nos negócios de transmissão têm-se empresas em geral verticalizadas, ou seja, empresas que operam também nos negócios de distribuição e geração. Das empresas analisadas, somente a CEMIG e COPEL atuam nessa área e em comum tem o fato de terem controle estatal. A análise das revisões da estrutura tarifária desses negócios aponta também reduções tarifárias acima de 10%, devido a redução da receita requerida das empresas frente à receita vigente, modelo similar ao setor de distribuição. Porém, para as empresas tais alterações não são tão significativas por dois motivos: negócios de transmissão em geral representam um valor muito pequeno em relação aos demais negócios (distribuição e geração) e tais empresas por apresentarem seus resultados consolidados como grupo e diluem eventuais prejuízos em ganhos nos outros negócios. Desta forma, ainda que alterações nesse setor tenham sido mais incisivas, isto acaba sendo absorvido por outras áreas mais lucrativas como o setor de geração, porém em um cenário que tal

setor poderá se apresentar também restritivo, tais reduções de faturamento poderão começar a serem importantes.

Já para os negócios de geração, percebeu-se que basicamente a alteração mais significativa em vigor ocorre da opção das empresas renovarem antecipadamente suas concessões aceitando as novas regras, financeiramente muito distintas das atuais. Dentre as empresas analisadas, estão 3 de controle estadual sendo estas a CEMIG, COPEL e CELESC e uma de controle federal, a Eletrobrás. Sendo que somente a última empresa optou por aceitar o novo regime proposto pelo Estado. A Eletrobrás ao aceitar o novo modelo, tem pela frente o desafio de operar seus sistemas com uma receita muito inferior à executada anteriormente, sendo inevitável uma redução em seus custos de operação. Neste setor, o risco de redução de custos é que estes custos são basicamente de operação e manutenção das usinas e em um sistema interligado como o do Brasil, a falta de confiabilidade na operação de suas fontes de geração representa riscos para todo o sistema. Por outro, as empresas que optaram por não renovar sua concessão, se colocam uma situação de maior insegurança, pois mantem sua estrutura atual operando seus ativos, mas com o risco de nos próximos anos perderem estes, pois em tese as usinas que não forem renovadas deverão ser licitadas novamente. Porém, todos os cenários já apontam para uma potencial judicialização do setor, pois há juristas que indicam que as concessões poderiam ser prorrogadas por um período igual ao anterior, enquanto outros entendem que não, que concessões vencidas devem ser novamente licitadas, ou seja, apresenta-se mais instabilidade ao setor. Importante novamente destacar que 20% da capacidade de geração do país está sob este escopo de concessões a vencer.

Por fim, observa-se no setor empresas imersas em ambiente instável e que cujos investimentos, que são de longa maturação, não estão sendo incentivados, ao mesmo tempo em que há consumidores insatisfeitos com os atuais preços praticados e com a qualidade do serviço prestado.

Desta forma, a principal contribuição desse trabalho foi determinar como as alterações já realizadas ou em curso compõem o atual marco regulatório, que tem apresentado um quadro de incertezas normativas, hostilidade a novos investimentos, insegurança técnica no fornecimento de energia elétrica e até o momento não obteve a desejada modicidade tarifária.

REFERÊNCIAS

ACENDE, Instituto ACENDE Brasil. **Cadernos de política tarifaria: Análise do processo de revisão tarifaria e da regulação por incentivos.** (Acessado em 12/10/2012):

http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/estudos/caderno_01_regulacao_por_incentivos.pdf

ANEEL. **Lista sobre prorrogação de concessões.** Disponível em (acessado em 12/10/2012):

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=6127&id_area=90

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 435, De 24 de Maio de 2011.**

<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>

ARANOVICH, R. M. C.. **O Estado Pós-Moderno da Regulação Econômica e a Mutação de Paradigmas Conceituais Tradicionais do Direito Público: A Experiência Brasileira de Agências de Regulação.** 2008. Tese de doutorado - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2008.

BARDELIN, Cesar E. A.. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica.** São Paulo: USP, 2004. Dissertação (Mestrado), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

BARROS, J. R. M.; GOLDENSTEIN, L. **Avaliação do processo de reestruturação industrial brasileiro.** Brazilian Journal of Political Economy, ed.2, vol.17, 1997

BARROSO, Luís Roberto. Introdução. In: MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo.

Direito regulatório. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

BECKER, Gary S. A theory of competition among pressure groups for political influence. **Quarterly Journal of Economics**, v.98, n.3, p.371-400, ago. 1983.

BENJÓ, Isaac. **Fundamentos de economia da regulação.** Rio de Janeiro: THEX Editora, 1999.

CHAN, K. C.; HAMAQ, Y. & LAKONISHOK, J. **Fundamentals and stock returns in Japan.** The Journal of Finance, 1991.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de Investimentos. Ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo.** John Wiley & Sons, 1996.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de Investimentos. Ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo.** 2ª Edição. Editora Qualitymark, 2010.

DELGADO, A. P. Marcos. **E estrutura tarifária em monopólios naturais: Novas reflexões no setor elétrico.** 1ª ed. Rio de Janeiro: Synergia: ABRADDEE; Brasília: ANEEL. 2011.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella (Coord.). **Direito regulatório: temas polêmicos.**

Belo Horizonte: fórum, 2003.

FARINA, E. M. M.; AZEVEDO, P. F.; PICCHETTI, P. A Reestruturação dos Setores de Infra-estrutura e a Definição dos Marcos Regulatórios: Princípios Gerais, Características e Problemas. In: REZENDE, F.; DE PAULA, T.B. **Infra-estrutura: perspectiva de reorganização - Regulação.** Brasília: 1997

GLASS, Victor; Stefanova, Stela; Sysuyev, Roman. **Pooling, a missing element in the rate of return and price cap regulation debate: A comparison of alternative regulatory regimes.** Information Economics and Policy, Volume 25, Issue 1, March 2013, Pages 1-17

GUERRIERO, Carmine. **The political economy of incentive regulation: Theory and evidence from US states.** Journal of Comparative Economics, Volume 41, Issue 1, February 2013, Pages 91-107.

LANDI, M.. **A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Transição Incompleta.** Textos para Discussão 04/2002 do Programa de Estudos Pós-Graduados em Economia Política, Departamento de Economia da Faculdade de Economia, Administração Contabilidade e Atuária da PUC SP. São Paulo. 2002.

LEITE, A. D.. **A energia do Brasil.** 2ª Edição. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

LOUREIRO, K. L. G.. **A indústria elétrica e o código das Águas.** Porto Alegre: Fabris, 2007.

MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. Limites a abrangência e à intensidade da regulação estatal. **Revista de Direito Público da Economia**, Belo Horizonte, ano 1, n. 1, p. 69-93, abr./jun. 2003.

MARTINS, D. F. M.. **O setor elétrico pós-privatização: Novas configurações institucionais e espaciais.** Dissertação de mestrado do Programa de Pós-Graduação em Planejamento Urbano e Regional da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2009.

MATTOS, Paulo (Org.). **Regulação econômica e democracia: o debate norte-americano.** São Paulo: Editora-34, 2004.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Projeto RESEB – Sumário Executivo das sugestões.** Relatório da Secretária de Energia, Departamento Nacional de Política Energética. 2001.

PELTZMAN, Sam. Toward a more general theory of regulation. **Journal of Law and Economics**, v.19, n.2, p.211-240, abr. 1976.

PELTZMAN, Sam; LEVINE, Michael E.; NOLL, Roger G. The economic theory of regulation after a decade of deregulation. **Brookings Papers on Economic Activity Microeconomics**, p.1-59. 1989.

PEROBELLI, F.F.C. **Um modelo para gerenciamento de riscos em instituições não financeiras: Aplicação ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Tese de Doutorado em Administração de Empresas. Universidade de São Paulo. 2004.

PICCININI, Maurício Serrão; PIRES, José Claudio Linhares;. **Mecanismo de regulação tarifária do setor elétrico: A experiência internacional e o caso brasileiro**. Texto para discussão n. 64 do BNDES, 1998.

PINTO, jr. H. Q.. **Economia da Energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Campus, 2007. p. 201.

PIRES, José Claudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. **Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico**. Revista do BNDES, junho de 1998.

PIRES, José Claudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. **A Regulação dos Setores de Infra-Estrutura no Brasil**. In: GIAMBIAGI, F.; MOREIRA, M. M. (Orgs.). A economia brasileira nos anos 90. Rio de Janeiro: BNDES, 1999. p. 217-260.

POSNER, Richard A. Theories of Economic regulation. **The Bell Journal of Economics and Management Science**, v.5, n.2, p.335-358, outono. 1974.

POSSAS, P. H. **A Associação entre o Marco Regulatório e a Inovação: Um Estudo Exploratório sobre as Operações de Processamento de Passageiros nos Aeroportos Brasileiros Controlados pela Infraero**. 2006. Dissertação de mestrado - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Programa de Pós-Graduação em Administração, Porto Alegre, 2006.

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. **CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL DE 1988**.

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. **LEI Nº 8.031, DE 12 DE ABRIL DE 1990**.

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8031.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. LEI Nº 8.631, DE 4 DE MARÇO DE 1993.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8631.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. LEI Nº 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987cons.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. LEI Nº 9.491, DE 9 DE SETEMBRO DE 1997.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9491.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. LEI Nº 10.847, DE 15 DE MARÇO DE 2004.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. DECRETO Nº 5.177 DE 12 DE AGOSTO DE 2004.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2011-2014/2012/mpv/579.htm

PRESIDÊNCIA REPÚBLICA. LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm

RODRIGUES, A. **Gerenciamento da informação contábil e regulação: Evidências no mercado brasileiro de seguros**. 2008. Tese de doutorado - Universidade de São Paulo. Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, São Paulo, 2008.

SOUTO, Marcos J. V.. **Desestatização: Privatização Concessões e Regulação**. 3ª ed. Rio de Janeiro, Lumen Juris, 2000.

STIGLER, George J. The theory of economic regulation. **The Bell Journal of Economics and Management Science**, v.2, n.1, p.3-21, primavera. 1971.

SUNFELD, Carlos Ari. Serviços públicos e Regulação estatal. In: **Direito administrativo econômico**. São Paulo: Malheiros, 2006.

SZTAJN, R.; ZYLBERSZTAJN, D.; MUELLER, B. Economia dos Contratos. In: ZYLBERSZTAJN, D.; SZTAJN, R. **Direito e Economia**, 2005.

TOMASQUIM, Mauricio T.. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 1ª ed. Rio de Janeiro: Synergia: EPE: Brasília. 2011.

VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON, J. E. **Economics of Regulation and Antitrust**. ed.2, Massachusetts: The MIT Press, 1997.

VISCUSI, W. Kip; VERNON, John M.; HARRINGTON Jr., Joseph E. **Economics of regulation and antitrust**. 4th ed. Cambridge, Massachusetts: MIT Press, 2005.

WEIZENMANN, T. L. **Teoria e Evidências para o Caso de Desregulamentação do Transporte Aéreo Brasileiro**. 2000 Graduação - Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Departamento de Ciências Econômicas, Porto Alegre, 2000.

ANEXO A – MODELOS TESTADOS

1) Eletropaulo

Resumo dos modelos testados.

-	Tipo	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11
Cte	Coeficiente	-0,668	-	-0,230	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	3,924	-	2,512	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0,866	-	0,928	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	-	Não	-	-	-	-	-	-	-	-
P	Coeficiente	0,184	0,170	0,183	0,172	0,145	0,059	0,048	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0,154	0,131	0,153	0,100	0,093	0,054	0,049	-	-	-	-
	Prob.	0,240	0,199	0,237	0,090	0,125	0,277	0,332	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	-	-	-	-
V	Coeficiente	0,153	0,153	0,154	0,153	0,150	0,112	0,112	0,132	-	0,074	0,135
	Desvio Padrão	0,039	0,038	0,038	0,037	0,037	0,021	0,021	0,005	-	0,009	0,006
	Prob.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	0,000	0,000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim	Sim
IP	Coeficiente	-0,071	-0,073	-0,072	-0,073	-0,076	-0,086	-0,088	-0,090	0,008	-	-0,095
	Desvio Padrão	0,020	0,016	0,020	0,012	0,011	0,007	0,006	0,006	0,015	-	0,006
	Prob.	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,595	-	0,000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	-	Sim
LG	Coeficiente	-6,948	-6,789	-6,844	-6,789	-6,057	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	5,238	5,099	5,134	5,044	4,934	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0,191	0,190	0,189	0,185	0,226	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	Não	-	-	-	-	-	-
AF	Coeficiente	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,045	0,045	0,049	0,149	0,149	-
	Desvio Padrão	0,020	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,063	0,041	-
	Prob.	0,030	0,027	0,028	0,025	0,024	0,024	0,023	0,010	0,023	0,001	-
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-
AO	Coeficiente	0,522	0,059	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	3,568	2,284	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0,884	0,979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CX	Coeficiente	-8,57E-10	-8,40E-10	-7,81E-10	-8,23E-10	-	-5,55E-10	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	1,29E-09	1,27E-09	1,17E-09	1,06E-09	-	1,05E-09	-	-	-	-	-
	Prob.	0,509	0,512	0,507	0,442	-	0,600	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	-	Não	-	-	-	-	-
D1	Coeficiente	-3,129	-3,137	-3,050	-3,114	-2,096	-2,957	-2,257	-2,116	3,242	0,033	-2,107
	Desvio Padrão	1,757	1,738	1,653	1,483	0,684	1,490	0,675	0,659	2,177	1,517	0,697
	Prob.	0,082	0,078	0,072	0,041	0,004	0,053	0,002	0,002	0,143	0,983	0,004
	Significativo	Não	Não	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Não	Não	Sim
D2	Coeficiente	-6,020	-6,125	-6,069	-6,120	-6,430	-6,381	-6,578	-6,968	0,404	-3,857	-7,047
	Desvio Padrão	1,127	0,932	1,064	0,900	0,802	0,886	0,797	0,691	2,173	1,555	0,730
	Prob.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,853	0,017	0,000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
MODELO	Todas Variáveis utilizadas Significativas?	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim
R-squared Ajust	Valor	0,876	0,878	0,878	0,881	0,882	0,879	0,881	0,881	-0,470	0,338	0,866
Akaike	Valor - Módulo	3,466	3,430	3,430	3,394	3,370	3,395	3,365	3,348	5,842	5,045	3,444
Schwarz	Valor - Módulo	3,831	3,758	3,758	3,686	3,625	3,651	3,584	3,530	5,988	5,191	3,590
Hannan-Quinn	Valor - Módulo	3,607	3,557	3,557	3,507	3,469	3,494	3,449	3,418	5,899	5,101	3,501

2) CEMIG

Resumo dos modelos testados.

-	Tipo	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12
Cte	Coeficiente	-0.270	-	-0.209	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.530	-	0.502	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.614	-	0.680	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	-	Não	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P	Coeficiente	0.238	0.220	0.237	0.221	0.228	0.183	0.214	0.113	0.170	0.107	0.108	0.312
	Desvio Padrão	0.071	0.060	0.070	0.059	0.057	0.054	0.055	0.036	0.053	0.035	0.035	0.035
	Prob.	0.002	0.001	0.002	0.001	0.000	0.002	0.000	0.003	0.002	0.004	0.004	0.000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
V	Coeficiente	0.059	0.069	0.056	0.066	0.063	0.081	0.066	0.092	0.084	0.088	0.093	-
	Desvio Padrão	0.039	0.034	0.038	0.031	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.029	-
	Prob.	0.136	0.046	0.145	0.037	0.040	0.009	0.031	0.003	0.007	0.005	0.003	-
	Significativo	Não	Sim	Não	Sim	-							
IP	Coeficiente	0.023	0.023	0.023	0.023	0.024	0.026	0.025	0.024	0.027	0.024	0.025	0.027
	Desvio Padrão	0.005	0.005	0.005	0.005	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
	Prob.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
LG	Coeficiente	-0.663	-0.908	-0.737	-0.921	-0.960	-0.567	-0.907	-	-0.519	-	-	-1.161
	Desvio Padrão	0.626	0.395	0.591	0.388	0.375	0.338	0.372	-	0.334	-	-	0.369
	Prob.	0.296	0.026	0.219	0.022	0.014	0.100	0.019	-	0.127	-	-	0.003
	Significativo	Não	Sim	Não	Sim	Sim	Não	Sim	-	Não	-	-	Sim
AF	Coeficiente	0.071	0.066	0.069	0.066	0.066	-	0.065	-	-	0.027	-	0.085
	Desvio Padrão	0.033	0.032	0.033	0.031	0.031	-	0.031	-	-	0.028	-	0.031
	Prob.	0.040	0.044	0.040	0.042	0.041	-	0.043	-	-	0.343	-	0.009
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim	-	-	Não	-	Sim
AO	Coeficiente	-0.136	-0.141	-0.138	-0.141	-0.142	-0.131	-0.139	-0.139	-0.129	-0.144	-0.137	-0.162
	Desvio Padrão	0.020	0.018	0.020	0.018	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.018	0.016	0.014
	Prob.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
CX	Coeficiente	-2.48E-11	-1.55E-11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	6.27E-11	5.95E-11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.695	0.796	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DD1	Coeficiente	-0.345	-0.345	-0.343	-0.343	-0.351	-0.360	-0.327	-0.350	-0.336	-0.327	-0.333	-0.358
	Desvio Padrão	0.154	0.153	0.153	0.151	0.149	0.154	0.147	0.157	0.152	0.155	0.155	0.153
	Prob.	0.031	0.029	0.030	0.028	0.023	0.024	0.032	0.031	0.032	0.040	0.037	0.023
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
DD2	Coeficiente	0.036	0.122	0.099	0.151	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.391	0.350	0.354	0.327	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.926	0.729	0.781	0.646	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	-	-	-	-	-	-	-	-
DT1	Coeficiente	-0.318	-0.325	-0.372	-0.361	-0.365	-0.328	-0.319	-0.276	-0.285	-0.248	-0.246	-0.377
	Desvio Padrão	0.217	0.215	0.168	0.164	0.163	0.168	0.157	0.168	0.162	0.162	0.162	0.161
	Prob.	0.151	0.138	0.032	0.033	0.030	0.056	0.048	0.107	0.085	0.133	0.136	0.024
	Significativo	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Não	Não	Sim
DT2	Coeficiente	-0.209	-0.183	-0.222	-0.196	-0.197	-0.190	-	-0.143	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.204	0.196	0.200	0.187	0.186	0.192	-	0.194	-	-	-	-
	Prob.	0.312	0.356	0.271	0.301	0.295	0.329	-	0.464	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	Não	Não	-	Não	-	-	-	-
MODELO	Todas Variáveis utilizadas Significativas?	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não	Não	Não	Não	Sim
R-squared Ajust	Valor	0.913	0.914	0.915	0.916	0.918	0.911	0.917	0.908	0.911	0.909	0.909	0.910
Akaike	Valor - Módulo	0.514	0.483	0.481	0.448	0.415	0.473	0.403	0.495	0.456	0.487	0.470	0.469
Schwarz	Valor - Módulo	0.956	0.888	0.886	0.816	0.747	0.767	0.698	0.753	0.714	0.745	0.691	0.726
Hannan-Quinn	Valor - Módulo	0.684	0.639	0.637	0.590	0.543	0.586	0.517	0.594	0.556	0.587	0.555	0.568

3) COPEL

Resumo dos modelos testados.

-	Tipo	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12
Cte	Coeficiente	1.013	-	1.062	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	2.352	-	2.324	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.669	-	0.650	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	-	Não	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P	Coeficiente	-0.163	-0.177	-0.161	-0.175	-0.196	-0.156	-0.178	-0.188	-0.195	-0.167	-0.136	-0.113
	Desvio Padrão	0.047	0.034	0.046	0.033	0.031	0.031	0.030	0.032	0.032	0.036	0.035	0.041
	Prob.	0.001	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.009
	Significativo	Sim											
V	Coeficiente	-0.124	-0.131	-0.124	-0.131	-0.148	-0.126	-0.147	-0.143	-0.126	-	-0.175	-
	Desvio Padrão	0.037	0.033	0.036	0.032	0.031	0.033	0.032	0.034	0.033	-	0.037	-
	Prob.	0.002	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	0.000	-
	Significativo	Sim	-	Sim	-								
IP	Coeficiente	-0.373	-0.344	-0.377	-0.347	-0.348	-0.362	-0.368	-0.403	-0.425	-0.356	-0.192	-0.137
	Desvio Padrão	0.081	0.046	0.080	0.045	0.046	0.045	0.046	0.047	0.044	0.055	0.034	0.038
	Prob.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
	Significativo	Sim											
LG	Coeficiente	4.511	4.746	4.457	4.701	5.429	4.635	5.604	5.977	5.538	3.046	7.476	4.734
	Desvio Padrão	1.194	1.051	1.173	1.035	0.927	1.051	0.952	1.004	1.019	0.930	1.049	1.039
	Prob.	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Significativo	Sim											
AF	Coeficiente	-0.014	-0.015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.038	0.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.719	0.698	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AO	Coeficiente	2.927	3.773	2.884	3.771	3.730	3.677	3.591	3.887	4.424	4.244	-	-
	Desvio Padrão	2.095	0.728	2.071	0.721	0.730	0.730	0.750	0.790	0.738	0.881	-	-
	Prob.	0.170	0.000	0.171	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	-
	Significativo	Não	Sim	Não	Sim	-	Sim						
CX	Coeficiente	3.49E-09	3.64E-09	3.46E-09	3.62E-09	3.80E-09	3.26E-09	3.38E-09	3.15E-09	2.95E-09	1.92E-09	3.78E-09	2.07E-09
	Desvio Padrão	6.46E-10	5.39E-10	6.35E-10	5.31E-10	5.24E-10	4.85E-10	4.96E-10	5.20E-10	5.06E-10	4.60E-10	5.90E-10	5.53E-10
	Prob.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
	Significativo	Sim											
DD1	Coeficiente	1.062	1.080	1.060	1.079	1.122	0.913	0.915	-	0.666	0.839	1.147	1.106
	Desvio Padrão	0.347	0.341	0.343	0.338	0.341	0.326	0.335	-	0.346	0.400	0.400	0.478
	Prob.	0.004	0.003	0.004	0.003	0.002	0.007	0.009	-	0.060	0.041	0.006	0.025
	Significativo	Sim	-	Não	Sim	Sim	Sim						
DD2	Coeficiente	-0.537	-0.593	-0.537	-0.596	-	-0.758	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.425	0.400	0.420	0.396	-	0.389	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.213	0.146	0.208	0.140	-	0.058	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	-	Não	-	-	-	-	-	-
DT1	Coeficiente	1.195	1.196	1.193	1.195	1.250	1.033	1.054	0.787	-	0.637	1.755	1.398
	Desvio Padrão	0.378	0.374	0.374	0.371	0.374	0.362	0.372	0.383	-	0.432	0.413	0.485
	Prob.	0.003	0.003	0.003	0.002	0.002	0.006	0.007	0.045	-	0.147	0.000	0.006
	Significativo	Sim	-	Não	Sim	Sim							
DT2	Coeficiente	0.574	0.624	0.558	0.610	0.762	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.414	0.393	0.408	0.388	0.380	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.173	0.120	0.178	0.123	0.051	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	Não	-	-	-	-	-	-	-
MODELO	Todas Variáveis utilizadas Significativas?	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Não	Não	Sim	Sim
R-squared Ajust	Valor	0.873	0.875	0.875	0.877	0.874	0.873	0.866	0.848	0.846	0.808	0.805	0.721
Akaike	Valor - Módulo	1.912	1.880	1.879	1.847	1.860	1.864	1.907	2.018	2.028	2.250	2.268	2.608
Schwarz	Valor - Módulo	2.350	2.282	2.280	2.212	2.188	2.193	2.199	2.274	2.284	2.505	2.524	2.827
Hannan-Quinn	Valor - Módulo	2.082	2.035	2.034	1.988	1.987	1.991	2.020	2.117	2.127	2.349	2.367	2.693

4) CPFL

Resumo dos modelos testados.

-	Tipo	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11
Cte	Coeficiente	-0,699	-	-1,036	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	1,272	-	1,204	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0,588	-	0,397	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	-	Não	-	-	-	-	-	-	-	-
P	Coeficiente	0,223	0,214	0,207	0,188	0,129	0,155	0,162	0,233	0,095	0,169	0,223
	Desvio Padrão	0,069	0,066	0,066	0,062	0,035	0,061	0,026	0,033	0,033	0,051	0,008
	Prob.	0,003	0,003	0,004	0,005	0,001	0,017	0,000	0,000	0,007	0,002	0,000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
V	Coeficiente	-0,083	-0,074	-0,069	-0,051	-	0,004	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0,051	0,048	0,049	0,044	-	0,033	-	-	-	-	-
	Prob.	0,120	0,137	0,166	0,251	-	0,904	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	-	Não	-	-	-	-	-
IP	Coeficiente	0,022	0,018	0,023	0,017	0,024	0,021	0,020	0,040	-0,007	0,004	-
	Desvio Padrão	0,011	0,008	0,011	0,008	0,006	0,008	0,005	0,006	0,003	0,003	-
	Prob.	0,054	0,032	0,037	0,038	0,000	0,015	0,000	0,000	0,007	0,288	-
	Significativo	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	-
LG	Coeficiente	-0,488	-0,585	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0,570	0,535	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0,400	0,284	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AF	Coeficiente	0,545	0,527	0,538	0,506	0,421	0,435	0,443	-	0,665	-	-
	Desvio Padrão	0,112	0,106	0,111	0,105	0,076	0,101	0,075	-	0,092	-	-
	Prob.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	0,000	-	-
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim	-	-
AO	Coeficiente	-1,166	-1,367	-1,294	-1,664	-2,110	-2,003	-1,958	-2,989	-	-	-
	Desvio Padrão	0,695	0,583	0,675	0,518	0,353	0,502	0,341	0,423	-	-	-
	Prob.	0,105	0,027	0,066	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-
	Significativo	Não	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	-	-
CX	Coeficiente	8,24E-11	7,55E-11	9,60E-11	8,91E-11	4,89E-11	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	5,28E-11	5,06E-11	5,01E-11	4,92E-11	3,55E-11	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0,131	0,147	0,066	0,081	0,179	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	Não	-	-	-	-	-	-
D1	Coeficiente	0,260	0,270	0,278	0,301	0,309	0,315	0,315	0,390	0,222	0,275	0,323
	Desvio Padrão	0,075	0,071	0,071	0,066	0,066	0,068	0,067	0,095	0,092	0,148	0,142
	Prob.	0,002	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,023	0,072	0,029
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
D2	Coeficiente	0,350	0,361	0,354	0,374	0,367	0,295	0,290	0,557	-0,390	-0,575	-0,640
	Desvio Padrão	0,160	0,157	0,159	0,157	0,158	0,157	0,150	0,207	0,131	0,208	0,199
	Prob.	0,038	0,029	0,035	0,024	0,027	0,070	0,062	0,011	0,006	0,009	0,003
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
MODELO	Todas Variáveis utilizadas Significativas?	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Não	Sim
R-squared Ajust	Valor	0,881	0,884	0,882	0,883	0,882	0,874	0,878	0,745	0,752	0,269	0,351
Akaike	Valor - Módulo	1,245	1,289	0,876	1,301	1,309	1,246	1,301	0,586	0,613	0,319	0,299
Schwarz	Valor - Módulo	0,805	0,893	1,134	0,949	1,001	0,938	1,037	0,366	0,393	0,495	0,431
Hannan-Quinn	Valor - Módulo	1,091	1,150	1,113	1,178	1,201	1,138	1,209	0,509	0,536	0,380	0,345

5) Light

Resumo dos modelos testados.

-	Tipo	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9
Cte	Coeficiente	-14,924	-	-9,564	-12,022	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	10,031	-	4,188	9,911	-	-	-	-	-
	Prob.	0,144	-	0,027	0,231	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	-	Sim	Não	-	-	-	-	-
P	Coeficiente	0,312	0,314	0,314	0,331	0,302	0,305	0,354	0,163	0,196
	Desvio Padrão	0,076	0,077	0,076	0,076	0,074	0,073	0,073	0,053	0,054
	Prob.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,001
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
V	Coeficiente	-0,091	-0,101	-0,095	-0,089	-0,099	-0,099	-0,100	-0,097	-0,098
	Desvio Padrão	0,015	0,013	0,013	0,015	0,013	0,012	0,013	0,013	0,014
	Prob.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
IP	Coeficiente	-0,312	-0,324	-0,321	-0,309	-0,287	-0,290	-0,336	-	-
	Desvio Padrão	0,110	0,111	0,109	0,111	0,111	0,109	0,111	-	-
	Prob.	0,007	0,006	0,005	0,008	0,012	0,010	0,004	-	-
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	-
LG	Coeficiente	7,921	-10,235	-	9,996	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	13,450	5,727	-	13,501	-	-	-	-	-
	Prob.	0,559	0,080	-	0,463	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	-	Não	-	-	-	-	-
AF	Coeficiente	-0,435	-0,451	-0,440	-0,436	-0,456	-0,456	-0,424	-0,383	-0,329
	Desvio Padrão	0,082	0,082	0,081	0,083	0,083	0,082	0,085	0,082	0,084
	Prob.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
AO	Coeficiente	3,298	2,728	3,257	2,938	1,404	1,428	-	1,728	-
	Desvio Padrão	1,072	1,014	1,062	1,051	0,632	0,620	-	0,645	-
	Prob.	0,004	0,010	0,004	0,008	0,031	0,025	-	0,010	-
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim	-
CX	Coeficiente	6,87E-09	5,35E-09	7,19E-09	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	4,92E-09	4,88E-09	4,86E-09	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0,170	0,279	0,146	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	-	-	-	-	-	-
D1	Coeficiente	2,501	3,751	3,270	2,297	1,148	-	-	-	-
	Desvio Padrão	4,706	4,690	4,490	4,751	4,471	-	-	-	-
	Prob.	0,598	0,428	0,470	0,631	0,798	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	Não	-	-	-	-
MODELO	Todas Variáveis utilizadas Significativas?	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
R-squared Ajust	Valor	0,770	0,764	0,773	0,765	0,758	0,762	0,742	0,734	0,702
Akaike	Valor - Módulo	7,258	7,269	7,229	7,263	7,264	7,229	7,293	7,325	7,421
Schwarz	Valor - Módulo	7,587	7,561	7,521	7,555	7,483	7,411	7,439	7,471	7,530
Hannan-Quinn	Valor - Módulo	7,385	7,382	7,342	7,376	7,348	7,299	7,350	7,382	7,463

6) CELESC

Resumo dos modelos testados.

-	Tipo	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Cte	Coeficiente	20.912	22.686	23.132	24.390	18.393	-
	Desvio Padrão	7.175	6.098	5.750	3.887	1.942	-
	Prob.	0.009	0.002	0.001	0.000	0.000	-
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-
P	Coeficiente	-0.099	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.199	-	-	-	-	-
	Prob.	0.625	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	-	-	-	-	-
V	Coeficiente	-0.105	-0.159	-0.173	-0.175	-	0.191
	Desvio Padrão	0.144	0.092	0.077	0.075	-	0.078
	Prob.	0.476	0.101	0.037	0.029	-	0.023
	Significativo	Não	Não	Sim	Sim	-	Sim
IP	Coeficiente	-0.144	-0.058	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.272	0.206	-	-	-	-
	Prob.	0.604	0.782	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	-	-	-	-
LG	Coeficiente	8.270	7.364	8.248	8.140	-	-3.437
	Desvio Padrão	5.185	4.756	3.481	3.386	-	4.705
	Prob.	0.128	0.138	0.028	0.026	-	0.473
	Significativo	Não	Não	Sim	Sim	-	Não
AF	Coeficiente	-2.267	-2.144	-2.175	-2.244	-2.362	-1.024
	Desvio Padrão	0.617	0.554	0.530	0.468	0.503	0.706
	Prob.	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000	0.161
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não
AO	Coeficiente	-1.435	-1.316	-1.346	-1.372	-1.928	-2.053
	Desvio Padrão	0.443	0.366	0.343	0.325	0.235	0.507
	Prob.	0.005	0.002	0.001	0.000	0.000	0.001
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
CX	Coeficiente	3.86E-09	1.75E-09	1.40E-09	-	-	-
	Desvio Padrão	6.55E-09	4.89E-09	4.62E-09	-	-	-
	Prob.	0.563	0.725	0.765	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	-	-	-
DD1	Coeficiente	-4.077	-3.979	-3.746	-3.781	-4.944	-3.432
	Desvio Padrão	1.371	1.330	1.015	0.987	0.890	1.632
	Prob.	0.008	0.008	0.001	0.001	0.000	0.047
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
DD2	Coeficiente	-20.955	-19.519	-19.728	-19.923	-25.277	-28.070
	Desvio Padrão	4.272	3.083	2.922	2.788	1.635	4.087
	Prob.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
MODELO	Todas Variáveis utilizadas Significativas?	Não	Não	Não	Sim	Sim	Não
R-squared Ajust	Valor	0.938	0.940	0.943	0.946	0.936	0.851
Akaike	Valor - Módulo	3.797	3.740	3.672	3.605	3.710	4.590
Schwarz	Valor - Módulo	4.273	4.168	4.053	3.938	3.948	4.876
Hannan-Quinn	Valor - Módulo	3.943	3.870	3.789	3.707	3.782	4.677

7) Eletrobrás

Resumo dos modelos testados.

-	Tipo	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9
Cte	Coeficiente	0.873	-	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	2.387	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.716	-	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	-	-	-	-	-	-	-	-
P	Coeficiente	-0.005	0.014	0.012	0.003	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.054	0.013	0.012	0.007	-	-	-	-	-
	Prob.	0.931	0.272	0.325	0.709	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	-	-	-	-	-
V	Coeficiente	0.081	0.062	0.069	0.091	0.098	0.073	0.051	0.099	-
	Desvio Padrão	0.071	0.049	0.046	0.041	0.036	0.010	0.009	0.014	-
	Prob.	0.262	0.208	0.144	0.029	0.008	0.000	0.000	0.000	-
	Significativo	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-
IP	Coeficiente	-0.023	-0.026	-	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.049	0.048	-	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.636	0.597	-	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	-	-	-	-	-	-	-
LG	Coeficiente	-0.882	-1.069	-1.209	-0.646	-0.594	-	-	-	-
	Desvio Padrão	1.177	1.049	1.009	0.824	0.805	-	-	-	-
	Prob.	0.457	0.313	0.236	0.437	0.464	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	Não	Não	-	-	-	-
AF	Coeficiente	0.838	0.820	0.821	0.823	0.814	0.818	0.685	-	1.064
	Desvio Padrão	0.120	0.109	0.108	0.108	0.104	0.104	0.106	-	0.138
	Prob.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	0.000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim
AO	Coeficiente	-0.093	-0.096	-0.097	-0.096	-0.096	-0.099	-	-0.017	0.031
	Desvio Padrão	0.031	0.030	0.029	0.029	0.029	0.029	-	0.039	0.031
	Prob.	0.004	0.002	0.002	0.002	0.002	0.001	-	0.671	0.326
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Não	Não
CX	Coeficiente	0.000	0.000	0.000	-	-	-	-	-	-
	Desvio Padrão	0.000	0.000	0.000	-	-	-	-	-	-
	Prob.	0.864	0.326	0.337	-	-	-	-	-	-
	Significativo	Não	Não	Não	-	-	-	-	-	-
DG	Coeficiente	-10.141	-10.067	-10.450	-10.269	-10.369	-10.446	-9.316	-9.264	-8.641
	Desvio Padrão	0.978	0.948	0.615	0.586	0.518	0.505	0.425	0.707	0.616
	Prob.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Significativo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
MODELO	Todas Variáveis utilizadas Significativas?	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Não	Não
R-squared Ajust	Valor	0.910	0.912	0.913	0.913	0.915	0.915	0.898	0.818	0.833
Akaike	Valor - Módulo	2.398	2.365	2.335	2.318	2.286	2.260	2.434	3.010	2.922
Schwarz	Valor - Módulo	2.723	2.654	2.588	2.535	2.466	2.405	2.542	3.118	3.030
Hannan-Quinn	Valor - Módulo	2.524	2.477	2.433	2.403	2.356	2.317	2.476	3.052	2.964