



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UnB  
UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE – UFRN

Doutorado em Ciências Contábeis

**REGULAÇÃO ECONÔMICA INCENTIVADA: UMA ANÁLISE DO GANHO DE  
PRODUTIVIDADE NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

ATELMO FERREIRA DE OLIVEIRA

NATAL/RN  
2018

ATELMO FERREIRA DE OLIVEIRA

**REGULAÇÃO ECONÔMICA INCENTIVADA: UMA ANÁLISE DO GANHO DE  
PRODUTIVIDADE NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese apresentada ao Programa Multi-institucional e Inter-regional de Pós-Graduação em Ciências Contábeis UnB/UFPB/UFRN como requisito para a obtenção do título de Doutor em Ciências Contábeis.

Orientador: Professor Dr. Jorge Katsumi Niyama

**Área de Concentração:** Mensuração Contábil

**Linha de Pesquisa:** Contabilidade e Mercado Financeiro

NATAL/RN  
2018

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN  
Sistema de Bibliotecas - SISBI

Catálogo de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Setorial do Centro Ciências Sociais Aplicadas – CCSA

Oliveira, Atelmo Ferreira de.

Regulação econômica incentivada: uma análise do ganho de produtividade na distribuição de energia elétrica / Atelmo Ferreira de Oliveira. - 2018.

212f.

Tese (Doutorado em Ciências Contábeis) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Programa Multi-institucional e Inter-Regional de Pós-graduação em Ciências Contábeis. Natal, RN, 2018.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Katsumi Niyama.

1. Risco Regulatório - Perdas Estimadas no recebimento - Tese. 2. Eficiência - Ganho de produtividade - Tese. 3. Fator X - Data Envelopment Analysis - tese. I. Niyama, Jorge Katsumi. II. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. III. Título.

RN/UF/Biblioteca Setorial do CCSA

CDU 338.2:537.214

ATELMO FERREIRA DE OLIVEIRA

**REGULAÇÃO ECONÔMICA INCENTIVADA: UMA ANÁLISE DO GANHO DE  
PRODUTIVIDADE NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese apresentada ao Programa Multiinstitucional e Inter-regional de Pós-Graduação em Ciências Contábeis UnB/UFPB/UFRN como requisito para a obtenção do título de Doutor em Ciências Contábeis.

Aprovada em 02 de março de 2018.

COMISSÃO EXAMINADORA

**Prof. Dr. Jorge Katsumi Niyama**  
Universidade de Brasília - UnB  
Orientador

**Prof. Dr. Odilanei Moraes dos Santos**  
Faculdade de Administração e Ciências Contábeis - UFRJ  
Examinador externo

**Prof. Dr. José Dionísio Gomes da Silva**  
Universidade de Federal do Rio Grande do Norte - UFRN  
Examinador Interno

**Prof. Dr. Adilson de Lima Tavares**  
Universidade de Federal do Rio Grande do Norte - UFRN  
Examinador Interno

A você, minha amada Eva e aos meus rebentos,  
Sophia, Hanna e Átalo, pelo apoio na ausência e na  
distância quando presente estava.

## AGRADECIMENTOS

Um sonho não tem idade, ele é a mola propulsora para a criação de novas utopias. As páginas seguintes são o resultado da realização de um sonho, e com certeza um passo para gerar novos excedentes utópicos. Cada encontro, desencontro, noites em claro, a companhia dos livros, o desafio das páginas em branco e o desabrochar de novas ideias, foram momentos desafiadores. Nesse processo, o surgimento de novos conhecimentos tornava-se o ápice do encontro com o saber.

No entanto, muitos contribuíram para que o sonho se concretizasse. Às vezes, palavras são insuficientes para expressar os agradecimentos a todos que contribuíram de forma direta ou indireta na realização desse ideal. Como não encontrei outro meio, tentarei expressá-las.

A Deus, autor e consumidor de minha fé. Sem Ele não seria possível revigorar as forças quando o desânimo batia à porta.

Aos meus pais, Antônio Soares de Oliveira (*in memoriam*) e Maria Ferreira de Oliveira, vocês ofereceram as condições necessárias para os primeiros passos.

À Evaneide Leite de Medeiros, pelo amor, compreensão, cuidado, carinho e incentivo demonstrado durante todo esse tempo. Sem você eu não conseguiria. Sou muito feliz pela oportunidade de trilhar essa jornada tendo você ao meu lado.

Aos meus filhos, Átalo Rafael Dantas de Oliveira, Hanna Camila Dantas de Oliveira e a pequena Sophia Medeiros de Oliveira. Vocês são a razão da minha luta. Em especial, a pequena Sophia Medeiros de Oliveira, sua preocupação com seu “kakai” e suas lágrimas em cada viagem serviram como força para prosseguir.

Ao meu orientador, Dr. Jorge Katsumi Niyama, pela confiança depositada neste seu aprendiz desde o mestrado. Obrigado pela forma como conduziu a orientação. Seu zelo pela pesquisa é um estímulo para este orientando.

Aos colegas de turma que contribuíram para o desenvolvimento da pesquisa, em especial a Renato Henrique Gurgel Mota pelo companheirismo durante o curso.

Aos amigos, Dr. Alexandro Barbosa, doutorando Raimundo Marciano de Freitas Neto e mestrando Arlindo Nonato Moraes de Souza, pelas contribuições na utilização do sistema econométrico STATA. As contribuições de vocês foram valiosas.

Ao programa Multiinstitucional pela importância que tem em minha trajetória acadêmica/profissional desde o mestrado.

Por fim, um agradecimento à UFRN, pela confiança depositada e pela liberação das responsabilidades para que pudesse ter foco no aprendizado.

## RESUMO

O setor elétrico se destaca no cenário nacional pela geração de insumo para os segmentos da economia. Para atender esses serviços, é necessário que a remuneração seja capaz de cobrir os custos e proporcionar um retorno para os investimentos realizados. Em função disso, em intervalos médios de quatro anos, ocorre uma revisão tarifária com o objetivo de se manter o equilíbrio econômico-financeiro. Nesse processo, são revistas as variáveis necessárias para determinar a recomposição tarifária e mensurar o índice de compartilhamento dos ganhos com os consumidores (Fator X), que será aplicado durante o próximo ciclo de revisão tarifária. Na determinação do Fator X, uma variável essencial é o ganho de produtividade, que é mensurada a partir da determinação da eficiência alcançada pelas distribuidoras. Nesse sentido, esta pesquisa tem como objetivo central verificar como o ganho de produtividade impacta a formação da tarifa de energia elétrica em cenários de risco regulatório e de risco de crédito. A pesquisa contemplou as 61 empresas, representando 100% das distribuidoras do setor, que são submetidas ao processo de revisão tarifária. Visando atender ao objetivo, foi utilizada a análise envoltória de dados em painel, conhecida como DEA Dinâmica DSBM (*Dynamic Slack Based Model*), em uma base de dados contemplando o período de 2003 a 2009 para aplicação no período de 2011 a 2104. Para atender as exigências do modelo, foi considerado como input o *opex* e o custo de capital; como variável *carry-over*, em um primeiro cenário, o risco regulatório, e em um segundo risco regulatório e as perdas estimadas no recebimento; como *output* foi considerado o mercado segregado em Alta, Média e Baixa tensão. A eficiência encontrada com a aplicação do DSBM foi utilizada como variável dependente no modelo de regressão GEE (*Generalized Estimating Equations*). Os resultados da regressão não rejeitaram a hipótese de que o risco regulatório é significativo na determinação do ganho de produtividade. Com relação à hipótese de que as perdas estimadas no recebimento com a presença de risco são significativas, os resultados apontaram para a rejeição da mesma. Os resultados da pesquisa revelaram, ainda, que o ganho médio da produtividade do setor, quando comparado aos montantes divulgados pela ANEEL, apresentou uma redução de 1,20 pontos percentuais (de 1,96% para 0,76%), quando as distribuidoras estão em um cenário com a presença de risco regulatório. Individualmente, todas as distribuidoras apresentaram redução na apuração do ganho de produtividade. Um achado foi a revelação de que 31,15% (19 distribuidoras) apresentaram uma inversão no ganho de produtividade, quando comparado com a base anterior, ou seja, destruíram valor. Outro achado está relacionado com o comportamento do Fator X. Todas as distribuidoras teriam compartilhado ganhos superiores aos efetivamente calculados, sendo que oito (CPFL JAGUARARI, EEB, ELETROPAULO, EFLUL, CELTINS, ELETROACRE, CELG e CEMAT) apresentaram Fator X negativo. Com o ajuste no ganho de produtividade, observou-se que a redução do setor em média, atingiu o patamar de 1,13 pontos percentuais (de 1,96% para 0,83%), gerando um Fator X positivo, apesar que inferior ao original. A partir dos resultados, conclui-se que o modelo proposto apresenta aderência com a proposta contratual relacionada com a busca do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

**Palavras-chave:** Risco regulatório. Eficiência. Perdas estimadas no recebimento. DEA. Ganho de produtividade. Fator X.

## ABSTRACT

The electrical sector stands out in the national context for generating inputs for several segments of the economy. To attend these services, it is necessary that its income be sufficient to cover the costs and allow a return to the investments made. In view of that, in each four-year period, tariff prices are adjusted to maintain a sustainable economic-financial balance. This procedure reviews the variables necessary to establish the tariff adjustment and assess the index of the sharing profits with consumers (Factor X) which will be resorted to during the next cycle of tariff adjustment. To set up the Factor X an essential variable is the productivity gain, measuring the efficiency of the distributors. The research counted 61 companies, which represent 100% of the distributors of the electric sector, submitted to the process of tariff adjustment. To this end, a Data Envelopment Analysis on panel, known as DSBM (Dynamic Slack Based Model), was used at a database covering the period from 2003 to 2009 for application in the period from 2011 to 2014. To meet the model requirements, *opex* was considered input and capital cost. As carry-over variable, in a first scenario, the regulatory risk and, in a second stage, the regulatory risk the estimated losses on accounts receivable; as output, the market segregated in high, medium and low tension. The efficiency obtained from the DSBM application was used as a variable of the GEE (Generalized Estimating Equations) regression model. The regression results did not deny the hypothesis that the regulatory risk is impacting to set up the productivity gain. Regarding the hypothesis that the estimated losses on accounts before the presence of risks are impacting, the results suggested the contrary. The results of the research revealed, still, that the average gain of the sector productivity, when compared to the numbers divulgated by ANEEL, reported a reduction of 1.20 percentage points (from 1.96% to 0.76%) when the distributors are in a regulatory risk scenario. Individually, all distributors reported reduction in productivity gain. Quite astounding was the revelation that 31.15% (19 distributors) reported a reversal in the productivity gain, compared to the last base, that is, they destroyed value. Another surprise relates the behavior of the Factor X. All distributors may have shared profits superior to those effectively calculated, while eight of them – CPFL JAGUARARI, EEB, ELETROPAULO, EFLUL, CELTINS, ELETROACRE, CELG and CEMAT – reported negative Factor X. adjusted the productivity profit, it was observed that the average reduction reached 1.13 percentage points (from 1.96% to 0.83%), what generated a positive Factor X. Based on the results, it was concluded that the proposed model is adherent to the contractual proposal related to the search for the economic-financial balance of the distributors.

**Key words:** Regulatory Risk. Efficiency. Estimated losses on accounts receivable. DEA. Productivity Profit. Factor X.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Composição setorial do consumo de eletricidade.....	26
Tabela 2 – Consumo de eletricidade na rede por classe em GWh .....	27
Tabela 3 – Percentuais regulatórios das perdas de recebimentos.....	73
Tabela 4 – Natureza de capital das distribuidoras .....	82
Tabela 5 – Nível de governo.....	82
Tabela 6 – Distribuidoras por região .....	83
Tabela 7 – Aplicação das fórmulas para <i>Window Analysis</i> .....	96
Tabela 8 – Percentuais de perdas estimadas alteradas para o <i>Cluster 1</i> .....	111
Tabela 9 – Percentuais de perdas estimadas alteradas para o <i>Cluster 2</i> .....	111
Tabela 10 – Percentuais de perdas estimadas alteradas para o <i>Cluster 3</i> .....	112
Tabela 11 – <i>Outlier</i> na distribuição dos dados das perdas estimadas.....	114
Tabela 12 – Matriz de correlação de Pearson.....	117
Tabela 13 – Teste da supereficiência com base nos <i>Inputs</i> .....	119
Tabela 14 – Teste da supereficiência com base nos <i>Outputs</i> .....	119
Tabela 15 – Estatística descritiva do <i>Input</i> – Gastos Operacionais - <i>Opex</i> .....	135
Tabela 16 – Estatística descritiva do <i>Input</i> – Custo de Capital .....	136
Tabela 17 – Estatística descritiva do <i>output</i> Consumidores .....	136
Tabela 18 – Estatística descritiva do <i>output</i> Mercado Total .....	137
Tabela 19 – Crescimento de Mercado x Crescimento de Consumidores .....	137
Tabela 20 – Estatística descritiva do <i>output</i> Extensão de rede.....	138
Tabela 21 – Scores de eficiência geral sem a presença do risco regulatório.....	139
Tabela 22 – Estatística descritiva dos <i>scores</i> de eficiência .....	140
Tabela 23 – Resumo da decomposição do Índice de Malmquist .....	142
Tabela 24 – Relação das DMU's não eficientes e suas DMU's <i>Benchmarking</i> .....	145
Tabela 25 – Resumo estatístico da eficiência técnica – <i>Window Analysis</i> .....	146
Tabela 26 – Comparação entre os índices de Malmquist e <i>Window Analysis</i> .....	147
Tabela 27 – Betas das empresas inglesas .....	148
Tabela 28 – Betas das empresas americanas .....	149
Tabela 29 – Risco Regulatório .....	149
Tabela 30 – Desempenho com a presença de risco .....	151
Tabela 31 – Estatística descritiva dos <i>scores</i> de eficiência .....	152
Tabela 32 – Desempenho com perdas estimadas no recebimento e risco regulatório .....	153
Tabela 33 – Estatística eficiência com perdas estimadas e risco regulatório .....	154
Tabela 34 – Decomposição de variância - variáveis com a presença de risco regulatório.....	155
Tabela 35 – Decomposição das variâncias com perdas estimadas no recebimento .....	156
Tabela 36 – Teste de hipóteses – Risco Regulatório .....	157
Tabela 37 – Teste de hipóteses – perdas estimadas no recebimento na presença de Risco Regulatório .....	158
Tabela 38 – Recálculo do ganho de produtividade e Fator X .....	161
Tabela 39 – Distribuidoras por região com produtividade negativa .....	162
Tabela 40 – Distribuidoras por região com redução por atividade.....	163

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira .....	26
Figura 2 – Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro .....	33
Figura 3 – Monopólio natural não regulado e monopólio regulado .....	38
Figura 4 – Agentes do setor .....	43
Figura 5 – Processo das audiências públicas nas Revisões Tarifárias.....	48
Figura 6 – Métodos e metodologias aplicadas nas agências reguladoras europeias .....	55
Figura 7 – Métodos de Benchmarking empregados em Agências Reguladoras Europeias .....	57
Figura 8 – Resumo do Processo de Revisão Tarifária Periódica.....	62
Figura 9 – Regime de Regulação por Incentivos.....	64
Figura 10 – Revisão tarifária – Reposicionamento e Fator X .....	64
Figura 11 – Revisão tarifária – Ganhos de eficiência efetivos Reposicionamento e Fator X ..	65
Figura 12 – Mapa – Distribuidoras.....	83
Figura 13 – Representação gráfica dos modelos CCR, BCC, NIRS e NDRS.....	89
Figura 14 – Ilustração do <i>Frontier Shift (Catch-up)</i> .....	91
Figura 15 – Ilustração do modelo do DDEA.....	97
Figura 16 – Gráfico Boxplot.....	112
Figura 17 – Distribuição dos Segmentos acima do limite superior.....	113
Figura 18 – Distribuição dos dados nos limites do gráfico BoxPlot .....	115
Figura 19 – Processo de escolha da especificação mais adequada.....	126

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Privatização das distribuidoras de energia.....	35
Quadro 2 – Modelos institucionais do setor elétrico .....	36
Quadro 3 – Modelos Básicos de Tarifação.....	44
Quadro 4 – Comparativo entre os métodos de <i>benchmarking</i> .....	56
Quadro 5 – Métodos utilizados para determinação do Fator X.....	66
Quadro 6 – Valores Base do Componente “Q” do Fator X.....	67
Quadro 7 – Problemas relacionados ao risco.....	70
Quadro 8 – <i>Clusters</i> para definição das Perdas no Recebimento .....	72
Quadro 9 – Modelos DEA CCR orientados a Input e Output .....	86
Quadro 10 – Modelos DEA CCR orientados a <i>Input</i> e <i>Output</i> .....	87
Quadro 11 – Modelos DEA NIRS e NDRS .....	88
Quadro 12 – Fórmulas para cálculos de valores de referência .....	95
Quadro 13 – Variáveis para o cálculo da eficiência .....	101
Quadro 14 – Variáveis para o cálculo do DSBM .....	101
Quadro 15 – Empresas selecionadas para o cálculo do Beta.....	108
Quadro 16 – Critérios para reconhecimento das Perdas Estimadas .....	110
Quadro 17 – Classes para observações atípicas.....	118
Quadro 18 – DMU’s com indicadores acima de 2,0 .....	119
Quadro 19 – Propriedades do termo de erro.....	124
Quadro 20 – classificação dos <i>scores</i> de eficiência.....	141
Quadro 21 – Eficiência Técnica (Efeitos de Emparelhamento ( <i>catch-up effect</i> )).....	143
Quadro 22 – Mudanças Tecnológicas (Efeito do deslocamento da fronteira de eficiência ( <i>Frontier-shift effect</i> )) .....	144
Quadro 23 – Distribuidoras que não tiveram variação na decomposição do índice de Malmquist.....	144
Quadro 24 – Eficiência Técnica ( <i>Window Analysis</i> ) .....	147

## LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Energia Elétrica
AES SUL	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia
AME	Amazonas Distribuidora de Energia
AMPLA	Ampla Energia e Serviços
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
ATC	Custo Total Médio
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S.A.
BEN	Balanço Energético Nacional
BOA VISTA	Boa Vista Energia S.A
BT	Baixa Tensão
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CAIUÁ – D	Caiuá Distribuição de Energia S.A
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEB DIS	Companhia de Energia de Brasília
CEEE – D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CELESC – DIS	Celesc Distribuição S.A.
CELG	CELG Distribuição S.A.
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A.
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Energisa Matogrosso
CEMIG-D	Cemig Distribuição S.A.
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S.A.
CFLO	Companhia Força e Luiz do Oeste
CFURH	Compensação Financeira
CG	Custos Gerenciáveis
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício
CNG	Custos não Gerenciáveis
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COLS	<i>Corrected Ordinary Least Square</i>
CPFL JAGUARARI	Companhia Jaguari de Energia
CPFL MOCOCA	Companhia Luz e Força de Mococa
CPFL SANTA CRUZ	Companhia Luz e Força Santa Cruz
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia
COELBA	Companhia de Eletricidade da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança
COPEL-D	Copel Distribuidora
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPC	Comitê de Pronunciamento Contábeis

CPEE (CPFL LESTE)	Companhia Paulista de Energia Elétrica
CPFL PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz
CPFL PAULISTA	Companhia Paulista de Força e Luz
CRTP	Ciclo de Revisão Tarifária
CSPE (CPFL)	Companhia Sul Paulista de Energia
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i>
DDEA	<i>Dynamic DEA</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí
DFP's	Demonstrações Financeiras Padronizadas
DIC	Duração de interrupção Individual por unidade consumidora
DME (DMEPC)	DME Distribuidora – Poço de Caldas
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DSBM	<i>Dynamic Slack Based Model</i>
DMU	<i>Decision Making Units</i>
EBO (CELB)	Energisa Borborema
EDEVP (EEVP)	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A,
EE	Eficiência Energética
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S.A.
EEG	Equações de Estimção Generalizada
EER	Encargo de Energia de Reserva
FCD	Fluxo de Caixa Descontados
EFLJC	Empresa Força João Cesa LTDA
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga LTDA
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S.A.
ELETROPAULO	Elotropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.
EMG (CFLCL)	Energisa Minas Gerais
EMS (ENERSUL)	Energisa Mato Grosso do Sul
ENF (CENF)	Energisa Nova Friburgo
EPB (SAELPA)	Energisa Paraíba
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
ESE (ENERGIPE)	Energisa Sergipe
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
ETO	Energisa Tocantis
EUA	Estados Unidos da América
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Consumidor
FIV	Fator de Inflação de Variância
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida LTDA
GEE	<i>Geneeralize estimate equation</i>
GLM	<i>Generalized Linear Models</i>
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S.A.

IAS	<i>International Accounting Standards</i>
ICC	<i>Interstate Commerce Commission</i>
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadoria e Serviço
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i>
IBOVESPA	Índice Bovespa
IEENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica LTDA
IEE	Índice de Energia Elétrica
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado
IPC	Índice de preço
IRT	Índice de reajuste tarifário anual
ITR's	Informações Trimestrais
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S.A
LSDV	<i>Least Square Dummy Variable</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MQG	Mínimo Quadrado Ordinário
MQO	Mínimo Quadrado Ordinário
MT	Média Tensão
MUXENERGIA	Muxfeldt Marin & CIA
MQO	Mínimo Quadrado Ordinário
NT	Nota Técnica
OFGEM	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PIB	Produto Interno Bruto
PND	Programa Nacional de Desestatização
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento energético
PRODIST	Procedimento de Distribuição da Energia Elétrica no Sistema Elétrico
PDE	Plano Nacional de Energia
PTF	Produtividade Total dos Fatores
QIC	<i>Quasi-likelihood under the Independence model criterion</i>
RGE	Rio Grande Energia S.A.
RGR	Reserva Global de Reversão
RTP	Revisão Tarifária Periódica
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica
SFA	<i>Stochastic Frontier Analysis</i>
SPG	Superintendência de Planejamento de Gestão
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
TEP	Tonelada equivalente a petróleo
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma
UTE	Usinas Termelétricas
WACC	<i>Weighted Average Cost Of Capital</i>

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
1.1 CONTEXTO GERAL .....	17
1.2 PROBLEMA DE PESQUISA .....	21
1.3 HIPÓTESES DA PESQUISA .....	22
1.4 OBJETIVOS .....	24
1.4.1 Objetivo Principal.....	24
1.4.2 Objetivos Específicos .....	24
1.5 LIMITAÇÃO DA PESQUISA .....	25
1.6 RELEVÂNCIA DA PESQUISA.....	25
1.7 ESTRUTURA DA TESE .....	30
<b>2 REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>31</b>
2.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO .....	31
2.1.1 Fase inicial.....	31
2.1.2 Fase inicial da energia limpa .....	31
2.1.3 Fase da regulamentação.....	31
2.1.4 Fase de um novo modelo para o setor .....	32
2.2 TEORIA DO MONOPÓLIO NATURAL.....	37
2.3 TEORIAS DA REGULAÇÃO .....	40
2.3.1 Teoria do Interesse Público .....	46
2.3.2 Teoria da Captura .....	48
2.3.4 Teoria da competição entre grupos de interesse.....	50
2.4 TEORIA DO INCENTIVO .....	51
2.4.1 Price-cap .....	53
2.4.2 <i>Benchmarking</i> .....	54
2.4.3 Competição por padrões ( <i>Yardstick competition</i> ) .....	58
2.4.4 Regulação por qualidade .....	59
2.5 REVISÕES TARIFÁRIAS PERIÓDICAS .....	60
2.5.1 Tarifa/Modicidade tarifária.....	61
2.5.2 Fator X.....	63
2.5.3 Componente Qualidade .....	66
2.5.4 Componente Trajetória de custos operacionais .....	68
2.6 RISCO REGULATÓRIO .....	69
2.7 PERDAS ESTIMADAS NO RECEBIMENTO.....	71
2.8 RESUMO DAS PESQUISAS .....	73
2.8.1 Pesquisas relacionadas à mensuração da eficiência .....	74
2.8.2 Pesquisas relacionadas às ações regulatórias.....	77
<b>3 METODOLOGIA.....</b>	<b>80</b>
3.1 DIMENSÕES DA PESQUISA .....	80
3.2 POPULAÇÃO .....	81
3.3 COLETA .....	84
3.4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....	84
3.5 ASPECTOS ECONOMETRÍCOS .....	85
3.5.1 Índice de Malmquist .....	90
3.5.2 Análise de Janela ( <i>Window Analysis</i> ).....	94
3.5.3 <i>Dinamic</i> DEA .....	96
3.6 VARIÁVEIS DO MODELO.....	100
3.7 JUSTIFICATIVAS PARA UTILIZAÇÃO DAS VARIÁVEIS .....	102
3.7.1 Inputs Controláveis.....	102

3.7.2 Outputs controláveis.....	104
3.7.3 Variáveis de ligação.....	105
3.8 VALIDAÇÃO DOS FATORES.....	115
3.8.1 Pressupostos da homogeneidade .....	115
3.8.2 Quantidade de inputs e outputs.....	116
3.8.3 Correlações dos fatores.....	116
3.8.4 Detecção de Outliers.....	117
3.9 MODELO EM PAINEL.....	120
3.10 REGRESSÃO DO MODELO .....	128
<b>4 ANÁLISE DOS RESULTADOS .....</b>	<b>135</b>
4.1 ANÁLISE ESTATÍSTICA DAS VARIÁVEIS .....	135
4.2 ANÁLISE DO DESEMPENHO SEM A PRESENÇA DO RISCO .....	138
4.3 ANÁLISE DO ÍNDICE DE MALMQUIST SEM A PRESENÇA DE RISCO REGULATÓRIO.....	141
4.4 WINDOW ANALYSIS SEM A PRESENÇA DE RISCO .....	146
4.5 COMPARAÇÃO ENTRE ÍNDICE DE MALMQUIST E O WINDOW ANALYSIS ...	147
4.6 ANÁLISE DO RISCO REGULATÓRIO .....	148
4.7 CÁLCULO DA EFICIÊNCIA UTILIZANDO O DSBM.....	150
4.7.1 DSBM com a variável risco regulatório .....	150
4.7.2 DSBM com a variável perdas estimadas no recebimento e risco regulatório .....	152
4.8 DECOMPOSIÇÃO DAS VARIÁVEIS .....	154
4.9 CÁLCULO DAS REGRESSÕES .....	157
<b>5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>167</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>172</b>
<b>APÊNDICES.....</b>	<b>186</b>
APÊNDICE A – Contratos de concessão das distribuidoras de energia .....	188
APÊNDICE B – Calendário das revisões tarifárias.....	189
APÊNDICE C – DMU’s das distribuidoras .....	190
APÊNDICE D – Fronteira de eficiência – DEA clássico – <i>input</i> – BCC .....	191
APÊNDICE E – Fronteira de eficiência – DEA com a presença de risco regulatório .....	192
APÊNDICE F – Fronteira de eficiência com perdas estimadas no recebimento e risco regulatório.....	193
APÊNDICE G – Perdas no recebimento reais – Média dos anos 2008-2009 .....	194
APÊNDICE H – Perdas no recebimento reais ajustadas – Média dos anos 2008-2009 .....	195
APÊNDICE I – Percentuais regulatórios das perdas de recebimentos.....	196
APÊNDICE J – Diferença entre as perdas reais e regulatórias sem ajustes.....	197
APÊNDICE L – Diferença entre as perdas reais e regulatórias com ajuste dos <i>outliers</i> .....	198
APÊNDICE M – Teste com base no DEA supereficiência SBM – <i>Input</i> .....	199
APÊNDICE N – Teste com base no DEA supereficiência SBM – <i>Output</i> .....	200
APÊNDICE O – Gráfico de Malmquist .....	201
<b>ANEXOS .....</b>	<b>202</b>
ANEXO A – Custo de Capital.....	204
ANEXO B – Folgas dos <i>Inputs</i> e <i>Outputs</i> das DMU’s .....	206
ANEXO C – DMU’s <i>benchmarking</i> para DMU’s com folgas.....	207
ANEXO D – Base de Remuneração e Risco Regulatório .....	208
ANEXO E – Cálculo do Índice de Malmquist .....	210
ANEXO F – <i>Window Analysis</i> .....	211
ANEXO G – Participação na receita por Nível de Tensão.....	212

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO GERAL

A infraestrutura exerce um papel importante no desenvolvimento econômico de um país e essa importância é decorrente do fato de a mesma ser portadora de externalidades positivas, associadas às características básicas do modo de organização (PINTO JUNIOR, 2007). Para o autor, os principais atributos do serviço público de infraestrutura são:

- a) É essencial para maior parte da população e para os diferentes setores da atividade econômica;
- b) O mercado é incapaz de fornecê-lo na quantidade demandada e com a mesma qualidade, pois existe assimetria na relação entre usuários e produtores, ou seja, em presença de falhas de mercado, os produtores podem se beneficiar do poder do monopólio (PINTO JUNIOR, 2007, p.162).

Os diversos segmentos de infraestrutura, devido as suas características, são denominados indústria de rede. Uma indústria de rede, segundo Pinto Junior (2007, p. 165), “é um conjunto de lugares geográficos interconectados formando um sistema composto por um certo número de inter-relações entre os agentes econômicos”.

O setor elétrico enquadra-se nessa definição. A conexão de áreas geográficas com a finalidade da entrega de um produto/serviço constitui um sistema interligado com agentes econômicos, agência reguladora, poder concedente, produtores, distribuidores, consumidores etc., com interesses diferentes.

No caso brasileiro, o modelo do setor elétrico atual apresenta duas regras, a depender do segmento. A distribuição e transmissão de energia são monopólios naturais, enquanto a geração e a comercialização estão sujeitas às regras de mercado. Por se tratar de uma atividade econômica relevante, o Estado exerce um papel importante no setor.

A Constituição Federal Brasileira, no Título VII – Da Ordem Econômica e Financeira, que trata dos princípios gerais da atividade econômica no Art. 174, estabelece que o Estado é o agente normativo da atividade econômica, tendo como funções a fiscalização, o incentivo e o planejamento. Dessa forma, o papel de agente regulador exercido pelo Estado tem como objetivo o bem-estar social.

O Estado pode interferir na ordem econômica de modo direto e/ou indireto. A atuação direta ocorre quando o Estado atua diretamente na economia, é o regime do monopólio, ou em

parceria com as empresas do setor privado. No modo indireto, via regulação, o Estado interfere/pode interferir com vistas a evitar os abusos decorrentes de cartéis, *dumping* etc. (LENZA, 2013).

Mesmo com a atuação de forma indireta, o Estado não pode abdicar do papel de agente normativo, procurando manter o equilíbrio da economia nos momentos de oscilação, quer seja no período de crescimento ou de crise. No exercício desse papel, o Estado não pode eliminar a liberdade econômica entre agentes envolvidos no processo (BARROSO, 1999).

No entanto, nem sempre o Estado consegue explorar a atividade econômica de forma direta e, por essa razão, a Constituição prevê que ele conceda o direito de exploração à iniciativa privada. Logo, o Estado pode, por meio de concessão ou de permissão, permitir que terceiros exerçam em seu nome, a prestação de serviços.

Ressalta-se que mesmo o Estado, como poder concedente, transferindo o direito de explorar uma atividade econômica, esta continua sendo uma atividade de serviço público.

Com a publicação da Lei nº 8.987/95 – Lei das Concessões, foram elencados os pressupostos necessários ao regime de exploração dos direitos à concessão:

- I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos;
- II – os direitos dos usuários;
- III – política tarifária; e
- IV – a obrigação de manter serviço adequado.

Com o novo marco do setor elétrico inaugurado na década de 1990, ocorreu uma migração da gestão pública para o privado, essas regras foram estabelecidas para que fosse mantida a qualidade do serviço, os direitos e deveres dos agentes.

Com relação ao item III, política tarifária, a lei estabelece que os contratos poderão prever mecanismos de revisão de tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

No entanto, o papel do Poder Concedente foi estabelecido para que se pudesse proporcionar uma ordem jurídica aos novos *players*, que passariam a representar o Estado na prestação dos serviços. Esse papel contempla a regulamentação e a fiscalização do serviço prestado, além da aplicação das devidas penalidades previstas em contrato e da revisão tarifária necessária, com o objetivo de homologação dos reajustes.

O setor elétrico enquadra-se na categoria de serviço público, sendo alcançado pelo escopo da legislação emitida pelo poder concedente. Devido às peculiaridades do setor e sua abrangência territorial, justificava-se a criação de uma Agência Reguladora para exercer o papel

de agente regulador, em nome desse poder, com um perfil de órgão independente, com o objetivo de estabelecer regras que pudessem manter o equilíbrio e sustentabilidade<sup>1</sup> do setor.

As agências reguladoras podem assumir formas institucionais diferentes. A tendência mundial é a criação de agências independentes e com um grau de especialização. No entanto, podem existir algumas diferenças na forma de independência relativa ao poder exercido e à relação com o poder executivo do governo (BROWN, 2007).

Com o desenho do setor definido, determinado o papel da agência reguladora e do poder concedente, foi necessário estabelecer o modelo de regulação econômica cuja aplicação fosse factível.

No Brasil, o setor elétrico passou por diversas fases no processo de implementação dos modelos tarifários. Até o ano de 1974, o setor tinha estabelecido a política de regionalização das tarifas, ou seja, as tarifas eram determinadas por regiões. O passo seguinte foi implementar o modelo da equalização tarifária, segundo o qual se tinha um único valor de tarifa para todo o Brasil. Esse modelo vigorou no período de 1974 até o primeiro trimestre de 1993. Um ponto bastante controverso no setor, nesse período, foi o surgimento da Remuneração Garantida. Independentemente da geração do resultado ou da estrutura de custo, a empresa tinha garantida uma remuneração pelos serviços prestados.

A remuneração garantida teve como consequência a má gestão dos custos para a maioria das distribuidoras provocada pela certeza de que o seu gerenciamento em nada alterava a política tarifária. O nivelamento nacional das tarifas provocou desequilíbrio entre as distribuidoras devido às particularidades regionais (ROUSSEFF, 2003).

O modelo da remuneração garantida vigorou até a promulgação da Lei nº 8.631/93. Essa lei extinguiu a remuneração garantida e fixou os níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica. A partir de sua publicação, o setor elétrico passou a adotar a tarifação pelo custo de cada concessionária. Dessa forma, os níveis das tarifas corresponderiam aos valores

---

<sup>1</sup> A sustentabilidade do setor passa pelo repensar a matriz energética brasileira. A diversificação na utilização de fontes de energia limpa (eólica, solar, bioeletricidade e geotérmica) pode contribuir para o desenvolvimento de novas ações sem agressão ao meio ambiente. O Brasil apresenta um grande potencial para exploração da energia solar, eólica e bioeletricidade. No caso da energia solar, estudos comprovam, que o aproveitamento solar captado em menos de 5% da área urbanizada do Brasil, seria possível atender a 10% da demanda atual; a potencialidade da energia eólica representa um potencial inexplorado de aproximadamente 300 GW, o qual representa em torno de três vezes o total da capacidade instalada no território nacional (BAITELO 2012). O potencial da energia gerada a partir da biomassa da cana-de-açúcar potencializa uma exploração de aproximadamente 14.000 MW médios, previsão para 2021. Esse potencial representa a produção de três usinas de Belo Monte (RIBEIRO; MOREIRA; BARA NETO, 2012).

necessários para cobertura do custo do serviço de cada distribuidora, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados.

A tarifação pelo custo permaneceu até meados da década de 1990, período em que o setor passou por uma reestruturação. Nesse processo, a busca pela eficiência passou a ser meta. Esse processo foi desencadeado nos EUA e na maioria dos países da Europa ocidental que elencaram como prioridade a eficiência. A China e o Leste Europeu preferiram concentrar esforços no processo da descentralização. Os países da América Latina, incluindo o Brasil, implementaram modelos (*benchmarking*) que, além de buscar a eficiência, focaram em planos com objetivo de reduzir investimentos públicos e abrir espaço para o setor privado (SOLLERO; LIS, 2004).

Com a reestruturação, iniciou-se um novo modelo para o setor elétrico, o qual teve como uma das premissas a transferência da gestão pública para a gestão privada. Com o processo de privatização das empresas distribuidoras de energia no Brasil, o setor adotou o regime tarifário denominado *price-cap*. O modelo de tarifação pelo *price-cap* é conhecido como um elemento-chave na regulação por incentivo.

O modelo regulatório adotado no Brasil, a partir dos contratos de concessão assinados pelas distribuidoras (Apêndice A), estabelece que o mecanismo de atualização das tarifas ocorre via Índice de Reajuste Tarifário anual – IRT, Revisão Tarifária Periódica – RTP, a cada quatro anos, e, quando necessário, é realizada uma Revisão Tarifária Extraordinária – RTE.

O novo modelo busca mensurar ganhos de produtividade das distribuidoras e estabelecer o índice de compartilhamento com o consumidor. O índice de compartilhamento é conhecido como Fator X.

O ganho de produtividade e o Fator X são determinados no processo de RTP. O Fator X, calculado na RTP, é aplicado nos IRT's durante o próximo ciclo tarifário. Tanto no IRT como na RTP, o Fator X é um item relevante na determinação da tarifa. A diferença é que nos reajustes anuais, o Fator X utilizado é o índice encontrado na última revisão periódica.

Com a aplicação de um fator de produtividade (Fator X), busca-se incentivar as distribuidoras de energia a procurar maior eficiência no gerenciamento dos custos a partir de uma “simulação” com as condições existentes em um mercado de livre concorrência, mesmo sendo em um monopólio natural.

A eficiência, em sua essência, é o resultado da comparação entre o que foi produzido com os recursos disponíveis e o que poderia ter sido produzido com os mesmos recursos (MELLO et al., 2005).

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (BRASIL, 2011e), para simular de forma apropriada um ambiente competitivo entre as empresas no setor regulado, o regime de regulação por incentivos deve diminuir as tarifas na mesma proporção dos ganhos de produtividades que serão repassados aos consumidores.

## 1.2 PROBLEMA DE PESQUISA

Na determinação do Fator X, a partir do 3º Ciclo de Revisão Tarifária - 3CRTP<sup>2</sup>, três variáveis são necessárias para definição da métrica, conforme demonstrado na equação (1).

$$FatorX = Pd + Q + T \quad (1)$$

Sendo:

- Pd - Ganho de produtividade da distribuição
- Q - Qualidade do serviço prestado
- T - Trajetória dos custos operacionais

O Fator X pode provocar impacto no reajuste tarifário, sendo revisitado a cada quatro anos no processo de revisão tarifária ao qual são submetidas as distribuidoras de energia.

A variável com um alto grau de subjetividade na determinação do Fator X é o ganho de produtividade da distribuidora em função das premissas utilizadas. As demais variáveis, Q e T são apuradas a partir da qualidade dos serviços prestados e da eficiência dos custos operacionais alocados no processo da revisão tarifária.

Partindo do exposto e considerando que no processo de revisão tarifária periódica das empresas distribuidoras de energia elétrica, o Fator X ajusta para mais ou para menos o índice tarifário e que a variável de ganho de produtividade (Pd) exerce um papel predominante, surge a seguinte questão de pesquisa: **Como o ganho de produtividade, elemento do Fator X, aplicado à regulação econômica incentivada, afeta a tarifa no processo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica?**

---

<sup>2</sup> O setor elétrico passou por três ciclos de revisões. O primeiro ocorreu no período de 2003 a 2006; o segundo no período de 2007 a 2010; o terceiro de 2011 a 2014.

### 1.3 HIPÓTESES DA PESQUISA

As hipóteses são previsões feitas sobre a relação entre as variáveis. Os testes das hipóteses utilizam procedimentos estatísticos com o objetivo de se fazer inferências sobre a população a partir de uma amostra (CRESWELL 2007).

Para Matias-Pereira (2012, p. 77), as hipóteses são: “suposições propostas como respostas plausíveis (e provisórias) para o problema de pesquisa”. Logo, por serem provisórias, é necessário que sejam comprovadas ou não a partir do desenvolvimento da pesquisa.

Seguindo a mesma linha do problema da pesquisa exposto anteriormente, são levantadas duas hipóteses, com o objetivo de avaliar o papel do ganho de produtividade nas revisões tarifárias.

A primeira hipótese relaciona a presença do risco regulatório na mensuração do ganho de produtividade, a segunda relaciona o risco regulatório e as perdas estimadas no recebimento<sup>3</sup> em um cenário de risco.

O setor elétrico brasileiro, desde o processo de privatização, demonstrou ser opção de investimento para grupos nacionais e internacionais. Apesar de sua característica como serviço público, a exploração dos serviços tem como objetivos atender as necessidades da sociedade e gerar retorno para os detentores do capital. A exploração desses serviços está submetida a regras regulatórias que podem influenciar diretamente na geração de receitas.

Por se tratar de serviços que atendem a sociedade como um todo, esses prestadores de serviços estão sujeitos a diversas pressões no desenvolvimento de suas atividades. Pressões políticas, sociais e regulatórias que surgem como elementos de risco para os investimentos realizados.

Dentre os elementos apresentados, o risco regulatório ainda é um tema bastante difuso e pouco estudado (BRAGANÇA, 2015).

Bragança (2015) apresenta quatro abordagens para o tratamento do risco regulatório. São elas: a) risco da regulação. É o risco inerente ao processo da regulação que pode ser advindo das incertezas do ambiente competitivo; b) risco de regime regulatório que avalia a diferença existente entre os regimes regulatórios. A principal avaliação ocorre entre o regime de teto tarifário (*price cap*) e o modelo de garantia de retorno (*cost plus* ou *rate of return*); c) risco institucional, essa abordagem está associada ao ambiente em que a empresa atua; e d) risco de

---

<sup>3</sup> A ANEEL utiliza o termo “receita irrecuperável”. O termo não é usual no ambiente contábil.

intervenção política, abordagem que busca avaliar o efeito das decisões regulatórias no retorno esperado.

Esta pesquisa está voltada para a mensuração do risco do regime regulatório entre os modelos do *price cap* e o *cost plus*.

Com base no exposto, a hipótese H<sub>1</sub> da tese será:

**H<sub>1</sub>: O reconhecimento de um risco regulatório provoca redução significativa no cálculo do ganho de produtividade.**

Outro ponto importante no processo de revisão tarifária é a segregação feita pela ANEEL das perdas estimadas no recebimento em duas parcelas: a primeira associada aos encargos setoriais e a outra parte relativa aos demais itens da receita da distribuidora.

Os encargos setoriais são definidos por legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor. A ANEEL não tem competência para criar ou extinguir encargos setoriais. Os encargos setoriais não representam ganhos de receitas para distribuidoras que têm o papel de recolher dos contribuintes e repassar aos gestores dos recursos (BRASIL, 2014a). Os encargos setoriais contemplados no 3CRTP foram: Reserva Global de Reversão – RGR; Conta de Consumo de Combustível – CCC; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Compensação Financeira – CFURH; Encargos de Serviço do Sistema – ESS; Encargo de Energia de Reserva – EER; Operador Nacional do Sistema – ONS; Pesquisa e Desenvolvimento Energético – P&D; eficiência energética – EE; e o Ressarcimento de ICMS do Sistema Isolado.

A competência da ANEEL encontra-se na determinação da perda estimada de recebimento que afetará os demais itens da receita atribuída à concessionária. Como a perda estimada no recebimento representa a perda comercial para as concessionárias, impactando diretamente seus resultados, o tema não tem unanimidade entre os agentes envolvidos no processo de revisão tarifária.

Com base no exposto, a hipótese H<sub>2</sub> da tese será:

**H<sub>2</sub>: O crescimento do nível de perdas estimadas no recebimento das distribuidoras, em um cenário de risco regulatório, provoca redução significativa no cálculo do ganho de produtividade.**

É importante frisar que a não rejeição ou rejeição da hipótese não se dá, necessariamente, em função de um teste de hipótese estatístico. Outros elementos auxiliam na análise da aceitação ou rejeição da hipótese, a saber: inferências e induções; associações entre variáveis; identificação de tendências e outros movimentos característicos (MARTINS; THEÓPHILO, 2007).

Espera-se, na possibilidade de confirmação das hipóteses, uma melhor compreensão sobre a relevância do ganho de produtividade na determinação do Fator X.

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 Objetivo Principal

Esta pesquisa tem como objetivo principal avaliar como o ganho de produtividade, essencial no cálculo do Fator X, aplicado à regulação econômica incentivada, impacta a formação da tarifa das distribuidoras de energia elétrica no cenário brasileiro.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

No intuito de atingir o objetivo geral, têm-se os seguintes objetivos específicos:

- a) avaliar a metodologia utilizada pela ANEEL para determinação do ganho de produtividade, elemento do Fator X, nos processos de revisão tarifária;
- b) calcular o ganho de produtividade tomando como base o Modelo do *Dinamic DEA* baseado em folgas, conhecido como *Dinamic Slack Based Model – DSBM*, em um cenário de risco regulatório;
- c) calcular o ganho de produtividade tomando como base o Modelo do *Dinamic DEA* baseado em folgas, conhecido como *Dinamic Slack Based Model – DSBM*, com a presença de perdas estimadas em um cenário de risco regulatório;
- d) Visando comparar o índice que foi compartilhado com os consumidores no 3CRTP, será recalculado o Fator X a partir da nova metodologia aplicada ao ganho de produtividade.

## 1.5 LIMITAÇÃO DA PESQUISA

Esta investigação procura responder uma questão que pode impactar diversos setores da economia brasileira. Os dados corrigidos pertencem ao período de 2003-2009 e serão utilizados para análise do 3CRTP.

O motivo da escolha do período se deve à mudança ocorrida no setor elétrico brasileiro a partir do ano de 1997. Nesse período, teve início o novo marco do setor elétrico, resultando no processo de privatização de parte do setor e na implementação de um novo regime tarifário (*price cap*) para todas as distribuidoras, que seria aplicado a partir do 1CRTP.

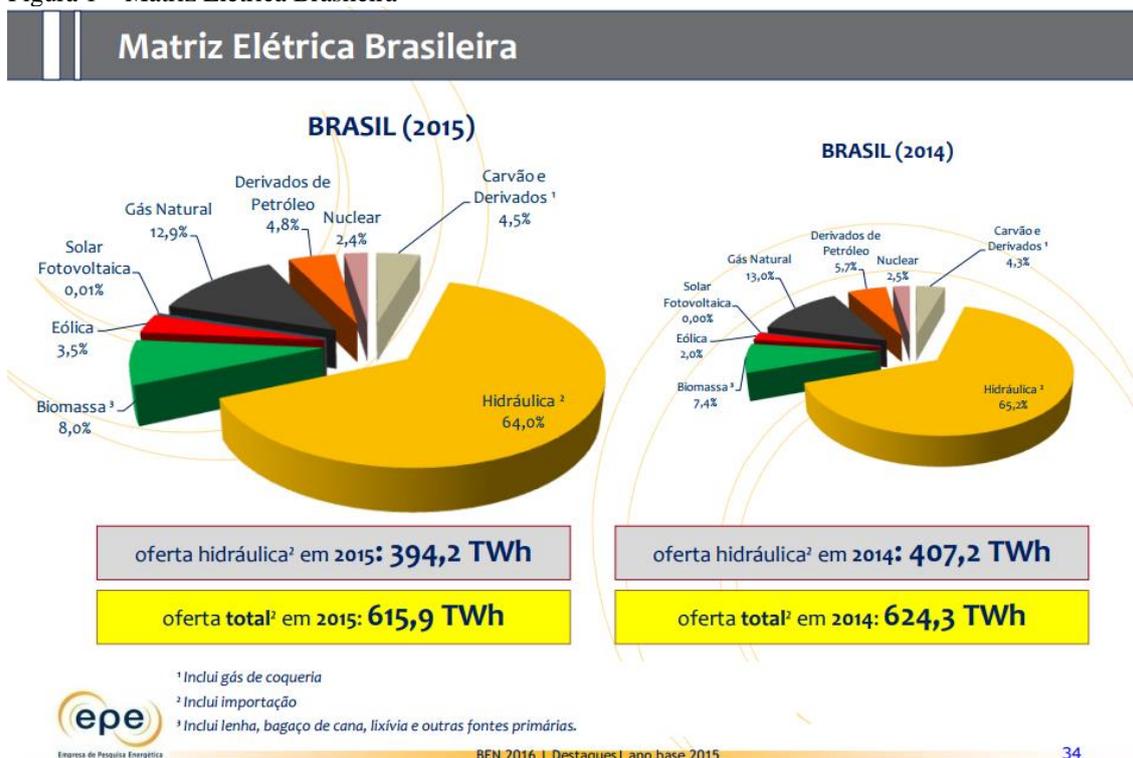
No processo de determinação do Fator X, são utilizadas as variáveis ganho de produtividade, qualidade e a trajetória dos custos. Para esta pesquisa apenas a variável do ganho de produtividade será explorada em virtude da subjetividade que envolve sua métrica.

Outro aspecto relevante foi a escolha dos países para determinação do risco regulatório, variável de ligação no modelo proposto, utilizada na pesquisa. Os países selecionados foram a Inglaterra e os Estados Unidos da América – EUA. Os EUA foram escolhidos em virtude de dois pontos: a) presença de um mercado financeiro sólido; e b) o regime tarifário ser diferente do aplicado no Brasil. O modelo americano é baseado no custo e o inglês no *price cap*. Enquanto a Inglaterra foi escolhida em função da similaridade com o modelo brasileiro.

## 1.6 RELEVÂNCIA DA PESQUISA

O setor elétrico exerce um papel relevante no desenvolvimento socioeconômico do país. A matriz elétrica brasileira é segregada, segundo o relatório anual emitido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, intitulado de Balanço Energético Nacional – BEN, conforme demonstrado na Figura 1.

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Brasil (2016a, p. 34)

Observa-se que o setor apresentou uma redução na oferta interna de 1,34% quando comparado os anos 2015 e 2014. Com relação à oferta hidráulica, observa-se uma redução de 3,19% comparado com o ano de 2014. A redução na geração hidráulica ocorreu principalmente devido às condições hidrológicas desfavoráveis.

O consumo<sup>4</sup> de energia apresentou um crescimento de 34,02% no período de 2006 a 2015 (BRASIL, 2016b), conforme demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Composição setorial do consumo de eletricidade

Setores	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo Final (10 <sup>3</sup> tep)	33.536	35.443	36.829	36.638	39.964	41.363	42.861	44.373	45.782	44.946
Composição (%):										
Residencial	22,0	22,1	22,3	23,6	23,1	23,3	23,6	24,2	24,8	25,1
Comercial	14,2	14,2	14,6	15,5	15,0	15,4	16,0	16,4	17,0	17,5
Público	8,5	8,2	8,1	8,3	8,0	7,9	8,0	8,0	8,0	8,2
Industrial	47,0	46,7	46,1	43,8	43,8	43,5	42,1	40,7	38,9	37,6
Outros	8,3	8,8	8,9	8,8	10,1	9,9	10,3	10,7	11,3	11,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: EPE - BEN (2016, p. 43)

<sup>4</sup> Na Tabela 1, o consumo encontra-se em tonelada equivalente de petróleo – tep. 1 tep equivale a 11,63 x 10<sup>3</sup> KWh

Devido à importância do setor para a economia do país, anualmente é realizada pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a atualização do Plano Decenal de Energia – PDE. A revisão realizada em 2015 para o período de 2014 a 2024 estima-se um crescimento do consumo em energia elétrica de 2,6%, 5,2% e 3,9%, para os períodos de 2014 a 2019, 2019 a 2024 de 2014 a 2024, respectivamente.

Destaca-se que o segmento industrial, em todo o período analisado, apresentou uma taxa de crescimento inferior a média do setor. O consumo projetado encontra-se destacado na Tabela 2.

Tabela 2 – Consumo de eletricidade na rede por classe em GWh

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2015	135.346	170.173	92.275	73.125	470.919
2019	156.267	187.571	109.183	84.372	537.393
2024	197.193	239.587	147.806	107.551	692.137
Período (%)					
2014-2019	3,4	1,0	4,0	2,8	2,6
2019-2024	4,8	5,0	6,2	5,0	5,2
2014-2024	4,1	3,0	5,1	3,9	3,9

Fonte: EPE – PDE 2024 (2015, p. 44)

Segundo a Associação Brasileira de Energia Elétrica – ABRADEE (2017), o Brasil encerrou o ano de 2015 com um total de 77 milhões de Unidades Consumidoras, sendo 85% consumidores residenciais.

A distribuição de energia elétrica, foco desta pesquisa, se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado à entrega de energia elétrica para um usuário final. Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que opera, geralmente, em Alta Tensão – AT, Média Tensão – MT e Baixa Tensão – BT.

Até a data desta pesquisa, o Brasil possuía 61 (Apêndice B) concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, além de um conjunto de permissionárias (cooperativas de eletrificação rural que passaram pelo processo de enquadramento como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica).

Uma das características predominante no segmento de distribuição é a regulação econômica das atividades de transmissão e distribuição de energia tendo como base o regime de incentivos.

Por se tratar de um monopólio natural tendo como regra de regulação o regime de incentivo, o *price-cap* passou a ser o utilizado na determinação da tarifa para remuneração dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

De forma semelhante à regra praticada na Inglaterra, foi introduzido um Fator X para, efetivamente, aumentar ou diminuir os preços reais, de acordo com a produtividade mensurada.

Na determinação do Fator X, no cenário energético brasileiro a metodologia utilizada para calcular o ganho de produtividade utilizada pela agência reguladora não tem consenso entre os agentes envolvidos no processo de revisão tarifária.

A metodologia adotada pela ANEEL diferencia da forma adotada por outras agências mundiais, como é o caso da Inglaterra. Para essas agências, o racional é utilizar a média da Produtividade Total dos Fatores – PTF do setor de distribuição na definição do fator X, sem distinção entre as empresas; No Brasil, em função das diferentes necessidades de investimentos e custos, além da velocidade do crescimento do mercado variar bastante entre as regiões, seria impreciso afirmar que todas as distribuidoras têm a mesma produtividade potencial (BRASIL, 2011e).

Dessa forma, a partir de uma análise de regressão tendo como variável dependente a PTF média do setor (Média dos índices de Malmquist e Tornqvist) e as variáveis independentes, a variação do número de unidades consumidoras e a variação do mercado (AT, MT e BT), a ANEEL gerou os coeficientes da regressão utilizando um intervalo de confiança de 95%.

Para o cálculo da PTF, a ANEEL utiliza as metodologias desenvolvidas por Tornqvist e Malmquist. A principal diferença entre os dois métodos é que no índice de Malmquist o peso atribuído a cada um dos produtos é definido pelo sistema de programação linear, enquanto no método de Tornqvist é necessário um conhecimento prévio dos pesos de cada um dos produtos que participam da formação da receita.

O índice de Malmquist é obtido a partir do sistema econométrico *Data Envelopment Analysis* – DEA (Análise Envoltória de Dados). O DEA clássico, desenvolvido por Charnes, Cooper e Rhodes (1978), tem a finalidade de calcular índices de eficiência técnica.

O DEA é uma técnica não paramétrica utilizada para medir os desempenhos relativos das Decision Making Units – DMU's<sup>5</sup> (unidades tomadoras de decisão) que consomem múltiplas entradas para produzir várias saídas ao longo de um determinado de tempo (SOLEIMANI-DAMANEH, 2013).

---

<sup>5</sup> Uma DMU, na ótica do DEA, é considerada como uma unidade passível de decidir sobre seus inputs (insumos) e outputs (produtos). Uma necessidade para se tratar organizações como DMU é que exista homogeneidade, ou seja, que os inputs e outputs sejam os mesmos. Características existentes nas distribuidoras de energia elétrica.

O índice de Malmquist foi introduzido na literatura por Caves, Christensen e Diwert (1982), a partir do artigo *The economic theory of index numbers and the measurement of input, output, and productivity*, o qual tem como proposta sugerir um referencial para insumos, produtos e mensuração de produtividade. Além disso, os autores ainda defendem que é possível implementar o referencial mesmo que não se tenha informações sobre os preços de insumos e produtos.

No entanto, uma limitação, segundo Tone e Tsutsui (2010, p. 146), é que o referido modelo apresenta os resultados em cada período de forma independente, desprezando as produtividades de períodos anteriores. Para resolver essa limitação, Färe e Grosskopf (1996) propuseram um modelo que contemplava a interdependência das atividades, o qual ficou conhecido como *Dynamic DEA* ou DDEA. Esse modelo foi escolhido para ser utilizado nesta pesquisa.

Logo, diante das críticas<sup>6</sup> levantadas à metodologia aplicada pela ANEEL para o cálculo do ganho de produtividade do setor elétrico e das distribuidoras individualmente, esta pesquisa pretende debater a atual metodologia aplicada no setor e propor a utilização do modelo DSBM para determinação do ganho de produtividade. Sendo possível, dessa forma, evidenciar possíveis fragilidades do modelo atual utilizado pela ANEEL na determinação do ganho de produtividade.

Nesse sentido, será possível confrontar as duas metodologias e efetuar o recálculo do Fator X para o 3CRTP, possibilitando uma avaliação dos reflexos nas tarifas de energia elétrica aplicados ao período tarifário de 2011 a 2014.

Devido ao impacto que a RTP provoca na economia, a pesquisa poderá contribuir com a utilização de uma métrica que possa refletir, de maneira equidistante, os anseios da sociedade sem perder de vista o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

Como a aplicação de variáveis de ligação ainda não foram detectados em pesquisas do setor elétrico brasileiro, comprova-se, dessa forma, a originalidade do trabalho.

---

<sup>6</sup> Os agentes questionam alguns procedimentos relacionados ao ciclo regulatório, entre eles: a) O não reconhecimento integral da perda estimada no recebimento; b) a necessidade de critérios mais consistentes para o cálculo do ganho de produtividade; c) a não mensuração e aplicação de um risco regulatório na tarifa;

## 1.7 ESTRUTURA DA TESE

A tese está organizada em cinco capítulos, além das referências, apêndices e anexos.

O capítulo 1 é composto do contexto geral do setor elétrico brasileiro, a questão de pesquisa, os objetivos e a relevância do estudo.

O Capítulo 2 apresenta o arcabouço teórico que serve como base para o tema pesquisado. Os temas abordados no referencial são relacionados com a teoria do monopólio natural, o desenvolvimento das teorias da regulação e a teoria do incentivo, contextualização do setor elétrico, processo de revisão tarifária, risco regulatório, perdas estimadas, além de contemplar as pesquisas relacionada com o tema.

O Capítulo 3 apresenta os aspectos metodológicos do estudo, abordando a tipologia da pesquisa, o universo da amostra, coleta e o procedimento metodológico para o tratamento dos dados, exposição do modelo adotado e justificativa das variáveis utilizadas no modelo.

O Capítulo 4 apresenta as análises estatísticas para validação das hipóteses da pesquisa, a interpretação dos resultados e as discussões pertinentes.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões da tese, enfatiza as contribuições e as recomendações para novas pesquisas.

## **2 REVISÃO DA LITERATURA**

A revisão da literatura tem como objetivo trilhar o caminho que o pesquisador deverá caminhar, além de possibilitar o compartilhamento de resultado de outras pesquisas que se relacionam com o estudo que está sendo relatado (CRESWELL,2007).

### **2.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

A história do setor elétrico brasileiro pode ser segregada em cinco etapas: o início (1879); o surgimento da primeira geradora (1883); o início da regulamentação (1934); a desestatização (1995); e a implementação da política do novo modelo (2002).

#### **2.1.1 Fase inicial**

Essa fase tem início no ano de 1879, com a inauguração da iluminação interna da Estação Central da ferrovia Dom Pedro II, atualmente conhecida como Central do Brasil. A fonte de energia era um dínamo. No mesmo ano, ocorreu a primeira iluminação sem o uso de dínamo, foi a inauguração da iluminação externa da Jardim do Campo da Aclamação, atual Praça da República.

#### **2.1.2 Fase inicial da energia limpa**

No ano de 1883, dois fatos marcaram o setor: o primeiro foi a construção da primeira central geradora de energia, com apenas 52 kW, na cidade de Campos, no Estado do Rio de Janeiro. A geradora era movida a vapor, produzido com caldeira a lenha. Devido à pequena capacidade de geração, a geradora iluminava apenas 39 lâmpadas; o segundo acontecimento relevante foi a inauguração da primeira usina geradora hidrelétrica em Diamantina, no Estado de Minas Gerais. Como consequência da hidrelétrica, surge a primeira linha de transmissão com extensão de dois quilômetros. Dessa forma, o Brasil dava início à geração da energia limpa, característica predominante do setor.

#### **2.1.3 Fase da regulamentação**

A crise mundial de 1929 provocou alterações significativas na economia brasileira, queda no Produto Interno Bruto – PIB, queda nas importações de bens de capital e elevação do

*déficit* fiscal criando um cenário de incerteza para o segmento de infraestrutura. Nesse cenário, eclode a “revolução de 30”, que naturalmente provoca uma reconfiguração no arcabouço jurídico-normativo do país associada às mudanças político-institucionais (CARNEIRO, 2000).

Com a alteração do arcabouço jurídico-normativo, as reformas promovidas nesse período tinham como referencial dois eixos: a) o primeiro era a visão centralizadora político-administrativa; e b) o segundo foi a intervenção estatal em todos os segmentos da economia (CANEIRO, 2000).

A consequência dessas reformas para o setor elétrico foi a promulgação do Código de Água (Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934). Com relação ao setor elétrico, o código trouxe exigências envolvendo a concessão e autorizações para exploração de energia hidráulica, além de regras para os serviços atrelados à transmissão, transformação e distribuição de energia (GOMES et al., 2002).

Com uma postura intervencionista, a União passou a ser a única responsável pela outorga das concessões para transmissão, distribuição e comercialização de energia, sendo a produção exclusividade da União. Na ocasião, foram estabelecidas as premissas para remuneração dos serviços.

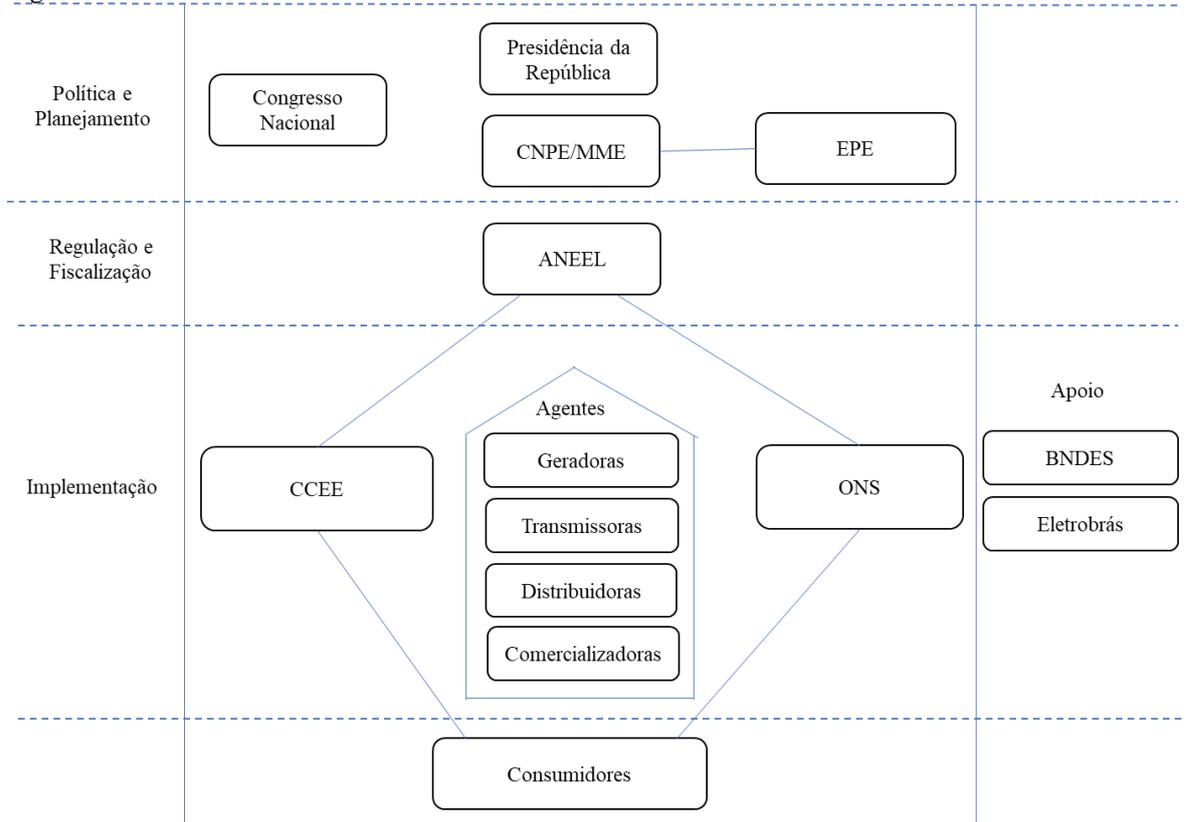
Durante o período que sucedeu o início da regulamentação, o setor passou por problemas que colocavam em risco o seu desenvolvimento. Um problema decorreu do novo modelo de desenvolvimento e crescimento econômico implantado após a II Guerra Mundial, baseado na industrialização que passou a exigir cada vez mais vultuosos investimentos no setor. Outro problema teve origem com a crise financeira internacional deflagrada no México em 1982 (moratória da dívida externa), que provocou um desequilíbrio econômico nos setores de infraestrutura. Como consequência da crise, ocorreu retração no investimento, provocando atrasos ou cancelamentos em obras relevantes para atendimento à demanda por energia (CASTRO; ROSENTAL, 2016).

#### **2.1.4 Fase de um novo modelo para o setor**

A estrutura do setor elétrico, com implementação do Novo Modelo baseado nas Leis 10.847/04 e 10.848/04, tem como responsável pela formulação de políticas para o setor o Poder Executivo Federal. A execução da política cabe ao MME, tendo assessoria do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Três outros órgãos foram criados com o objetivo de oferecer o suporte necessário ao funcionamento do setor. O primeiro, a Empresa de Pesquisa

Energética – EPE, vinculada ao MME, com a função de elaborar estudos relacionados ao planejamento e expansão do setor; o segundo, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, voltada para as negociações no mercado livre; o terceiro, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, responsável pela coordenação e supervisão do sistema interligado brasileiro. A estrutura institucional do setor é ilustrada na Figura 2.

Figura 2 – Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro



Fonte: Brasil (2013, p. 31)

Para enfrentar os sérios problemas do setor, a Constituição Federal de 1988 estabeleceu os critérios para um novo modelo que deveria ser implementado. O ponto crucial foi a determinação do processo de privatização do setor, a começar pela área de distribuição (CASTRO; ROSENAL, 2016).

Com a promulgação da Constituição, teve início uma nova fase, sendo o marco o ano de 1990, com o lançamento do Programa Nacional de Desestatização – PND, contemplado na Lei nº 8.031/90.

No entanto, para que o PND atingisse seu objetivo, eram necessárias alterações na estrutura do setor. Essas alterações foram promovidas com a promulgação das Leis 8.987/95 e 9.074/1995, que estabeleceram os fundamentos do novo modelo do setor elétrico brasileiro.

Essas leis promoveram a desverticalização da cadeia produtiva, segregando, dessa forma, geração, transmissão, distribuição e comercialização como áreas de negócios independentes e implementaram um mercado competitivo de energia elétrica (GOMES et al., 2002).

Além dessas mudanças o novo modelo incluiu: (a) licitação para os novos empreendimentos de geração; (b) a criação da figura do Produtor Independente de Energia; (c) o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; e (d) a possibilidade para os grandes consumidores escolherem as supridoras de energia.

Um ponto impactante no PND era a possibilidade de transferência para a iniciativa privada da execução de serviços públicos explorados pela União. Com o processo da desverticalização do setor, foi possível colocar em ação o programa de desestatização.

No processo de privatização surgiram problemas de caráter técnico e político. Os problemas técnicos estão associados ao fato de que o processo teve início antes da conclusão de estudos para estruturação do novo modelo. Com relação ao aspecto político o problema foi com a polarização entre os contrários ou favoráveis ao processo de privatização (SILVA, 2011).

De 1995 até 2006, 24 empresas foram privatizadas, conforme demonstrado no Quadro 1.

Quadro 1 – Privatização das distribuidoras de energia

Seq	Nome	UF	Data	Comprador	Preço (*)	% Vendida	Ágio (%)
1	ESCELSA	ES	12/07/95	Iven; GTD Participações	385,0	50,0	11,78
2	LIGHT	RJ	21/05/96	AES; Houston; EDF; CSN	2.230,0	51,00	0,00
3	CERJ (AMPLA)	RJ	20/11/96	Endesa; Enersis; Ed Port.	605,3	70,26	30,27
4	COELBA	BA	31/07/97	Iberdrola; BrasilCap; Previ; BBTVM	1.730,9	65,64	77,38
5	CACHOEIRA DOURADA	GO	05/09/97	Endesa; Edegel; Fundos de Investimentos	779,8	92,90	43,49
6	AES SUL	RS	21/10/97	AES	1.510,0	90,91	93,56
7	RGE	RS	21/10/97	CEA; VBC; Previ	1.635,0	90,75	82,70
8	CPFL	SP	05/11/97	VBC; Previ; Fundação CESP	3.015,0	57,60	70,10
9	ENERSUL	MS	19/11/97	Escelsa	625,6	76,56	83,79
10	CEMAT	MT	27/11/97	Grupo Rede; Inepar	391,5	85,10	21,09
11	ENERGIPE	SE	03/12/97	Cataguazes; Uptick	577,1	85,73	96,05
12	COSERN	RN	11/12/97	Coelba; Guaraniana; Uptick	676,4	77,92	73,60
13	COELCE	CE	02/04/98	Consórcio Distriluz (Enersis Chilectra, Endesa, Cerj)	867,7	82,69	27,20
14	ELETROPAULO	SP	15/04/98	Consórcio Lightgás	2.026,0	74,88	0,00
15	CELPA	PA	09/07/98	QMRA Participações (Grupo Rede e Inepar)	450,3	54,98	0,00
16	ELEKTRO	SP/MS	16/07/98	Grupo Enron Internacional	1.479,0	46,60	98,94
17	GERASUL	RS	15/09/98	Tractebel (Belga)	945,7	50,01	0,00
18	BANDEIRANTE	SP	17/09/98	EDP (Portugal); CPFL	1.014,0	78,88	0,00
19	CESP TIÊTE	SP	27/10/99	AES Gerasul Emp	938,07	-	29,97
20	BORBOREMA	PB	30/11/99	Cataguazes-Leopoldina	87,38	-	-
21	CELPE	PE	20/02/00	Iberdrola; Previ; BB	1.780,00	79,62	-
22	CEMAR	MA	15/06/00	PP&L	552,8	86,25	-
23	SAELPA	PB	31/11/00	Cataguazes-Leopoldina	363,0	-	-
24	CTEEP	SP	28/06/06	ISA (Interconexión Eléctrica Esp)	1.193,0	-	57,89
<b>Total</b>					<b>25.858,55</b>		

(\*) R\$ Milhões

Fonte: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/privatizacoes>

Para coordenar o novo cenário foi criada, através da Lei nº 9.427/96, a ANEEL, com a finalidade de estabelecer as diretrizes necessárias à regulamentação do setor. Caberia à agência fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, seguindo as políticas e Diretrizes do Governo Federal.

As principais mudanças ocorridas no setor elétrico são apresentadas por Leite e Castro (2014, p. 350), no Quadro 2.

Quadro 2 – Modelos institucionais do setor elétrico

<b>Modelo Antigo (até 1995)</b>	<b>Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)</b>	<b>Novo Modelo (2004)</b>
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios – Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa.
Mercado regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercado Livre e Regulado.
Planejamento – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez/2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficit do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficit do balanço energético liquidados no Mercado Atacadista de Energia - MAE	Sobras/déficit do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para distribuidoras

Fonte: BRASIL. CCEE (2017)

Para Boyer (1990, p. 68): “Historicamente, as pesquisas sobre a regulação partem de uma concepção holística dos vínculos sociais, sem, entretanto, deixar de negar a necessidade de explicitar as mediações que determinam os comportamentos coletivo e individuais”.

A presente pesquisa tem como alicerce as teorias do monopólio natural, da regulação econômica e da regulação econômica por incentivo.

## 2.2 TEORIA DO MONOPÓLIO NATURAL

De acordo com Demsetz (1968), a teoria do monopólio natural teve sua origem nos anos 60, sendo sua base duas declarações da teoria econômica.

A primeira, declarada feita por Samuelson (1964, p. 461):

Persistindo a redução de custos para a empresa, ela poderá expandir seus negócios para torna-se uma parte significativa do mercado. Ficaríamos (1) com um único monopolista; (2) com alguns grandes vendedores que juntos dominam a indústria... (3) com algum tipo de imperfeição da concorrência que, em qualquer forma estável ou em relação a uma série de guerra de preço intermitentes, representa uma mudança significativa no modelo dos economistas da “competição perfeita” em que nenhuma empresa tem qualquer controle sobre o preço da indústria.

Em relação à segunda, Alchian e Allen (1964, p. 412) afirmam que:

Se um produto é produzido em condições de custo...[seria] significa menor custo médio por unidade, [...] apenas uma empresa poderia sobreviver; existindo duas empresas, uma poderia expandir-se para reduzir os preços de venda e, assim eliminar a outra. Tendo em vista a impossibilidade de mais de uma empresa ser rentável, duas é demais. Mas existindo apenas uma, que compete definir, por um período, preços acima dos custos. Ou os recursos são desperdiçados por causa da presença de muitos na indústria, ou existe apenas uma empresa, que será capaz de cobrar preços de monopólio.

O monopólio natural ocorre em um ambiente onde há dificuldade de se estabelecer concorrência em virtude de fatores como necessidade de altos investimentos, por exemplo. Seguindo essa linha de raciocínio, Figueiredo (2014, p. 117) afirma que “Monopólio Natural é aquele decorrente da impossibilidade física da mesma atividade econômica por parte de mais de um agente”. Ainda segundo o autor, o monopólio natural pode decorrer do direito de exploração.

Segundo Farrer (apud SHARKEY, 1982, p. 15), uma indústria enquadra-se no regime monopolista quando apresenta as seguintes características:

- a) Vender um produto essencial;
- b) Ocupar uma localização favorável para produzir;
- c) Vender um produto de difícil estocagem;
- d) Beneficiar-se de economias de escala;
- e) Obrigação de fornecimento.

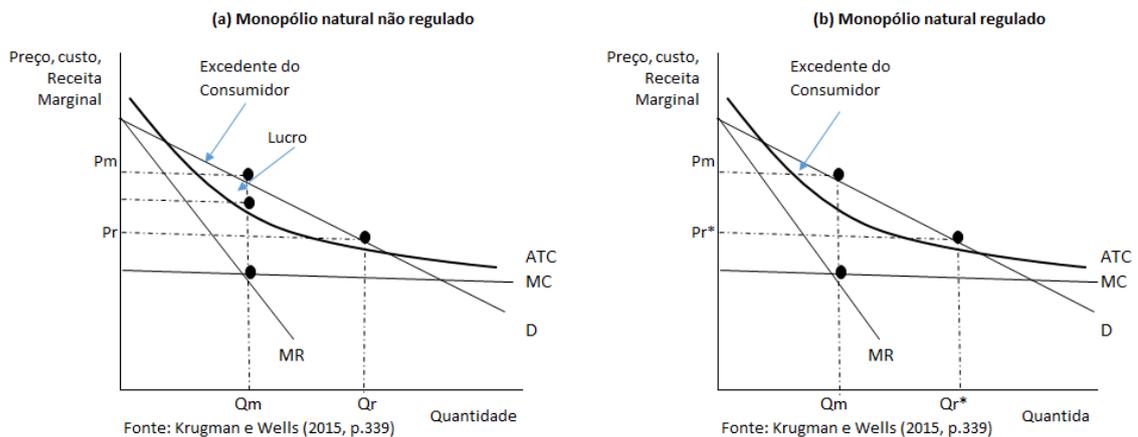
O monopólio natural pode ser regulado ou não. O que diferencia os monopólios é a política de preço praticada. No monopólio regulado, ocorre um limite no preço praticado, sem que exista necessariamente uma escassez.

Segundo Krugman e Wells (2015, p. 338):

Um limite de preço no caso do monopólio não precisa criar escassez; na ausência de um teto para o preço, o monopolista cobraria um preço superior ao seu custo marginal de produção. Mesmo forçado a cobrar um preço mais baixo, desde que esse preço esteja acima do custo marginal e o monopolista pelo menos iguale custo e receita para o produto total, o monopolista ainda tem um incentivo para produzir a quantidade demandada àquele preço.

Na Figura 3, é possível avaliar o comportamento dos preços em um monopólio natural em dois cenários: (a) um não regulado e (b) um regulado.

Figura 3 – Monopólio natural não regulado e monopólio regulado



Para os dois cenários existe uma curva de demanda (D) e uma curva de receita marginal (MR) associada a ela. O custo total é constituído de duas partes, fixo e variável. Partindo do princípio de que a empresa incorra em uma proporção constante do produto, as curvas do custo seriam, o custo variável (MC) e custo total médio (ATC). A curva do custo total tem inclinação para baixo, refletindo a relação quantidade produzida e custo fixo. Quanto maior a quantidade produzida, menor será o custo fixo por unidade.

O gráfico do painel (a) demonstra um cenário monopolista sem regulação. A empresa produz uma quantidade ( $Q_m$ ), cobrando um preço ( $P_m$ ). Observa-se que o preço é superior ao custo total médio (ATC), logo a empresa gera um lucro. Nesse cenário, o monopolista não estaria disposto a produzir se o preço praticado o levasse a gerar prejuízo.

O gráfico mostrado no painel (b) demonstra um cenário onde o regulador fixa um preço no nível mais baixo possível, onde a curva total médio (ATC) cruza a curva da demanda (D). Com um preço mais baixo, a empresa perde dinheiro. Logo, o preço ( $Pr^*$ ) nesse cenário é melhor preço regulado. Para atender a exigência do regulador, a quantidade produzida para atingir o preço ( $Pr^*$ ) será a quantidade demandada ( $Qr^*$ ). Em um cenário regulado, o resultado será um maior ganho para os consumidores e a sociedade.

Nesse sentido, as atividades econômicas desenvolvidas pelo poder público, onde não é possível estabelecer uma concorrência, configuram-se como monopólio natural. Dessa forma, serviços de água, energia elétrica, telefonia, são exemplos de monopólios naturais (FERGUSON 1980).

Nessa perspectiva, surge um dilema necessário de avaliação, se o Estado deve ser um prestador do serviço ou se deveria exercer o papel de regulador dos serviços públicos.

Nos Estados Unidos, durante o processo de regulamentação, uma pauta nas discussões era se os serviços públicos, sendo explorados na condição de monopólio natural, deveriam ou não ser submetidos à regulamentação do Estado. O resultado foi que, serviços essenciais para a população que se configurassem como um monopólio deveriam ser regulamentados pelo governo para que se evitasse a exploração do usuários pelos prestadores dos serviços (JOHNSON et al., 1996).

A presença de um monopólio provoca “falhas de mercado” em virtude de não se conseguir que todos os mercados voltados para bens e serviços sejam organizados sob forma de concorrência perfeita; por essa razão justifica-se a necessidade do papel do regulador (JOHNSON et al., 1996).

As falhas de mercados são elencadas, de acordo com Araújo (2005, p .72), como sendo: “informações imperfeitas, indivisibilidade, externalidade, comportamento colusivo ou não otimizante dos agentes [...]”.

Nesse cenário, onde os interesses do monopolista podem coincidir com os interesses da sociedade, se faz necessário que o impacto dessas “falhas de mercado” sejam amenizados com a presença de um agente regulador que possa estabelecer o equilíbrio entre os agentes econômicos e a sociedade.

## 2.3 TEORIAS DA REGULAÇÃO

Os dois modelos de regulação econômica que influenciaram o cenário econômico mundial, a partir de 1980, tiveram suas teorias posteriores desenvolvidas nos Estados Unidos e na Europa.

O modelo americano tem como objetivo básico a defesa do interesse público, centrado no controle do monopólio privado. As principais características desse modelo são o arcabouço jurídico-institucional norte-americano, *common law*<sup>7</sup>, e a jurisprudência para arbitragem dos conflitos entre partes (PINTO JUNIOR, 2007). Esse modelo influenciou o modelo brasileiro, para o setor elétrico, a partir da década de 1990, com a privatização das empresas distribuidoras de energia elétrica. A partir dos contratos de concessão, o poder concedente conferiu ao capital privado o direito de exploração, por tempo determinado.

O modelo europeu tem como característica a participação de grandes empresas estatais formando um monopólio territorial e integradas verticalmente. O resultado foi uma centralização das tarefas inerentes ao setor: o planejamento, a operação, o financiamento e a regulação (PINTO JUNIOR, 2007).

O estudo das teorias da regulação possibilita uma compreensão do processo regulatório envolvendo os diversos agentes no cenário econômico. As teorias da regulação evoluíram e podem ser avaliadas em três estágios: a análise normativa como teoria positiva; a teoria da captura e a teoria econômica da regulação. A teoria positiva, nesse contexto, passou a ser denominada de teoria do interesse público, e a teoria econômica da regulação ficou denominada como teoria da competição entre os grupos de interesse (VISCUSI; VERNON; HARRINGTON, 2000).

A regulação é uma das formas de intervenção do governo destinada a assegurar o bom funcionamento das atividades econômicas. Existem três tipos de regulação: a) regulação econômica; b) regulação social; e c) regulação de processos. O papel da regulação econômica é estabelecer um equilíbrio econômico entre os agentes envolvidos no processo com o objetivo de se estabelecer as restrições de preço, melhoria no atendimento etc. A regulação social é aplicada com a finalidade de estabelecer regras para as entidades com fins sociais, enquanto a regulação de processo encontra-se vinculada à gestão do setor público (ANGELDONIS, 2010).

No âmbito do Direito, a regulação é estudada sobre duas funções aplicadas ao Estado. A primeira é a concepção ampla segundo a qual o conceito seria uma visão intervencionista do

---

<sup>7</sup> *Common Law* é um termo utilizado nas ciências jurídicas para se referir a um sistema de Direito onde as normas e regras não estão escritas, mas sancionadas pelo costume ou pela jurisprudência.

Estado; a segunda é a concepção restrita. Segundo Cassese (apud JUSTEN FILHO 2002, p. 28), a concepção restrita é baseada na ideia de que “Regulação não é toda espécie de ingerência pública na economia, como a planificação, as subvenções, a concentração, a disciplina sanitárias e do trabalho etc.”.

Santiago Junior (2010) incluiu uma terceira concepção, a intermediária, que associa a regulação ao conceito de governança e às autoridades de regulação. Um aspecto fundamental nessa concepção é a ideia da participação dos interessados no processo de elaboração da norma.

Em virtude disso, o tema sobre regulação tem sido alvo de questionamentos jurídicos, por se tratar de elemento essencial no arcabouço da relação entre entidades econômicas e usuários dos bens públicos. Nessa linha, Justein Filho (2002, p. 15) entende que “regulamentação corresponde ao desempenho de função normativa infraordenada, pela qual se detalham as condições de aplicação de uma norma de cunho abstrato e geral”.

Ao longo do tempo, com o surgimento de pesquisas na área de regulação, surgiram algumas teorias a partir dos enfoques econômico, filosófico e sociológico, com o objetivo de explicar o alcance e os limites da mesma. O foco desta pesquisa concentrou-se no enfoque econômico.

O enfoque econômico tem como alicerce três teorias:

- Teoria do Interesse Público
- Teoria da Captura
- Teoria da Competição entre Grupos de Interesse

Brown (2007, p. 16) destaca as funções da regulação econômica: “definição, acompanhamento e controle do cumprimento dos limites máximos da tarifa e de padrões mínimos de serviço”.

A regulação econômica pode ser estudada como sendo o ramo da economia que estuda os sistemas econômicos com o foco em preços, quantidades produzidas, ofertadas e demandada de acordo com as relações de mercado. A importância dos estudos pautada nessas relações permite que sejam avaliadas as necessidades *versus* qualidade dos serviços prestados (FIGUEIREDO 2014).

Para a teoria econômica, a regulação econômica exerce um papel importante por ter como objetivo evitar a apropriação de lucros extraordinários por parte da empresa monopolista (PINTO JUNIOR, 2007, p. 169). São seus principais objetivos:

- a) Correção das imperfeições do mercado;
- b) Incentivos à eficiência;
- c) Garantia da qualidade adequada do serviço;
- d) Manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Ou seja, observa-se que os objetivos têm como alvo estabelecer equilíbrio na relação dos agentes econômicos. Estes giram em torno da qualidade adequada dos serviços e de sua remuneração. Por isso, a questão tarifária é um elemento importante quando se trata de regulação econômica.

No monopólio regulado, o preço é fixado pelo poder concedente a partir de regras claras definidas pelo regulador em contrato.

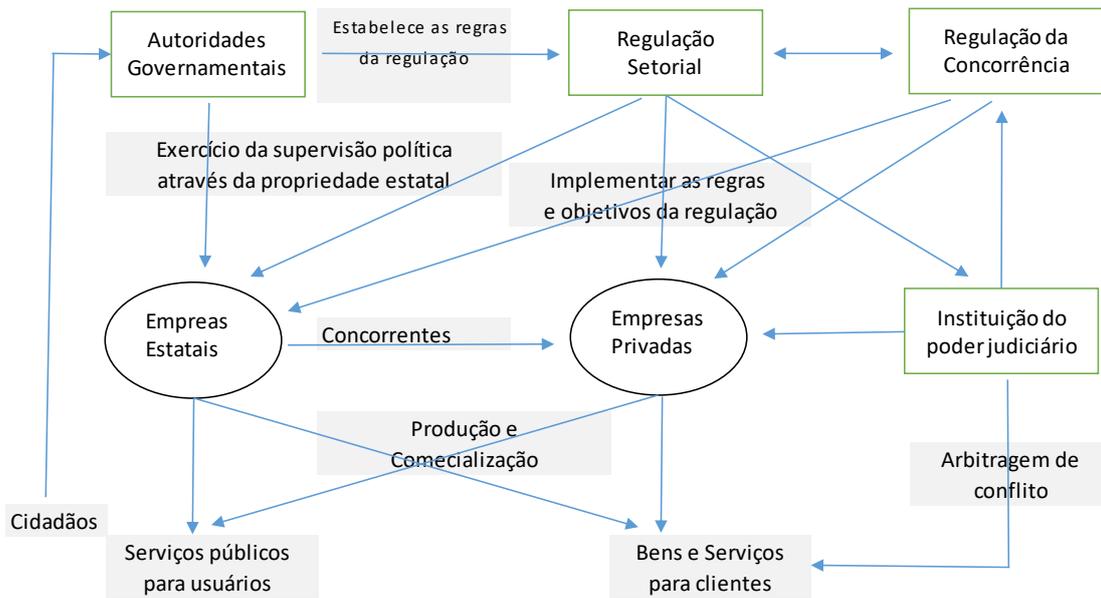
Independentemente das discussões econômicas, o anseio social é que se estabeleça o equilíbrio de mercado. Em um modelo de equilíbrio, as hipóteses que alicerçam a economia são: a) a plena racionalidade dos agentes de mercado; b) a disponibilidade completa de informações; e c) o ajustamento simultâneo dos preços e quantidades. O surgimento de uma crise ocorre quando surge um descompasso em algumas dessas hipóteses (BOYER, 1990).

O ponto importante no papel da regulação ocorre no âmbito das relações sociais e das questões institucionais. Quando ocorrem conflitos entre os agentes, o resultado é o surgimento de crise. Uma crise pode ocorrer, por exemplo, em função do esgotamento de investimentos que possam colocar em risco novos projetos, bem como por contradições por parte do órgão regulador envolvendo decisões que beneficiem determinados agentes em detrimento de outros (BOYER 1990).

A regulação econômica tem entre seus objetivos manter o equilíbrio entre os concorrentes, estabelecendo um equilíbrio no mercado. Dessa forma, interfere de forma direta na formação de preço (tarifa), no nível de concorrência e no tamanho do mercado. No caso do setor elétrico, busca estabelecer regra de concorrências entre as distribuidoras, visando promover uma maior eficiência.

Nesse sentido, o que se almeja é uma regulação que objetiva encontrar o equilíbrio entre os diversos agentes do mercado. Para Genoud, Finger e Arentsen (2004, p. 18), esses agentes são interdependentes e têm suas funções bem definidas, independentemente das responsabilidades que lhe são atribuídas. Essas funções são apresentadas na Figura 4.

Figura 4 – Agentes do setor



Fonte: Genoud, Finger e Arentsen (2004, p. 22)

Nesse contexto, para manter um equilíbrio entre os agentes, é necessário estabelecer uma política de remuneração dos serviços prestados, visando à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

Por se tratar de um monopólio natural, a prestação de um serviço público de energia elétrica necessita que lhe seja atribuída uma remuneração (tarifa) pelos serviços prestados e que se possa exigir qualidade na execução dos mesmos.

Os três modelos básicos de tarifas mais aplicáveis no cenário mundial são a tarifação pelo custo do serviço, a tarifação com base no custo marginal e o *price-cap* (preço teto).

As principais regras utilizadas para regulação econômica do setor energético, são apresentadas no Quadro 3, destacando-se o objetivo de cada uma, suas vantagens e desvantagens.

Quadro 3 – Modelos Básicos de Tarifação

Tarifação	Objetivos/Características	Vantagens	Desvantagens	Fórmula
Tarifação pelo Custo de Serviço ou Taxa de Retorno	Consiste na fixação de uma taxa de remuneração do capital investido considerada justa pelo regulador.	Assegurar a viabilidade econômica da empresa. Incitar o investimento.	Tendência à má alocação distorcida de recursos. Nenhuma incitação à redução dos custos	Receita – Despesa – Depreciação = $i\% \times$ Base de Capital (2)
Tarifação com base no Custo Marginal e <i>Second Best</i>	Consiste em igualar os preços a seus custos marginais.	Essa política simularia um mercado perfeito, alcançando-se o ótimo social.	No caso de um monopólio natural forte, essa regra geraria um déficit para a empresa, ou seja, não conseguiria cobrir os custos fixos.	$P=C$ (3)
Regime <i>Price Cap</i>	Assegura um preço teto, menos um índice negociável X (indicador de produtividade).	Proteção dos consumidores. Incita a redução de custos.	Necessita de definição de um padrão mínimo de qualidade. Critério para revisão do parâmetro X.	$\Delta P = IPC - X + Y$ (4)

Nota: Base de Capital – Capital investido; P – Preço; C – Custo marginais;  $\Delta P$  – Price cap; IPC – Índice de preço; X – Fator de produtividade; Y – Contingências.

Fonte: Adaptado de Pinto Junior (2007, p. 172-177)

Atualmente, a utilização do regime *price-cap* vem sendo ampliada. Esse regime teve sua origem na Inglaterra, após o processo de privatização e regulamentação na década de 1980. Os objetivos do *price-cap* são dois: estabelecer um preço-teto para o serviço e estimular uma eficiência de produtividade (VINHAES, 2003; PARKER; DASSLER; SAAL, 2006).

A vantagem do modelo baseado em incentivos sobre a taxa interna de retorno é que na aplicação da segunda não existirá nenhum esforço por parte do investidor para avançar no ganho de produtividade, ou seja, independentemente do esforço, a remuneração é garantida. Já a regulação por incentivo permite que os custos sejam cobertos; no entanto, os ganhos a partir da redução dos custos estão associados a uma maior produtividade.

Uma particularidade da regulação por taxa de retorno ou pelo custo (EUA, Canadá, Japão, Rússia, África do Sul) encontra-se no fato de que as agências reguladoras fixam a tarifa a partir de uma taxa interna de retorno (*rate of return*), ou seja, as distribuidoras ficam limitadas à taxa definida pelo agente regulador. Nesse modelo, o grande desafio é a geração de informações que contemplem de forma fidedigna os custos e a taxa de retorno adequada para sua cobertura (BRITO, 2009).

Um elemento que exerce um papel importante na aplicação da teoria da regulação, é a agência reguladora.

Historicamente, o surgimento das agências reguladoras ocorreu na Inglaterra, a partir de 1834, com o florescimento de entidades autônomas, criadas pelo parlamento, com o objetivo de decidir questões controversas que surgissem no cumprimento das leis (GROTTI, 2006).

O modelo inglês influenciou os Estados Unidos e, com a criação da *Interstate Commerce Commission* – ICC, em 1887, teve início a era da regulamentação moderna. O objetivo da ICC era regulamentar os serviços interestaduais de transportes ferroviários. Surgia, dessa forma, a primeira agência reguladora da era moderna.

É possível observar, no Brasil, dois momentos distintos no surgimento das agências reguladoras. O primeiro, na década de 1990, inspirado no desenho norte-americano pós *New-Deal*. O referido modelo apresentava duas características: a) um considerável grau de independência em relação ao poder concedente; e b) dotado de uma elevada capacidade técnica (BINENBOJM, 2005).

As principais características das agências regulatórias norte-americanas apresentadas por Cuéllar (2002) são: a) a imposição de sanções pela Administração aos particulares deveria ser autorizada pelo Poder Legislativo, por meio de regras que controlassem a atuação das agências administrativas; b) os procedimentos decisórios adotados pelas agências deveriam se pautar pelas diretivas legislativas; c) possibilidade de revisão jurisdicional da atividade regulatória, a fim de assegurar a utilização pelas agências de procedimentos precisos e imparciais conforme disposições legais; d) o processo decisório utilizado pelas agências deveria facilitar o exercício da revisão judicial.

Por sua vez, Justen Filho (2002) classifica as agências norte-americanas de acordo com a autonomia (independentes e não independentes), o âmbito de atuação (agências de serviços administrativos; agências de desenvolvimento; agências de bem-estar social; agências de relação econômica, e agências de regulação social); natureza das atividades (executivas ou reguladoras), e nível federativo (federais, estaduais e municipais).

As agências reguladoras foram criadas com a finalidade de exercer o papel, transferido pelo poder concedente, de agente fiscalizador no segmento de atuação. Dentre as responsabilidades exercidas pelas agências destacam-se: o controle sobre a geração do lucro, a garantia de padrões de qualidade do serviço e o estímulo à eficiência na prestação do serviço.

As agências reguladoras exercem um papel relevante em um cenário econômico regulado em virtude de sua autonomia para estabelecer normas, fiscalizar os agentes e, principalmente, estabelecer tarifas remuneratórias para um equilíbrio econômico na prestação dos serviços.

Para o direito comparado, o estudo do papel das agências em um cenário regulado constitui um aspecto importante na busca de identificar como a doutrina e a jurisprudência dos países vêm tratando as questões polêmicas que também são suscitadas no Direito Pátrio (ARAGÃO, 2013).

A regulação não representa a solução para todos os problemas. Segundo Brown (2007, p. 44), nada pode ser feito pelo regulador quando uma decisão de governo interfere diretamente no poder de regular. No Brasil, por exemplo, o governo federal determinou, por meio da Medida Provisória - MP 579/12, convertida na Lei nº 12.783/2013, uma retração na aplicação da majoração das tarifas em média de 20%.

Mesmo em países onde a busca pelo *laissez-faire*<sup>8</sup> foi implantada, na década de 1980, nem sempre a teoria do liberalismo econômico tem convivido em harmonia com a prática. Nos Estados Unidos, por exemplo, onde o processo de desregulamentação e de desengajamento do Estado atingiu um grau elevado, na prática, ocorrem algumas intervenções seletivas com o objetivo de equilibrar o mercado (BOYER, 1990). A aprovação da Lei *Sherman*<sup>9</sup> significou uma intervenção governamental nas decisões de negócios. Em função disso é que regulação e competição nem sempre estão em harmonia.

De acordo com Mello (2000, p. 9): “A crítica fundamental atribuída ao modelo de agência regulatória independente encontra-se essencialmente no seu ‘déficit democrático’”. A questão está relacionada com o aspecto da sua autonomia e independência. Agentes não eleitos pelos demais agentes envolvidos no cenário são indicados para conduzir os processos regulatórios.

### 2.3.1 Teoria do Interesse Público

Essa teoria tem como foco a relação entre o interesse público e o órgão regulador. O agente regulador deve intervir sempre que o interesse público esteja sendo ameaçado. A teoria do interesse público exerce um papel importante nos regimes monopolistas em virtude dos possíveis atritos decorrentes da falta de concorrência.

A teoria do interesse público, em sua base conceitual, apresentou duas vertentes, a primeira desenvolvida por Stigler (1971) no artigo *The Theory of Economic Regulation* e Posner

---

<sup>8</sup> *Laissez-faire* é uma expressão de origem francesa que, literalmente, significa “deixai fazer, deixa ir, deixai passar”. Na linguagem econômica significa que o mercado deve funcionar livremente sem interferência.

<sup>9</sup> A primeira lei concorrencial americana. Criada em 1890, consistindo no reconhecimento no Direito Concorrencial por via legislativa. A essência da Lei de Sherman era a preocupação com a proteção do consumidor contra os abusos de grupos econômicos.

(1974) no artigo *Theories of Economic Regulation* e a segunda desenvolvida por acadêmicos. Com relação à primeira, a regulação, tendo como base a teoria, foi explanada como sendo necessária, para se buscar uma maior proteção e benefícios para o público em geral. A segunda vertente trata a teoria como um conjunto de ideias que tem como finalidade propor ao mercado regulamentação quando ocorrerem falhas com o objetivo de contribuir com o bem-estar social (HANTKE-DOMAS, 2003).

Nesse sentido, a regulação tem o propósito de zelar pelo interesse público, atingindo certos resultados desejados pela comunidade (CARDOSO et al., 2009; HANTKE-DOMAS, 2003).

Essa teoria sugere que a regulação é o resultado de uma demanda pública para a correção de falhas de mercado. As falhas de mercado apontadas pela teoria estão relacionadas com preços ineficientes ou desiguais no mercado, bem como a assimetria da informação.

Diante dessas falhas de mercado, é que se justifica a intervenção governamental para se estabelecer a ordem necessária ao se manter salvaguardado o interesse público.

Nessa teoria, a autoridade central, também chamada de órgão regulador, zela pelos interesses da sociedade (RIABI-BELKAOUI, 2000; SCOTT, 2009).

O problema é que nem sempre o interesse privado nas políticas regulatórias encontra-se associado ao bem-estar social. A questão reside nos interesses de grupos que buscam uma maior participação na transferência de recursos que resulte em lucros (VISCUSI et al., 2000). Quando essas transferências são feitas de forma desproporcional, pode gerar desequilíbrios entre os agentes envolvidos no processo. Esse tipo de falha foi denominada “falha de mercado”. Em função disso, se faz necessário uma regulamentação que possa estabelecer o equilíbrio entre os agentes.

No setor elétrico brasileiro, para evitar as possíveis “falhas de mercado”, o regulador tem procurado, por meio de uma ampla discussão com a participação da sociedade, colher contribuições para o aperfeiçoamento das premissas (ganho de produtividade, Fator X, custo de capital etc.) que envolvem o processo das revisões tarifárias periódicas. Essas reuniões ocorrem via audiências públicas, com o objetivo de colher subsídios e informações envolvendo todos os agentes interessados no processo, conforme demonstrado na Figura 5.

Figura 5 – Processo das audiências públicas nas Revisões Tarifárias



Fonte: Brasil (2011b, p.22)

Na teoria do interesse público de regulação sustenta-se que as agências reguladoras são criadas com a finalidade pública. Logo, sua responsabilidade é convergir o seu papel de regulador com os interesses públicos.

Como o modelo brasileiro ainda é uma mescla entre o público e o privado, corre-se o risco do surgimento de agentes que tenham interesses alheios ao processo regulatório. Como exemplo, Müller-Monteiro (2011, p. 52), expõe a posição da Assembleia Geral Administrativa com relação à decisão do governo do Estado do Paraná, acionista majoritário, em interferir na determinação da tarifa da COPEL, colocando em risco o equilíbrio econômico financeiro da distribuidora. A ANEEL determinou, em 2009, um reajuste médio de 18,00% nas tarifas da distribuidora, o índice final corresponderia a um efeito médio de 12,98%. A decisão do governo foi pela rejeição do reajuste autorizado pelo poder concedente e aprovando de forma unilateral, um reajuste de 5% para ser aplicado nas faturas de energia elétrica. Em linha com o pressuposto da teoria do interesse público, os acionistas, segundo Müller-Monteiro (2001. P.52), expressaram em ata que: “[...] cabe à ANEEL e não à COPEL ou o Estado do Paraná, definir, sob o ponto de vista do interesse público, quando tal modicidade está ou não sendo atingida”. Logo, a decisão de não aplicar a remuneração tida como justa, poderia colocar em risco a continuidade dos serviços

### 2.3.2 Teoria da Captura

No avanço dos estudos, surgiu a teoria da captura com uma visão contrária à teoria do interesse público. O foco passou a ser a independência e a autonomia do agente regulador.

Para que o regulador possa desenvolver uma atividade isenta, é necessário que o seja blindado de influência política, ou seja, tenha independência e seja imparcial na tomada de decisões. Essa é a essência da teoria da captura a qual a agência reguladora deve ser capturada apenas pelos interesses econômicos a que serve (STIGLER, 1971).

Nesse sentido, o regulador não pode exercer seu poder de forma parcial para atender reivindicações que possam beneficiar qualquer agente vinculado ao processo regulatório em detrimento de outros (GAMA, 2004). Esse fenômeno, captura do agente regulador, ocorre quando, por exemplo, o agente regulador estabelece como alvo o equilíbrio econômico financeiro de entes regulados, com maior poder de influência, sem levar em conta que o risco deve ser visto como inerente ao negócio.

A teoria da captura é assim denominada por prever que a regulação é “capturada” pelos regulados, ou seja, a regulação serve àqueles que pretendem regular, em detrimento do público (KHOTARI; RAMANNA; SKINNER, 2010).

A captura do Agente Regulador pode ocorrer a partir de grupos privados com forte influência no processo regulatório (captura econômica), ou mesmo pelo poder público, quando este interfere, em nome das políticas sociais, em favor de seus próprios interesses (captura política).

No caso brasileiro, devido às necessidades do estabelecimento de políticas públicas, o Poder Concedente tem, em alguns momentos, influenciado (captura política) diretamente no processo de estabelecimento de uma tarifa de energia que possa proporcionar um nível aceitável de investimentos por parte dos investidores.

Exemplos dessas ingerências foram presenciados em dois momentos recentes. O primeiro, com a publicação da MP 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, que promoveu uma série de ajustes no setor em decorrência da antecipação da renovação dos contratos de concessão; o efeito desses ajustes foi uma redução na tarifa em torno de 20%; o segundo foi a publicação da Resolução nº 03, de 2013, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE que obrigava as geradoras a assumir 50% dos custos para operacionalização das usinas térmicas.

Tentar fazer com que as empresas assumam esses subsídios pode gerar um desequilíbrio na modicidade tarifária, afetando as demais camadas da cadeia.

Através de evidências empíricas, essa teoria apresenta provas de que a regulação em situações diversas fora exercida em prol da empresa regulada. Reforçando essa ideia, foi possível observar a prática da teoria da captura econômica no processo de revisão tarifária envolvendo a Companhia Elétrica do Ceará – COELCE. Na ocasião da homologação do 1 CRTP, uma ação popular levou o poder judiciário a interferir na decisão do agente regulador e

anular o processo de revisão tarifária no ano de 2005. A Agência recorreu ao Superior Tribunal de Justiça e teve êxito, revertendo a decisão proferida anteriormente. Concluiu-se, dessa forma, que a Agência agiu de forma parcial, quando optou pela defesa de um ente regulado quando deveria equacionar eventuais desequilíbrios provocados pelo cumprimento do contrato de concessão (MELO, 2010).

#### **2.3.4 Teoria da competição entre grupos de interesse**

A teoria do interesse público e a teoria da captura têm seus focos bem definidos; a primeira tem como alvo os consumidores, enquanto a segunda tem como alvo as empresas.

No entanto, em um mercado com diversos agentes negociando entre si, é fundamental que se estabeleça o equilíbrio e relações saudáveis para um ambiente competitivo.

Nesse sentido, emergiu a teoria da competição entre os grupos de interesse com a premissa de que a regulação é desenhada para atender às necessidades do grupo de interesse que exercer maior pressão relativa sobre o regulador e o legislador (CARDOSO et al., 2009).

O pressuposto básico da teoria é que instrumentos políticos são usados para beneficiar os grupos de pressão mais influentes. Esses instrumentos podem ser configurados como subsídios, impostos ou regulamentos com fins específicos (BECKER, 1983).

Becker (1983) desenvolveu um modelo para oferecer explicações de como ocorre a pressão entre grupos. Para elaborar tal modelo, o autor parte das funções de influência entre dois grupos de pressão homogêneos competindo entre si em condições de equilíbrio de mercado.

Nesse sentido, o regulador é pressionado pelos respectivos grupos para uma tomada de decisão que possa beneficiar àquele mais influente. Assumindo inicialmente um grupo S e outro T, a pressão de um grupo é exercer influência sobre o outro para que possa ocorrer uma transferência de Receita. Becker (1983) denomina que o grupo vencedor recebeu um subsídio enquanto o perdedor foi taxado.

Logo, uma premissa básica é que os impostos, os subsídios e atos regulatórios podem ser utilizados como instrumentos no aumento de influência política entre grupos de pressão (MÜLLER-MONTEIRO, 2011), cabendo ao regulador ser o agente intermediador entre os grupos.

No setor elétrico brasileiro é possível verificar a Teoria da Competição entre grupos de interesse no processo de revisão tarifária, no que tange a determinação, por exemplo, do

Fator X. De um lado, as distribuidoras pressionando o regulador para que se tenha uma maior redução do percentual que deverá ser compartilhado com a sociedade. Do outro lado, os consumidores pressionando o regulador para que o percentual seja o maior possível. Um maior Fator X representa uma menor tarifa.

## 2.4 TEORIA DO INCENTIVO

No processo da regulação, o regulador tem como objetivo fazer com que a empresa cumpra objetivos sociais, distintos dos seus objetivos. Esse problema enfrentado pelo Regulador é conhecido como Problema do Principal (regulador) e do Agente (Firma) (ARAÚJO, 2005). O desafio na realização dessa tarefa, para o regulador, ocorre em função da falta de conhecimento pleno das atividades exercidas pela entidade (LAFFONT; MARTIMORT, 2001).

Esse conflito ocorre devido à assimetria da informação, ou seja, a entidade possui melhores informações sobre suas atividades do que o regulador. O resultado do conflito é o surgimento do problema principal-agente, que pode ser analisado a partir de duas vertentes, a primeira é conhecida como um problema de informação oculta, denominada de seleção adversa, e a segunda é um problema de ação oculta, denominado de risco moral.

O problema da seleção adversa ocorre pelo uso de informação especializada, não dominada plenamente pelo regulador, sobre alternativas de ação, para atingir os objetivos da entidade. Já o risco moral ocorre no momento em que a firma oculta ineficiências internas, podendo colocar a entidade em riscos que envolvem os negócios (LAFFONT; MARTIMORT, 2001).

Visando contribuir com o tema da assimetria da informação Akerlof, publicou o artigo *“The Market for ‘Lemons’: Quality Uncertainty and the Market Mechanism”*<sup>10</sup>, no qual investiga as relações entre qualidade de bens e informações, buscando detectar as implicações dessas relações no mercado. A falta de informações por parte de consumidores ou agentes reguladores pode levar a uma diminuição na qualidade dos bens. A ideia central exposta por Akerlof é a existência da “informação imperfeita”, ou seja, os agentes de mercado não dispõem da “informação perfeita” para o funcionamento ideal de mercado (AKERLOF, 1970).

---

<sup>10</sup> O artigo de Akerlof é considerado uma ruptura com as ideias da economia neoclássica para a qual existia a tese da informação perfeita. Sua contribuição foi tentar detectar a existência de assimetria de informações nas transações de mercado.

Devido aos problemas enfrentados pela regulação (assimetria da informação e mudanças tecnológicas), as pesquisas passaram a vislumbrar dois ramos: a implementação de uma regulação por incentivo ou um processo de desregulamentação parcial.

Para Sappington e Weisman (1996, p. 2): “Regulação por incentivo pode ser definida como a aplicação de regras que incentivam uma empresa regulada para atingir os objetivos desejados através da concessão de algum, mas não todo, grau de liberdade para empresa”.

Os autores destacam duas razões que justificam a limitação do grau de liberdade para empresas que estejam em um cenário de regulação incentivada. Em primeiro lugar, as empresas têm melhores informações do que o regulador sobre aspectos-chave dos serviços regulados (assimetria da informação). Em segundo lugar, os objetivos da empresa diferem dos objetivos dos consumidores e da sociedade em geral.

Berg e Sotkiewicz (2000) entendem regulação por incentivo como sendo o uso de recompensas e sanções (penalidades) para induzir a empresa de serviço público a atingir os objetivos desejados.

Partindo desse entendimento, Berg e Sotkiewicz (2000, p. 3) apresentam três elementos importantes na aplicação da regulação incentivada:

- a) Uso de recompensas e sanções para motivar a empresa de serviço público.
- b) A empresa ajuda no estabelecimento de metas ou metas de desempenho.
- c) A empresa decide como atingir as metas.

Para Siciliano (2005, p. 253), a regulação incentivada seria benéfica tendo como alvo os custos de agência e o desempenho dos agentes em função dos seguintes fatores: a) por garantir eficiência econômica com menos informações; b) por impelir os agentes a se aproximarem do ótimo social estático (preços próximos aos custos), sem precisar conhecer as funções de custos e demanda; e c) por reduzir a necessidade de mensurar o esforço dos administradores das concessionárias, pois os mesmos são incentivados a tomar decisões corretas e repartir os ganhos com os consumidores.

Para uma melhor compreensão da teoria por incentivo aplicada ao setor elétrico brasileiro, pode-se estabelecer uma divisão em três vertentes: a regulação dos preços (*price cap*), a regulação por padrão de comparação (*yardstick regulation*, ou *yardstick competition*) e a regulação por qualidade (ARAÚJO, 2005).

### 2.4.1 Price-cap

Os modelos aplicáveis para remuneração dos investimentos em uma empresa de distribuição de energia elétrica em um ambiente regulado são: o primeiro, a remuneração baseada em taxa de retorno onde a concessionária demonstra os custos necessários para a prestação do serviço e o agente regulador fixa a taxa de retorno na definição da tarifa; o segundo, a fixação, pelo regulador, de um preço teto, sendo a concessionária incentivada a buscar uma maior produtividade.

O *price Cap* foi adotado inicialmente no Reino Unido no setor de telecomunicações. O modelo permitia ao ente regulado reter os ganhos de eficiência oriundos da redução de custos obtido abaixo da taxa estabelecida.

Atualmente, os países que migraram para o modelo do *price cap* na determinação de tarifas das empresas distribuidoras de energia elétrica, foram: a Grã-Bretanha, Argentina, Chile, Brasil e Austrália.

Apesar da relevância do setor elétrico americano, o regime tarifário permanece o *cost plus*. Estudos realizados para avaliar o nível de risco envolvendo os modelos norte-americano e britânico chegaram à conclusão de que o risco com o modelo do *price cap* é mais elevado do que o risco no modelo *cost plus*. Refletindo, nesse caso, em betas<sup>11</sup> mais elevados. (ALEXANDRE, MAYER, WEEDS, 1996).

O objetivo da regulação baseada em incentivos, do tipo *price-cap*, é replicar a ação que as forças de mercado teriam sobre empresas que atuam em monopólios naturais, de modo a simular um ambiente de um setor competitivo (BRASIL, 2011e).

Segundo Siciliano (2005, p. 257): “uma das principais vantagens do regime de preço-teto incentivado consiste num maior grau de liberdade de gestão das empresas de serviço público, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores”.

Araújo (2005, p. 94) apresenta o modelo básico da aplicação do *price cap* como sendo:

O contrato de concessão fixa o preço e uma fórmula para os reajustes periódicos (geralmente anual) durante o período da concessão (mais precisamente, entre revisões efetuadas a intervalos de vários anos), a qual incorpora a inflação e um termo exprimindo metas plurianuais de ganhos de produtividade, fixada pelo regulador, mais eventualmente um termo representando choque específico à indústria, não levado em conta pelo índice de inflação. Esse esquema é conhecido pelo nome “ $IPC - X + Y$ ”.

---

<sup>11</sup> O beta de uma ação descreve o seu risco em relação ao mercado, indicando se o papel apresenta um risco maior (beta > 1,0), menor (beta < 1,0), ou igual (beta = 1,0) em relação risco sistemático da carteira de mercado.

Em síntese, esse modelo estabelece um mecanismo para incentivo de redução dos custos por parte da empresa regulada.

No caso do setor elétrico brasileiro, devido aos repasses dos custos não gerenciáveis (Parcela A) para a tarifa, o modelo passou a ser chamado de *Price Cap with cost pass through* (BRASIL, 2006).

Algumas críticas são feitas por Bell e por Araújo à aplicação do *Price Cap*. Uma das críticas feitas por Bell (2002) é que na abordagem da regulação a partir do *price cap*, a rentabilidade das empresas é substancialmente afetada ou determinada pelas decisões tomadas pelo regulador. Outro ponto a ser levado em consideração é que os colaboradores são susceptíveis a ver o Fator X como valor-alvo para os ganhos de eficiência e não uma estimativa em torno da qual devem ser otimizados.

Araújo (2005, p.95), por sua vez, apresenta como principais problemas na aplicação do *price cap*:

- a) A definição de metas sobre possíveis ganhos de produtividades exige conhecimentos aprofundados não só da indústria regulada em geral no mundo, mas especificamente daquela sob sua jurisdição, firma por firma.
- b) O processo de reajuste tem conflitos potenciais, apesar da simplicidade da fórmula. A resolução de conflitos aumenta os custos e exige mais informações, não tão diversa daquela requerida pelos esquemas tradicionais.

De acordo com Bell (2002, p. 66), existem evidências que sugerem que a aplicação do *price cap* precisa ser integrada com outros mecanismos de incentivos, como a técnica de *benchmarking* e uma Competição por padrões (*Yardstick competition*).

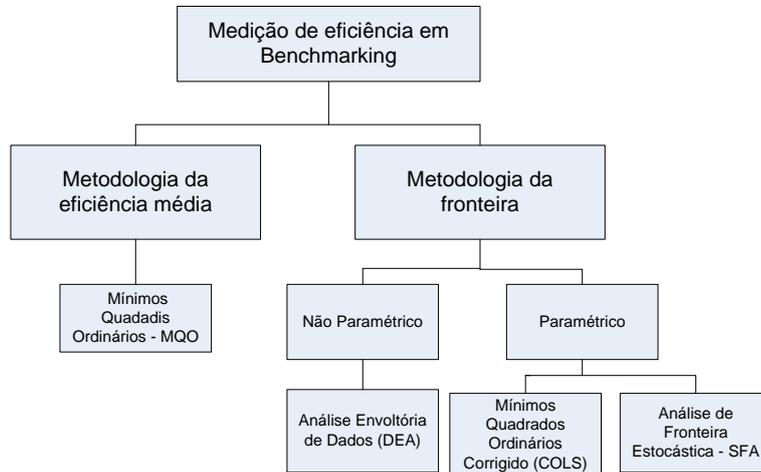
#### **2.4.2 Benchmarking**

O *benchmarking* é aplicado para se identificar a eficiência da companhia, enquanto a competição por padrões aplicados em um monopólio regulado é uma forma de regulação por incentivo utilizada para controlar os preços de uma companhia a partir dos custos de outra companhia.

Os métodos de *benchmarking* podem ser classificados em métodos de eficiência média (*average benchmarking*) e os métodos de fronteira (*frontier benchmarking*). O primeiro trabalha com medidas de eficiência média e o segundo se baseia na melhor prática entre as empresas (BRASIL, 2008a).

A metodologia aplicada pelas agências reguladoras europeias para mensuração da eficiência é demonstrada na Figura 6.

Figura 6 – Métodos e metodologias aplicadas nas agências reguladoras europeias



Fonte: Adaptado de Plagnet (2006)

A aplicação da metodologia da fronteira segrega-se entre o não paramétrico e o paramétrico; as vantagens e desvantagens da metodologia são apresentadas no Quadro 4.

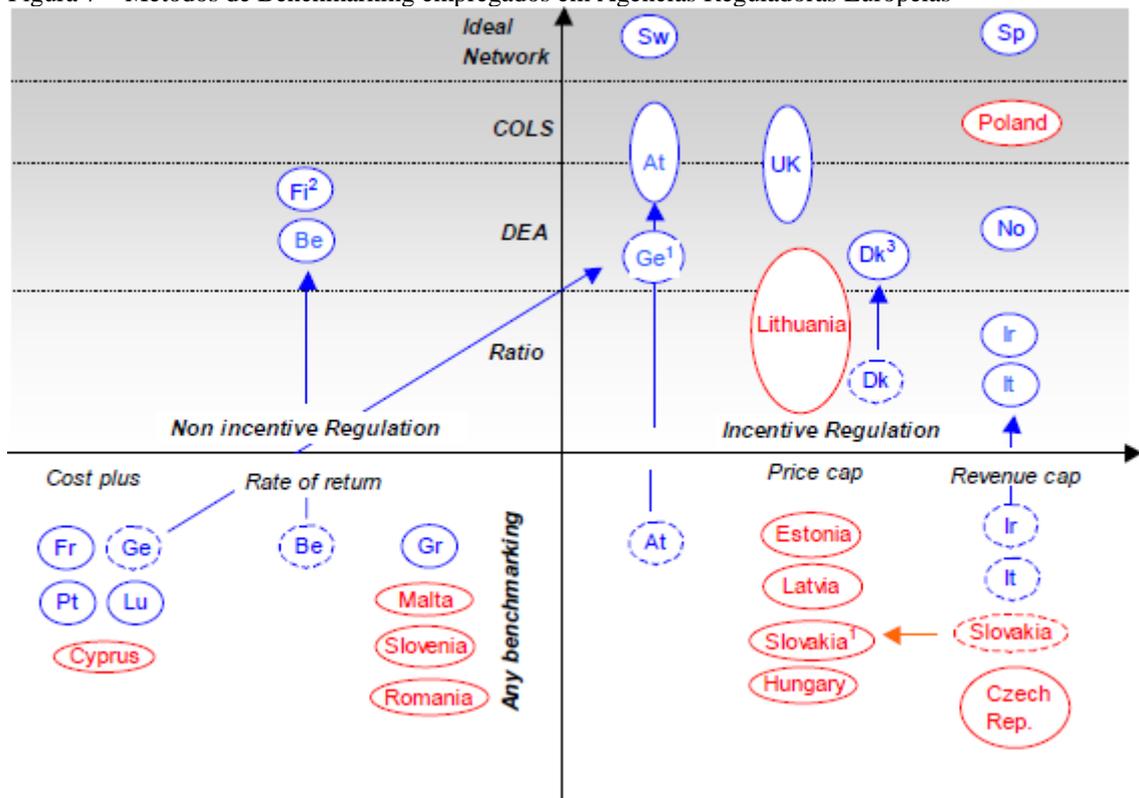
Quadro 4 – Comparativo entre os métodos de *benchmarking*

<b>Modelos</b>	<b>Características</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Métodos Não Paramétricos – DEA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cálculo através de Programação Linear.</li> <li>• Depende da hipótese sobre os rendimentos de escala do setor.</li> <li>• Não existe a necessidade de estabelecer estrutura prévia do modelo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não há pressupostos sobre a distribuição estatística de nenhum termo.</li> <li>• Maior flexibilidade no cálculo do modelo.</li> <li>• Decomposição do fator <i>catch-up</i> e de deslocamento da fronteira.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não se aplica inferência estatística.</li> <li>• Muito sensível a erros de medida e <i>outliers</i>.</li> <li>• Não se separa o erro de medida da ineficiência.</li> <li>• É necessário assumir alguma hipótese de retorno de escala.</li> </ul>
Fronteira determinística (Painel, COLS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Método mais comum para obtenção de estimativa da eficiência relativa.</li> <li>• COLS – Prestador com resíduos mínimos vira referência para toda a amostra.</li> <li>• O uso de dados em painel permite contemplar características não observáveis e constantes no tempo que influenciam o custo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil entendimento.</li> <li>• Método de aplicação simples.</li> <li>• Permite testes estatísticos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todo o desvio da estimativa é considerado ineficiência do prestador.</li> <li>• Modelagem da função de distância é definida de forma arbitrária.</li> <li>• Problemas de variáveis omitidas e endogeneidade.</li> </ul>
Fronteira Estocástica (SFA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimação por Máxima verossimilhança.</li> <li>• Modelagem estatística dos componentes do termo de erro;</li> <li>• Necessidade de estabelecer estrutura do modelo.</li> <li>• Cálculo da eficiência absoluta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Separa a ineficiência do erro aleatório.</li> <li>• Menor sensibilidade a erros de medidas e <i>outliers</i>.</li> <li>• Permite inferência estatística.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problemas de variáveis omitidas e endogeneidade.</li> <li>• Subjetividade na modelagem do termo de erro e na estrutura do modelo.</li> </ul>

Fontes: Bogetoft e Otto (2011) e Brasil (2008)

Na Europa, existem vários sistemas de regulação, sendo adotadas metodologias diferenciadas. De acordo com a Figura 7, é possível observar que a maioria dos países adota um modelo baseado em incentivos.

Figura 7 – Métodos de Benchmarking empregados em Agências Reguladoras Europeias



Nota: Fr – França; Pt – Portugal; Ge – Alemanha; Lu – Luxemburgo; Be – Bélgica; Gr – Grécia; Fi – Finlândia; Sw – Suécia; Sp – Espanha; At – Áustria; UK – Reino Unido; Dk – Dinamarca; No – Noruega; It – Itália; Ir – Irlanda.

Fonte: Adaptado de Plagnet (2006, p. 4)

Plagnet (2006) sinalizou que a Alemanha estaria mudando, em 2007, sua metodologia, passando de um sistema regulado mais dissociado de incentivo para uma regulação incentivada. De acordo com Kraus (2006), a agência reguladora alemã deu início ao processo de mudança ainda em 2006, para entrar em vigor a partir de 2008.

Devido as particularidades do setor elétrico alemão<sup>12</sup> envolvendo o segmento de distribuição, a alteração do regime tarifário ocorreu a partir do ano de 2009. Na Alemanha, as distribuidoras são municipalizadas (869 distribuidoras). Para o cálculo da tarifa é levando em consideração a qualidade do serviço, através de um fator Q, que reflete a confiabilidade e o desempenho de rede de distribuição. Com a mudança do regime tarifário baseado em custos para o regime de incentivo, o foco passou a ser a eficiência das distribuidoras. Semelhante ao Brasil, por um período de 5 anos, as distribuidoras são beneficiadas com ganhos de eficiências,

<sup>12</sup> O setor energia na Alemanha é regulamentado por uma série de atos e regulamentos que estão sujeitos a constantes modificações e alterações. As principais leis são a *Energy Industry Act* e o *Renewable Energies Act*. A primeira regulamenta os segmentos de geração, comercialização, transmissão e distribuição. A segunda regulamenta o segmento de energia renováveis.

sendo que para o próximo ciclo de revisão tarifária esses ganhos são compartilhados com os consumidores via redução de tarifa (MUELLER; ZIMMER; UWER, 2014).

#### **2.4.3 Competição por padrões (*Yardstick competition*)**

A teoria da competição por padrões foi desenvolvida por Shleifer (1985), com a publicação do artigo *A theory of yardstick competition*, o qual apresenta um modelo para determinar o preço dos serviços regulados de uma empresa a partir dos custos de outras empresas do mesmo ramo de atividade, apesar de estarem situadas em regiões distintas.

A competição por padrão tem como objetivo estabelecer uma política de regulação baseada na comparação de eficiência entre as empresas.

De acordo com a ANEEL (BRASIL, 2006, p. 8), a teoria do *yardstick competition* foi desenvolvida com base nas seguintes constatações:

- Existem os monopólios naturais onde é necessária a regulação de forma a impedir abusos de firmas operando nestes monopólios;
- Uma regulação eficiente enfrenta o problema da assimetria de informações;
- Quando várias firmas estão operando em monopólios similares e em mercado separados elas emitem informações contrárias, das quais o regulador pode tomar proveito para comparações entre firmas. Coletar e processar os dados de produção e custos permite ao regulador avaliar o desempenho relativo entre as firmas. Os resultados dessas comparações ampliam o conhecimento (expertises) do regulador e induz à competição.

A competição por padrões é um instrumento que procura introduzir estímulo à redução de custos entre as empresas, reduzindo o custo da assimetria de informações, além de estimular maior eficiência econômica (ARMSTRONG; COWAN; VICKERS, 1994; ARAÚJO, 2005; RESENDE, 2002).

Para Bell (2002, p. 71), nas empresas distribuidoras de energia elétrica, ocorre o que ele chamou de uma aplicação pura da competição por padrões, tendo como regra que:

[...] os preços praticados por uma empresa que serve a região A são determinados pelos custos de empresas que servem o resto do país. Sob tal regime, a empresa A tem incentivos claros para diminuir seu custo porque qualquer redução abaixo dos de outras empresas retorna sob a forma de lucro.

A aplicação da competição por padrão pode gerar problemas entre as empresas com ganhos de eficiência muito diferentes entre si, o resultado pode ser a geração de incentivos

errados – empresas muito ineficientes percebem que é fácil diminuir os seus custos e obter grandes lucros, enquanto as empresas eficientes encontram mais dificuldades para diminuir custos e ganhar lucros limitados (BELL, 2002; SHLEIFER 1985).

Outro problema apresentado por Araújo (2005, p. 97) na aplicação da regulação por comparação, concentra-se, segundo ele, “em alguns casos, na complexidade e no custo do procedimento que pode ser elevado e os resultados levarem a conflito”. Ainda conforme o autor, esse deve ser o principal motivo da pouca utilização do método.

Mesmos com os problemas apresentados na execução da teoria de competição por padrões, o DEA constitui o padrão ideal para implementações de estratégia quando o assunto é eficiência. Além de calcular os índices por distribuidoras, o modelo identifica os melhores padrões de desempenho (*benchmark*) (BOGETOFT; NIELSEN, 2003).

Para a ANEEL (BRASIL, 2006), não existe diferença entre os termos *benchmarking* e *yardstick competition*. Em síntese, para os dois casos, a agência denomina genericamente de *Benchmarking* os mecanismos de comparação.

#### **2.4.4 Regulação por qualidade**

A regulação por qualidade tem como objetivo assegurar uma maior qualidade na prestação de bens e serviços.

Araújo (2005), entende que a principal ideia na aplicação da regulação por qualidade reside na tentativa de compensar impactos negativos da regulação do preço sobre a qualidade.

Um problema encontrado na aplicação da regulação por qualidade reside na dificuldade de como incluir no contrato regulatório os mecanismos necessários para induzir as empresas a realizar bens e serviços com padrões aceitáveis de qualidade, sem perder o nível de eficiência (ARAÚJO, 2005).

No cenário brasileiro, os contratos assinados pelas empresas de distribuição de energia brasileiras, preveem que as concessionárias são obrigadas a adotar, na prestação dos serviços, tecnologia adequada, e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência e segurança.

Os contratos ainda preveem que as distribuidoras são obrigadas a manter ou melhorar os níveis de qualidade do fornecimento de energia elétrica, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidos da qualidade do serviço, nos termos da legislação específica e nos termos estabelecidos no contrato.

O contrato em si não apresenta os critérios de níveis de qualidade, estes foram estabelecidos através de Resoluções Normativas com as devidas revisões ao longo do tempo. Atualmente, a Resolução Normativa em vigor é a 641/14 – emitida em 01/01/2015, que trata do Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, parte integrante dos Procedimentos de Distribuição da Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

Na presente resolução, a qualidade dos serviços é medida pelos indicadores de continuidade coletivos conhecidos como Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC. O DEC mede o tempo que um grupo de consumidor ficou sem energia em determinado período; o FEC mede a frequência (quantidade de vezes) com que ocorreu interrupção no fornecimento de energia. Esses indicadores são estabelecidos para cada Revisão Tarifária e são medidos para os conjuntos de unidades consumidoras.

A partir do DEC e do FEC são obtidos os indicadores individuais de continuidades (Duração de interrupção Individual por unidade consumidora – DIC, Frequência de Interrupção Individual por Consumidor – FIC e Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora – DMIC).

Por determinação do agente regulador, caso a concessionária não consiga cumprir os limites estabelecidos, em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), para os indicadores individuais, a concessionária deverá compensar, via tarifa, o consumidor.

## 2.5 REVISÕES TARIFÁRIAS PERIÓDICAS

O processo de RTP teve início do ano de 2003 para todas as distribuidoras que assinaram o contrato de concessão. Os ciclos tarifários ocorrem para um período de quatro ou cinco anos, apenas no caso da ESCELSA o contrato prevê revisão a cada três anos. A data de aniversário das revisões tarifárias encontra-se demonstrada no Anexo B.

De acordo com Loureiro (2014, p. 421): “A RTP é o mecanismo econômico de cunho regulatório mais complexo e relevante para a atividade de distribuição de energia elétrica, bem como o elemento central do respectivo Contrato de Concessão do serviço público”.

O objetivo da RTP é a definição de tarifas que gerem receitas para fazer frente a um nível ótimo de custos. Os custos são segregados em Parcela A e Parcela B. Os custos com a Parcela A são integralmente repassados para a tarifa, enquanto os custos com a Parcela B, chamados de custos gerenciáveis, são atualizados anualmente, descontando o Fator X definido na RTP.

A receita necessária para fazer frente aos custos é chamada de receita requerida e deve ser suficiente para cobrir os custos operacionais, desde que eficientes, e proporcionar uma remuneração adequada aos investidores sobre os investimentos incorridos (BRASIL, 2002).

### **2.5.1 Tarifa/Modicidade tarifária**

O novo marco do setor, criado em 2004, estabelece entre os objetivos: a) modicidade tarifária; b) continuidade e qualidade na prestação de serviço; c) remuneração justa ao investidor; e d) a universalização do atendimento.

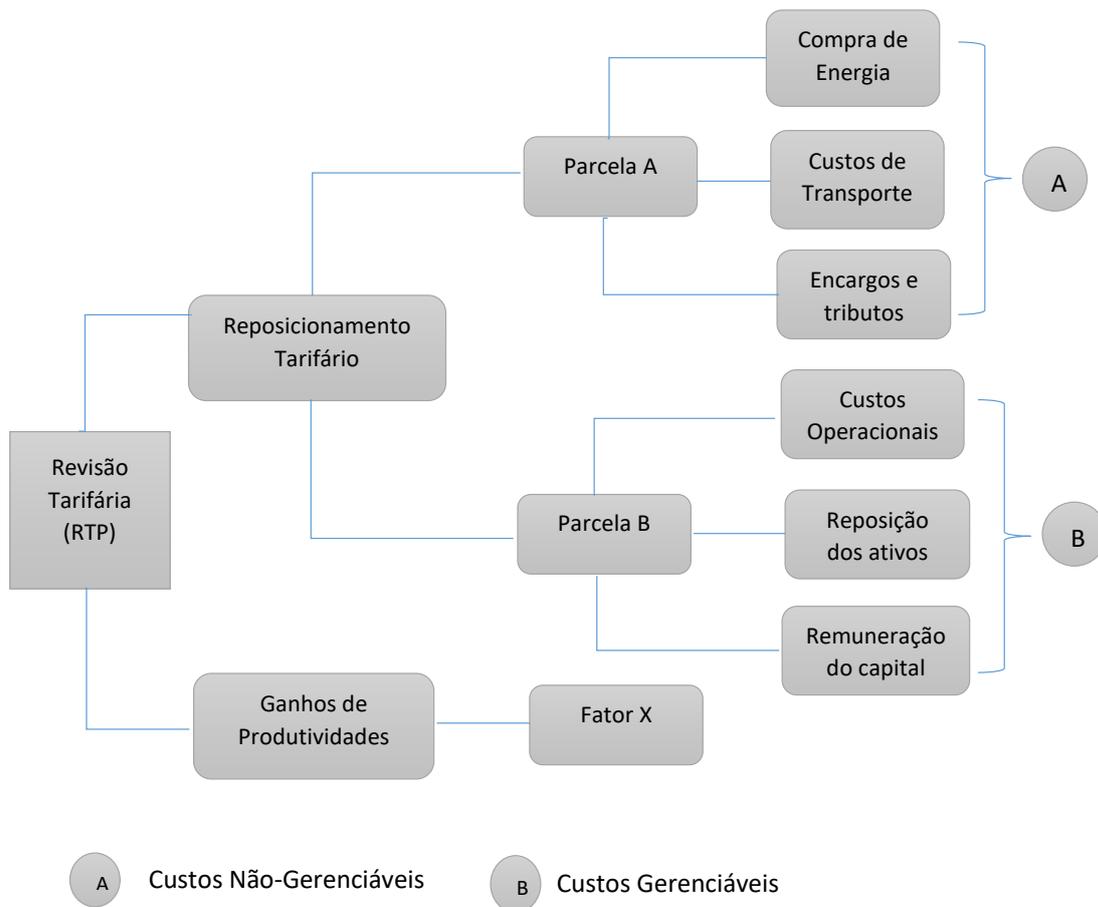
O desafio no novo cenário constituído é como conciliar a modicidade tarifária com uma remuneração justa para remunerar o investimento realizado, ou seja, a modicidade tarifária no contexto de prestação de serviço público é o equilíbrio entre a menor tarifa compatível com uma remuneração justa.

A busca por esse ponto de equilíbrio (“tarifa ótima”) pode ser avaliada por dois aspectos, o estático e o dinâmico. No primeiro, a tarifa deve remunerar o investimento de forma que se atinja seu custo de oportunidade. No segundo, a tarifa tem que incentivar o investidor a buscar técnicas que resultem em ganhos de produtividade (VELLOSO; FREITAS; ABBUD, 2014).

A definição da remuneração do capital nas distribuidoras é feita ao longo da vida do contrato em intervalos de cinco anos na ocasião da RTP. A base, atualmente, é o custo histórico, existindo, nesse caso, um risco para as concessionárias em função dos novos investimentos realizados durante esse ciclo, cuja remuneração só ocorrerá no ciclo seguinte. Esse fato desestimula novos investimentos, caso não ocorra uma autorização prévia por parte do regulador com a garantia de que os gastos realizados serão contemplados no processo de revisão tarifária.

O modelo da precificação da tarifa para as distribuidoras de energia no contexto brasileiro é demonstrado na Figura 8.

Figura 8 – Resumo do Processo de Revisão Tarifária Periódica



Fonte: Cadernos de Política Tarifária, n. 1 (2007).

Na determinação do índice de reajuste, o Fator X incide apenas nos custos gerenciáveis (CG). Ele pode ser negativo ou positivo. Um índice positivo indicaria que a concessionária necessitaria de um incremento de receita para fazer face ao nível de novos investimentos (EL HAGE; FERRAZ; DELGADO, 2011). O Fator X negativo provoca uma redução na tarifa, consequentemente um maior ganho de produtividade para compartilhar com os consumidores.

O reajuste anual será calculado conforme expressão algébrica (5):

$$IRT = \frac{CNG_p + CG_A \cdot x(IVI \pm FatorX)}{R_A} \quad (5)$$

Onde:

- IRT - índice de Reajuste Tarifário
- CNG - Custo Não Gerenciável. Valor da “Parcela A”, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o Mercado de Referência”.
- CG - Custo Gerenciável. Valor da “Parcela B” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”.

- $R_A$  - Receita anual de fornecimento, de suprimento e de uso dos sistemas de distribuição, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, excluindo os impostos, denominada como “Receita de Referência”.
- $IVI$  - Número índice obtido pela divisão dos índices do Índice Geral de Preços do Mercado - IGPM, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “data de referência anterior”.
- Fator X - Índice de compartilhamento do ganho de produtividade

### 2.5.2 Fator X

O processo de RTP tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de quatro anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Destaca-se que, enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M, no momento da revisão tarifária periódica, são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados.

A RTP é realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do Fator X.

De acordo com Ribeiro e Falcão (2006, p. 287): “O Fator X, conceitualmente, seria o elemento utilizado para possibilitar o compartilhamento, com os consumidores, dos ganhos futuros advindos de melhorias em eficiência e produtividade”.

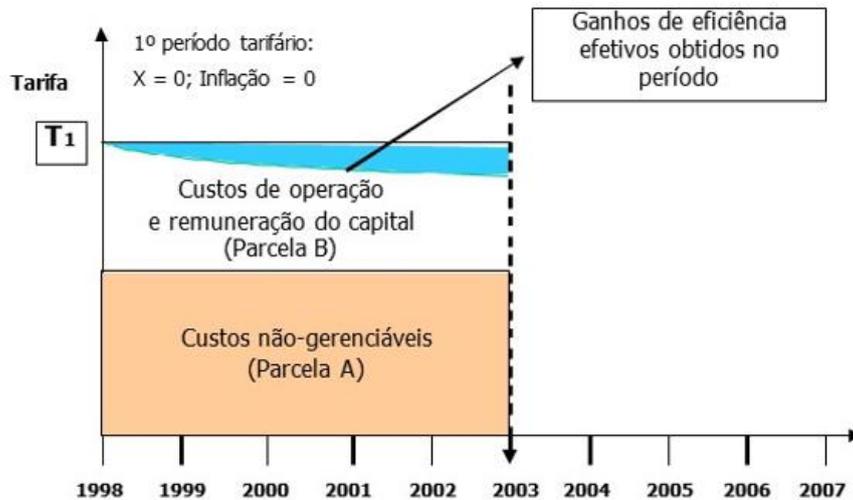
O Fator X é utilizado para corrigir o valor da parcela B (Custos Gerenciáveis). O cálculo para aplicação no setor tem como métrica algébrica a equação 1.1, apresentada no item 1.2 - problema de pesquisa.

A proposta da ANEEL com o Fator X é mensurar o índice que será compartilhado com os consumidores de energia elétrica.

A partir dos exemplos demonstrados nas Figuras 9, 10 e 11, é possível verificar a aplicação do Fator X no processo de revisão tarifária, supondo que os índices aplicados à parcela B (inflação e fator X) sejam iguais a zero e que o período tarifário ocorra no intervalo de 1999-2003 e que o ciclo tarifário seja revisado em 2003 e 2007.

A Figura 9 apresenta a metodologia para o primeiro período tarifário até a primeira revisão tarifária. A tarifa é fixada em T1 durante o período tarifário. Para que a distribuidora possa ter ganhos efetivos (área destacada em azul), é necessário que consiga redução de custos durante o período tarifário.

Figura 9 – Regime de Regulação por Incentivos

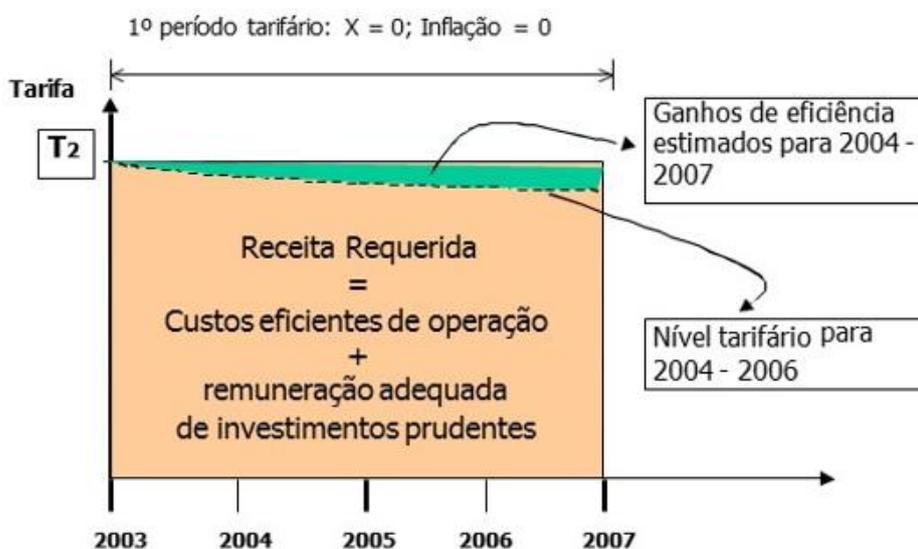


Fonte: Brasil (2002)

Para o próximo período tarifário (2004 a 2007), ocorre o processo de reposicionamento das tarifas no nível da receita requerida, ou seja, determinação do novo preço-teto. Na ocasião do reposicionamento tarifário, são estimados os ganhos de eficiência que serão repassados para os consumidores (destacado em verde na Figura 10). O repasse para os consumidores, a partir da redução da tarifa, constitui o Fator X.

Na prática, o regulador determina previamente sobre a tarifa a T<sub>2</sub> um fator redutor que será aplicado para o período tarifário no período 2004 a 2006 (BRASIL, 2002).

Figura 10 – Revisão tarifária – Reposicionamento e Fator X

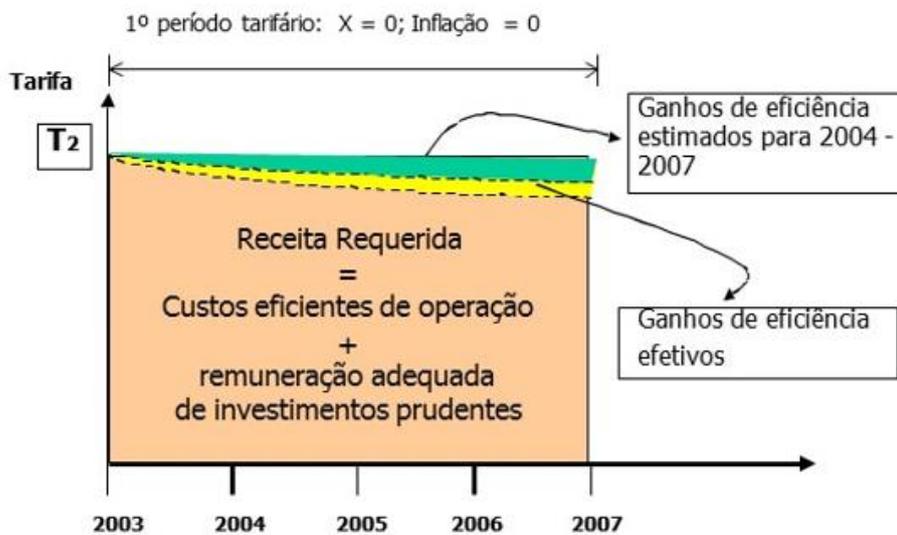


Fonte: Brasil (2002)

Durante o período tarifário (2004 a 2006) a distribuidora necessita trabalhar com custos eficientes, sob o risco de ter redução em suas receitas. A distribuidora só terá ganho efetivo se tiver uma eficiência na redução dos custos superior ao Fator X determinado em T2, conforme demonstrado na Figura 11.

A distribuidora deve implementar ações para que atinja custos eficientes durante todo o período tarifário até a próxima revisão de tarifária que na ilustração ocorreria em 2007.

Figura 11 – Revisão tarifária – Ganhos de eficiência efetivos Reposicionamento e Fator X



Fonte: Brasil (2002)

Para os dois primeiros ciclos de revisão tarifária, a agência adotou como premissa a metodologia do fluxo de caixa descontado para calcular o Fator X, ou seja, uma abordagem prospectiva. A partir do terceiro ciclo, iniciado em 2011, a agência expõe alguns motivos que auxiliaram na tomada de decisão para abandonar a abordagem prospectiva e adotar uma visão histórica. Entre eles estão:

- ✓ Problemas de assimetria de informações.
- ✓ A dificuldade na projeção de mercado, devido às variáveis envolvidas, entre os ciclos de revisão.

O Quadro 5 demonstra as diferenças entre as metodologias para determinação do Fator X, entre as duas revisões tarifárias.

Quadro 5 – Métodos utilizados para determinação do Fator X

Método	Abordagem	Cálculo da Produtividade	Aplicação	Custo de Capital regulatório
Fluxo de Caixa Descontado – FCD	Prospectiva ( <i>Forward looking</i> )	Indireto (projeções das variáveis despesas e produtos)	Definição individualizada para empresa do Fator X	Utilizado como taxa de desconto do fluxo
Produtividade Total dos Fatores – PTF	Retrospectiva ou Histórica ( <i>Backward looking</i> )	Direto (razão entre as variáveis despesas e produtos)	Definição de um Fator X para um grupo de empresas.	Não utiliza

Fonte: Adaptado (BRASIL, 2011e).

De acordo com a ANEEL (BRASIL, 2011e), “O principal objetivo do Fator X é garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário”.

Além do equilíbrio entre receitas e despesas, a utilização do Fator X permite que as empresas busquem uma maior qualidade na prestação do serviço. Caso a empresa não consiga uma melhoria na qualidade dos serviços prestados, ela será penalizada com um aumento do Fator X, isso provoca uma redução de tarifa, tendo em vista que ele é um corretor dos custos gerenciáveis.

### 2.5.3 Componente Qualidade

O componente Q – Qualidade tem como objetivo avaliar a qualidade do serviço prestado. A filosofia empregada é a necessidade de avaliar não apenas o ganho com a venda da energia, mais também a qualidade na prestação dos serviços. No Brasil, os indicadores utilizados para calcular o componente Q são o DEC e o FEC. A formulação matemática do indicador de qualidade encontra-se demonstrada na expressão algébrica (6):

$$Ind.Qual_i = \frac{1}{2} \left( \frac{Dec_{apuradoq}}{DEC_{limiteq}} + \frac{FEC_{apuradoq}}{FEC_{limiteq}} \right) \quad (6)$$

Onde:

- Ind.Qual - Indicador de qualidade do serviço para fins tarifários.
- DECapurado - Apuração de DEC do último ano civil disponível.
- FECapurado - Apuração do FEC do último ano civil disponível.
- DECLimite - Limite de DEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado.
- FEClimite - Limite de FEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado.

A definição de indicadores de qualidade que serão utilizados para determinação do componente Q no setor de energia, pode divergir entre países. Na Inglaterra, por exemplo, de acordo com Elliott (2006, p. 92), os indicadores utilizados são:

- o número de interrupções de fornecimento;
- a duração de interrupções; e
- a qualidade das respostas de telefonemas.

Para a definição do padrão de qualidade, a ANEEL desenvolveu o cenário por *benchmarking* interno, que ficou conhecido como padrão evolutivo ou histórico, com o objetivo de buscar a melhoria de seus próprios índices.

Nesse sentido, anualmente seria efetuado o cálculo do índice de qualidade, conforme expressão algébrica (6), e em seguida comparado com os limites estabelecidos pela ANEEL. Devido à heterogeneidade das distribuidoras, a agência as segregou em dois grupos de acordo com o porte. O grupo de maior porte contemplaria distribuidoras com mercado superior a 1TWh/ano e as demais comporiam o grupo de menor porte. Nesse cenário seria possível estabelecer o *benchmarking* entre distribuidoras do mesmo grupo.

No 3CRTP, a ANEEL estabeleceu o limite de +/- 1% para o componente Q, a ser aplicado a cada reajuste tarifário, conforme demonstrado no Quadro 6.

Quadro 6 – Valores Base do Componente “Q” do Fator X

<b>Var DEC/FEC</b>	<b>Q</b>
Maior que 20%	1,00%
17% a 20%	0,95%
14% a 17%	0,79%
11% a 14%	0,64%
8% a 11%	0,49%
5% a 8%	0,33%
-5% a 5%	0,0%
-8% a -5%	-0,33%
-11% a -8%	-0,49%
-14% a -11%	-0,64%
-17% a -14%	-0,79%
-20% a -17%	-0,95%
Menor que -20%	-1,00%

Fonte: Brasil (2011e)

Anualmente, na ocasião do reajuste tarifário, os valores do índice de qualidade são revistos.

#### 2.5.4 Componente Trajetória de custos operacionais

Para a determinação do componente “T”, conhecido como Trajetória de custos operacionais, foram estabelecidas, pela ANEEL (BRASIL, 2011d, p. 23), em duas etapas: a 1ª Etapa – considera os custos da empresa modelo (Empresa de Referência) oriundos da Revisão Tarifária anterior atualizados e considerando os ganhos médios entre os dois ciclos o anterior e o atual; 2ª Etapa – compara a eficiência das distribuidoras via *Benchmarking*, com o objetivo de avaliar os custos eficientes. Como resultado, se o valor encontrado na etapa 1 estiver fora do definido na etapa 2, a diferença será utilizada no cálculo do Fator X. Caso o valor da etapa 1 esteja contido na etapa 2, nada será considerado. A expressão algébrica para apuração da trajetória dos custos encontra-se demonstrada na expressão (7).

$$T = \left( 1 - \sqrt[n]{\frac{CO_n}{CO_o} \times \left( \frac{CO_o}{VPB_o} \right)} \right) \quad (7)$$

Onde:

- T - valor do componente T do Fator X, decorrente da metodologia de custos operacionais;
- n - número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;
- CO<sub>o</sub> - custos operacionais definidos na Etapa 1 (ER atualizada com produtividade);
- CO<sub>n</sub> - limite de intervalo definido na etapa 2 que esteja mais próximo de CO<sub>o</sub>.
- VPB<sub>o</sub> - total da parcela B definida na revisão tarifária

Os custos operacionais regulatórios no processo de revisão tarifária periódica buscam definir o nível de eficiência das distribuidoras em relação a esses custos para execução dos processos comerciais relacionados às unidades de consumidores, atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, além dos gastos com a administração. Esses gastos são previstos nos contratos de concessão e nas regras regulatórias, assegurando, dessa forma, que os ativos necessários à prestação do serviço manterão a capacidade de serviço inalterada durante a vida útil (BRASIL, 2014a).

Para fins da determinação dos custos a ser aplicado no reposicionamento tarifário no 3 CRTP, foi considerado o custo definido no 2CRTP e aplicada a variação dos índices de inflação do período.

Para o 3CRTP a agência estabeleceu o limite de +/- 2% para o componente T.

## 2.6 RISCO REGULATÓRIO

O ambiente regulatório lida com riscos que podem provocar variações relevantes nos retornos esperados para o capital investido.

Carmona (2009) entende risco como a incerteza associada à volatilidade da expectativa atribuída a um ativo ou passivo.

A noção de risco é complexa, ela pode designar um perigo potencial quanto sua percepção e indica uma situação percebida como perigosa na qual se está ou cujos efeitos podem ser sentidos (YWATA, 2012).

Na teoria de finanças, estudos foram desenvolvidos com o objetivo de explicar a relação entre risco e retorno. Markowitz<sup>13</sup> desenvolveu seu trabalho com essa finalidade. O retorno foi avaliado como sendo a média de todos os preços que se espera que a ação poderia atingir, antes da venda; enquanto o risco dependeria da oscilação entre o preço da ação em torno de sua média (MARKOWITZ, 1952).

Seguindo a mesma linha de Markowitz, Damodaran trabalha com o risco atrelado ao retorno, podendo ser visto como a probabilidade de se receber um retorno; o efeito pode ser negativo ou positivo (DAMODARAN, 2009).

De acordo com (DAMODARAN, 2009), o grande desafio é encontrar um modelo que seja capaz de mensurar o perigo (risco) e transformá-lo em oportunidades (retorno esperado).

Algumas propostas para mensuração do risco-retorno de um determinado ativo conhecidas são: o histograma (distribuição de frequência), o Desvio-padrão e a variância (medidas comparativas) e o coeficiente de variação (pouco uso). O desvio-padrão e a variância são as medidas mais utilizadas para medição da volatilidade. Com os estudos de Markowitz, teve origem a teoria das carteiras, que demonstra como deve se formar uma carteira de ativos para diversificação dos riscos.

Segundo Gregory (2010, p. 2), os riscos podem ser segregados em:

- Risco de Mercado: são riscos que resultam do movimento (de curto prazo) de preços de mercado, tais como preço de estoque, taxas de juros, encargo de dívidas, créditos;
- Risco de liquidez: são riscos oriundos da falta de liquidez de ativos, impossibilidade que determinadas transações possam ser executadas ou ainda por perda da capacidade de pagamentos;

---

<sup>13</sup> O modelo de Markowitz deu origem à Teoria Moderna de Seleção de Carteiras. A proposta era estudar a forma como os investidores poderiam diversificar seus investimentos objetivando a otimização das carteiras.

- Risco Operacional: resultante de sistemas ou eventos internos e externos. Pode ocorrer de erros humanos, modelos inadequados, incapacidade de formalizar acordos legais;
- Risco de créditos: o risco de crédito surge quando uma contraparte se torna incapaz ou não tem vontade de saldar obrigações contratuais.

Inclui-se nessa lista o risco regulatório, o qual é inerente ao ramo de atividade sujeito à regulamentação. As incertezas advindas da longa maturação dos investimentos e o risco da intervenção do Poder Concedente na determinação das tarifas levam os investidores a exigir uma taxa de retorno do investimento para compensar possíveis perdas.

Para Douglas e Wildavsky (1983), o risco tem como característica a junção entre o conhecimento sobre o futuro e o consenso sobre as perspectivas desejadas. Essa característica é latente no setor elétrico em virtude das suas particularidades. Pode-se citar a longa maturação dos ativos, as intervenções do poder concedente nas decisões do agente regulador, a falta de investimentos na geração de energia atrelada à necessidade do crescimento industrial, o risco hidrológico.

Douglas e Wildavsky (1983) apresentam quatro problemas relacionados ao risco. Os problemas são apontados em função do conhecimento que se tem dos eventos atrelados às decisões. Os referidos problemas são contemplados no Quadro 7.

Quadro 7 – Problemas relacionados ao risco

Consentimento	Conhecimento	
	Certeza	Incerteza
Completo	Q1 Problema: Técnico Solução: Cálculo	Q2 Problema: Informação Solução: Pesquisa
Contestado	Q3 Problema: Desacordo Solução: Coerção ou discussão	Q4 Problema: Conhecimento e Consenso Solução: Desconhecida

Fonte: Douglas e Wildavsky (1983, p. 5)

É possível aplicar o quadro de risco nas decisões de investimentos no setor elétrico. No Q1 é possível avaliar a ocasião em que se tem o conhecimento atrelado a uma certeza do futuro e havendo um completo consentimento das alternativas propostas é possível desenvolver projetos/investimentos factíveis. Esse é um problema técnico, possível de ser calculado.

No Q2, a falta de informação é o elemento propulsor na geração da incerteza para os investimentos necessários em novos projetos do setor. As incertezas atreladas às ingerências do poder político na regulamentação, o uso da tarifa como controle inflacionário, as constantes

alterações promovidas no processo de Revisão Tarifária, o grau de investimento necessário para se ter um retorno capaz de remunerar o capital investido. Essas variáveis exigem um grau elevado de investimentos na obtenção de informações.

No Q3, caso o consentimento seja contestado, o problema deixa de ser técnico e passa a ter um desacordo diante das alternativas de investimentos necessários entre os agentes envolvidos, provocando dessa forma um nível maior de discussão nas alternativas propostas.

No Q4, tem-se um cenário de alto risco, a incerteza por falta de conhecimento associada à falta de consentimento. Nesse cenário, a solução é uma incógnita.

Devido às variáveis envolvidas na determinação da taxa de remuneração do capital investido, a determinação dos riscos é fundamental na concepção de cada investimento realizado ou a realizar.

O risco regulatório reflete no risco do fluxo e caixa. Quando o agente regulador estabelece, por exemplo, a universalização de alguns serviços, ele está interferindo diretamente no fluxo de caixa do agente regulado, expondo, dessa forma, a exposição do risco (PEDELL, 2006).

O risco regulatório compreende possíveis impactos nos retornos das ações ou nos fluxos de caixa das empresas que estão sujeitas a um processo de regulação. Por exemplo, a falta de clareza no processo de revisão tarifária afetado pelas ingerências governamentais; o uso do setor para servir de elemento de controle inflacionário; a falta de planejamento/investimentos na geração de energia.

A definição de risco regulatório encontra-se associada diretamente aos efeitos que determinadas ações causam nas empresas reguladas. Ele surge em função das incertezas provocadas no ambiente operacional da entidade. Essas incertezas podem fazer com que os custos de financiamentos sejam afetados (ERGAS et al., 2001).

## 2.7 PERDAS ESTIMADAS NO RECEBIMENTO<sup>14</sup>

Com relação às perdas, existem dois critérios para mensuração, o primeiro denominado de perdas incorridas e o segundo, com o advento do Pronunciamento Técnico CPC

---

<sup>14</sup> A *International Accounting Standards - IAS 39 – Financial Instruments: Recognition and Measurement* e a *International Financial Reporting Standards - IFRS 9 – Financial Instruments*, definem perdas de créditos como a diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à entidade, de acordo com o contrato e todos os fluxos de caixa que a entidade espera receber descontados à taxa de juros efetiva original (ou taxa de juros efetiva ajustada ao crédito para ativos financeiros comprados ou concedidos com problemas de recuperação de crédito). Para os ativos mensurados a valor justo as perdas decorrentes são reconhecidas no Patrimônio Líquido como resultado abrangente. As perdas oriundas dos ativos mensurados pelo custo são reconhecidas diretamente no resultado do exercício.

38 – Instrumentos Financeiro: Reconhecimento e Mensuração (Revogado a partir de 01/01/2018), sendo substituído pelo CPC 48 – Instrumentos Financeiros, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC – denominado de perdas de crédito esperada. As perdas estimadas são calculadas tendo como base uma expectativa de perda a partir de critérios adotados pela empresa baseados em experiências passadas. As perdas incorridas, são constituídas de perdas efetivamente ocorridas calculadas a partir de clientes inadimplentes, com atrasos fora dos prazos normais de cobranças, falências e recuperação judiciais decretadas.

No setor elétrico brasileiro adota-se uma mescla dos critérios. Para o caso de clientes com débitos relevantes, o critério adotado é o da perda ocorrida. Para os demais casos, o critério é o das perdas estimadas tendo como regra:

- a) contas dos consumidores residenciais vencidas há mais de 90 dias;
- b) conta dos consumidores comerciais vencidas há mais de 180 dias; e
- c) contas dos consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviço públicos e outros, vencidas há mais de 360 dias.

Para fins de revisão tarifária, o agente regulador desenvolveu um critério para reconhecimento das perdas estimadas no recebimento que serão cobertas pela tarifa.

O critério estabelecido variou ao longo dos ciclos tarifários. Para o 1CRTP, a taxa de inadimplência regulatória reconhecida na proposta do regulador foi de 0,5% do Faturamento Bruto de cada distribuidora que passou pelo processo de revisão tarifária. Para o segundo e terceiros ciclos, as perdas estimadas no recebimento foram compostas de duas parcelas: (1) uma associada aos encargos setoriais e (2) e outra relativa aos demais itens da receita.

As empresas foram agrupadas em três *clusters*, sendo que para cada *cluster* foi definido um percentual específico para as perdas estimadas. O critério adotado para a formação dos *clusters* seguiu um padrão regionalizado. As áreas de concessão localizadas no Nordeste e Norte apresentam indicadores socioeconômicos diferenciados das demais regiões. Para a região Sudeste, as concessões localizadas no Rio de Janeiro e região metropolitana de São Paulo apresentam complexidade comparável às regiões do Norte e Nordeste, enquanto as do interior de São Paulo, Espírito Santo e Minas Gerais apresentam características mais próximas dos Estados do Sul e do Centro Oeste.

A partir dessas definições os *clusters* foram formados, conforme demonstrado no Quadro 8:

Cluster 1	AMPLA, CEA, CEAL, CEAM, EBO, CELPA, CELPE, CELTINS, CEMAR, CEPISA, CERON, COELBA, COELCE, COSERN, ELETROACRE, ELETROPAULO, ESE, LIGHT, AME, EPB.
Cluster 2	AES-SUL, BANDEIRANTE, CAIUÁ, CEB, CEEE, CELESC, CELG, CEMAT, CEMIG, EMG, SANTA CRUZ, COPEL, CPFL PAULISTA, CPFL PIRATININGA, BRAGATINA, ELEKTRO, ENERSUL, ESCELSA, RGE, EDEVP
Cluster 3	BOA VISTA, ENF, CFLO, CHESP, JAGUARARI, MOCOCA, CNEE, COCEL, COOPERALIANÇA, CPEE, CSPE, DEMEI, DMEPCM JOAO CESA, EFLUL, ELETROCAR, SANTA MARIA, FORCEL, HIDROPAN, IGUAÇU, MAXFELDT, SULGIPE, UENPAL.

Fonte: Brasil (2011g, p. 6)

A partir da definição dos clusters o critério adotado para definição do percentual seria a receita ainda não recebida pelas concessionárias no período de 18, 21 e 24 meses após seu faturamento. A partir de informações levantadas enviadas pelos agentes, os percentuais regulatórios foram definidos conforme apresentado na Tabela 3:

Tabela 3 – Percentuais regulatórios das perdas de recebimentos

Classe de Consumo	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3
Residencial	0,89%	0,46%	0,18%
Industrial	0,79%	0,57%	0,02%
Comercial	0,87%	0,59%	0,13%
Rural	1,40%	0,28%	0,04%
Iluminação Pública	0,67%	0,14%	0,00%
Poder Público	0,89%	0,26%	0,00%
Serviço Público	0,36%	0,00%	0,00%
Demais (Suprimento e Consumo Próprio)	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: Brasil (2011g, p. 6)

Em média, o percentual do *cluster* 1 representa 0,73%, o Cluster 2, 0,29% e Cluster 3, 0,05%.

## 2.8 RESUMO DAS PESQUISAS

No final da década de 1980, uma onda de reformas transformou o quadro institucional, organizacional e o ambiente operacional das indústrias de infraestrutura, incluído o setor de energia elétrica, em muitos países desenvolvidos e em desenvolvimento. Apesar de a abordagem da reforma variar de país para país, o objetivo principal foi a busca de melhoria na eficiência (JAMASB; POLLIT, 2001).

Nesse período, o foco das pesquisas sobre eficiência, especialmente nos Estados Unidos, era voltado para a geração de energia. Durante os anos 1990, surgiram pesquisas concentradas em outros componentes do setor elétrico. O principal motivo foi a desverticalização do setor em diversos países. Nesse processo, as atividades de transmissão e distribuição são tratadas como segmentos independentes (ABBOT, 2005).

Logo, a partir de 1990, diversas pesquisas foram realizadas com o objetivo de mensurar a eficiência das empresas distribuidoras de energia elétrica. Alguns estudos, com utilização do DEA no âmbito internacional e Nacional, são apresentadas abaixo, contemplando autoria, ano, escopo e conclusão.

### **2.8.1 Pesquisas relacionadas à mensuração da eficiência**

O trabalho de Weyman-Jones (1991) é considerado um dos primeiros com aplicação do DEA voltado para mensuração da eficiência no setor elétrico. O autor analisou 12 distribuidoras da Grã-Bretanha no período de 1986-1987, utilizando programação linear não paramétrica para efetuar a comparação da eficiência técnica entre as empresas. O resultado demonstrou que apenas cinco das doze empresas operaram tecnicamente de forma eficiente.

Hjalmarsson e Veiderpass (1992) realizaram estudos com as distribuidoras na Suécia utilizando o DEA. Os resultados não mostraram diferenças significativas na eficiência entre diferentes tipos de propriedades ou organização econômica.

Forsund e Kittelsen (1998) utilizaram o DEA Malmquist para avaliação da eficiência das distribuidoras de energia da Noruega de 1993 a 1998. Observou-se crescimento na produtividade em torno de 2% ao ano, devido, principalmente, a mudanças tecnológicas.

Zhang e Bartels (1998) realizaram pesquisas com utilização do DEA nas distribuidoras da Austria, Suécia e Nova Zelândia, com a finalidade de investigar a eficiência nas distribuidoras de energia elétrica. Como resultado, foi constatado que, à medida em que se aumenta o tamanho da amostra, há redução nas taxas de eficiência.

Cherchye e Post (2003) analisam os avanços metodológicos do DEA nos últimos 25 anos, avaliando os pontos fortes e fracos do modelo. Para a pesquisa foi utilizado o setor elétrico holandês, no período 2001-2003, englobando 18 empresas. Os resultados revelaram que os modelos originais do DEA sofrem uma série de limitações que reduzem sua aplicabilidade prática. No entanto, no decorrer do tempo, uma série de avanços metodológicos aumentaram

consideravelmente a flexibilidade do DEA para lidar com uma grande variedade de ambientes em pesquisas.

Jamasb e Polit (2003) pesquisaram 63 empresas regionais de distribuição de eletricidade em seis países europeus (Itália, Noruega, Portugal, Espanha, Reino Unido, Países Baixos). A pesquisa teve como objetivo examinar o efeito da escolha de método de avaliação comparativa usando modelos DEA, COLS e SFA. Os resultados revelaram: a) uma forte correlação entre o modelo não paramétrico DEA-CRS e os modelos paramétrico COLS e SFA; b) os *scores* de eficiência média e mínima no modelo DEA-CRS são significativamente inferiores aos outros dois modelos; c) os *scores* de eficiência da DEA-CRS são significativamente inferiores aos da DEA-VRS; e d) o modelo VRS apresenta uma correlação um pouco mais fraca com o DEA-CRS do que com os modelos COLS e SFA.

Jamasb e Pollit (2005) avaliaram a eficiência das empresas distribuidoras de energia elétrica no Japão e no Reino Unido entre os anos 1985 a 1998. A metodologia adotada foi o custo baseado em *benchmarking* mensurado utilizando o DEA. Como conclusão, foi verificado que as empresas do Reino Unido apresentaram valores superiores quando comparadas com as empresas do Japão.

Hirschhausen, Cullman e Kappeler (2006) avaliaram, a partir da metodologia paramétrica (Frontier Analysis – SFA) e não paramétrica (DEA CRS), a eficiência no segmento de distribuição das empresas de energia elétrica na Alemanha. Os resultados sugerem que os retornos de escala desempenham um papel menor e que a densidade dos clientes afeta significativamente o *score* de eficiência. Outro achado foi a constatação de que os serviços públicos do leste da Alemanha apresentaram uma eficiência média maior do que suas contrapartes da Alemanha Ocidental.

Kuosmanen, Saastamoinen e Sapilainen (2013) realizaram uma comparação entre as metodologias DEA, SFA e *Stochastic semi-nonparametric envelopment of Data* – StoNED. Foram utilizadas 89 empresas para determinação da eficiência dos custos. Apesar de as estimativas de eficiência estarem altamente correlacionadas, foram identificadas grandes diferenças nos objetivos dos custos. Observou-se ainda que os estimadores SFA se apresentaram com o pior desempenho, devido, principalmente, à existência de multicolinealidade

No Brasil, algumas pesquisas tiveram a mesma finalidade, avaliar a eficiência das distribuidoras de energia elétrica.

Resende (2002) avaliou a eficiência relativa das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, no período de 1997 a 1998. A pesquisa foi realizada com 24 distribuidoras.

O resultado encontrado foi que 66,67% das distribuidoras apresentaram eficiência técnica e 45,83% das distribuidoras apresentaram eficiência de escala.

Galvão, Silva e Macedo (2009) utilizaram o DEA para classificar e ordenar as distribuidoras do setor elétrico brasileiro. O período do estudo contemplou os anos de 2005 e 2006, englobando 33 distribuidoras que juntas atendem 88% do total de consumidores e 90% da demanda de energia. Os resultados encontrados mostram que as cinco empresas mais eficientes foram: Celpe, Energipe, Cenf, Borborema e Piratininga.

Pessanha, Mello e Souza (2010) desenvolveram estudo com o objetivo de abordar o modelo DEA utilizado pela ANEEL na primeira revisão tarifária das empresas de transmissão e comparar os seus resultados com o modelo DEA alternativo. O estudo considerou oito empresas de transmissão. O resultado do estudo foi uma proposta de adaptação do modelo utilizado pela ANEEL.

Souza, Souza e Pessanha (2010) desenvolveram estudos com o objetivo de apresentar medidas de eficiência para 40 distribuidoras de energia no Brasil. As medidas foram obtidas por dois modelos, o DEA e o modelo de fronteira estocástica (SFA). A conclusão foi que a ANEEL deveria utilizar as duas abordagens, pois uma complementa a outra, permitindo dessa forma avaliar a robustez dos resultados.

Saurin, Lopes e Costa Júnior (2010) verificaram se existe relacionamento entre algumas medidas financeiras de criação de valor e o conceito de eficiência estimado pela técnica do DEA. O estudo foi aplicado em 30 empresas do setor durante o ano de 2008. O resultado apontou para uma correlação positiva e significativa entre a classificação obtida pela DEA e aquela obtida por uma medida financeira relacionada à criação de valor. Um destaque relevante é que o resultado não se repetiu quando aplicado a medidas financeiras de longo prazo.

Peixoto et al. (2011) analisaram se os mecanismos de governança corporativa resultam em maior eficiência para as empresas do setor elétrico no período de 2007 a 2009. Para a eficiência utilizou-se do DEA e para relacionar a eficiência com as variáveis foram utilizados dados em painel. Os resultados demonstraram que o uso de mecanismo de governança corporativa influencia positivamente a eficiência, mas não na magnitude esperada.

Macedo et al. (2012) verificaram, através da aplicação do DEA, o desempenho multidimensional de 15 distribuidoras. O desempenho foi medido nas dimensões: socioambiental, operacional e contábil-financeira. O período estudado foi de 2004 a 2005. Como resultado, concluiu-se que Celpe, Coelba, Copel, Energipe e Enersul são as que apresentam os melhores desempenhos multidimensionais, sendo a Ampla a distribuidora com pior desempenho.

Saurin, Costa Junior e Gonçalves (2013) verificaram se existe relação entre o retorno sobre o investimento (ROI) e o conceito de eficiência estimada pela metodologia DEA, bem como avaliaram o crescimento de produtividade com base no Índice de Malmquist. Os resultados apresentaram uma correlação positiva, porém fraca, entre as variações da eficiência e os índices em estudo.

Goulart (2013) investigou o processo de evolução dos índices de eficiência técnica e produtividade de Malmquist para 30 empresas distribuidoras de energia elétrica, confrontando-o com a metodologia utilizada pela ANEEL. Como resultado, concluiu-se que entre 40% a 50% das distribuidoras pesquisadas apresentaram retornos de escala de produção decrescente.

Rempel et al. (2014) analisaram a eficiência técnica relativa de empresas brasileiras distribuidoras de energia elétrica. Foram avaliadas 18 concessionárias. Utilizou-se a Análise Envoltória de Dados (DEA). A conclusão foi que 7 distribuidoras foram eficientes no ano de 2012, sendo a RGE a distribuidora com melhor *benchmark* entre as unidades analisadas.

Correa et al. (2016) verificaram se existem diferenças entre a eficiência econômico-financeira das empresas estatais em relação às empresas privadas que atuam no setor. Foi utilizada a metodologia da Análise Envoltória de Dados (DEA). Os resultados mostraram que apesar de haver oscilação diferenciada dos coeficientes de eficiência das empresas estatais em relação às privadas, essa diferença não apresenta significância estatística.

Boente (2016) buscou avaliar a eficiência das distribuidoras brasileiras de energia elétrica, a partir da construção de um modelo estrutural que permita identificar uma estrutura de relações entre as variáveis representativas e a eficiência. A amostra considerou 62 distribuidoras, formando um painel balanceado para o período de 2010 a 2014. A conclusão foi que o modelo proposto tem boa aderência às evidências empíricas para as variáveis selecionadas.

### **2.8.2 Pesquisas relacionadas às ações regulatórias**

Pesquisas realizadas internacionalmente buscaram avaliar se ações regulatórias podem gerar risco para os agentes regulados.

Buckland e Frase (2000) pesquisaram as empresas distribuidoras de energia na Inglaterra e no País de Gales que utilizavam o sistema *Price Cap* (RPI-X); a pesquisa contemplou o período da privatização [1990] até final de 1998, alcançando 12 empresas. Utilizando as técnicas do Filtro de Kalman para estimar os betas diários, a pesquisa apresentou os seguintes resultados: a) o risco é variante no tempo; b) houve influências significativas

políticas e regulatórias no risco sistêmico das referidas empresas; c) os discursos dos políticos conservadores especulando sobre alterações no sistema de regulação [1992], impactou negativamente, provocando queda significativas no retorno das ações.

Ergas et al. (2001) estudaram os ativos, sujeitos a regulação, com valores a partir de US\$ 130 bilhões na Austrália. Os ativos contemplaram as indústrias de eletricidade, água, telecomunicação, estradas, portos e aeroportos. O objetivo era estudar o risco regulatório que envolvia esses ativos. Os resultados obtidos apresentaram três consequências do risco regulatório: a) os investidores não podem diversificar os riscos quando eles são oriundos de risco no processo da regulação; b) o uso frequente do *Capital Asset Pricing Model* – CAPM pode não capturar esse risco; e c) o compromisso com regulatório mitiga o risco.

No Brasil, pesquisas realizadas têm contribuído para uma melhor compreensão dos efeitos do risco regulatório.

Taffarel, Silva e Clemente (2013) avaliaram, a partir dos eventos regulatórios, o risco regulatório no setor elétrico brasileiro. A pesquisa tomou como base oito empresas que tiveram cotação ininterrupta de 2004 a 2010. Nesse período ocorreram 1.524 pregões. Os eventos regulatórios avaliados contemplaram: a) criação da Empresa de Pesquisa Energética e regulamentação da atividade de Comercialização; b) penalidade aos concessionários, permissionários e autorizados; c) criação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura; d) outorga de Pequena Central Hidrelétrica; e e) outorga de geração (direitos e deveres); outorga de geração para Usinas Termelétricas – UTE. A conclusão da pesquisa indicou que nem todos os eventos regulatórios apresentam impacto sobre o risco e o retorno das ações e que também nem todas as ações são igualmente afetadas.

Rezende, Miranda e Pereira (2014) efetuaram uma pesquisa com o objetivo de mensurar o efeito de um evento regulatório no retorno das ações das empresas do setor de energia elétrica. O evento analisado foi a implementação da MP 579/12, convertida na Lei nº 12.783/12. Foram avaliados os retornos de 24 empresas do setor. O resultado da pesquisa foi a constatação de que, com a aprovação da medida provisória, ocorreu uma grande quantidade de retornos anormais significativos, tanto antes como depois do evento.

Com relação às pesquisas envolvendo o risco regulatório, os resultados têm demonstrado que decisões tomadas pelo poder concedente podem provocar variações nos retornos esperados pelos investidores.

Esta pesquisa apresenta algumas diferenças em relação as demais, pelos seguintes motivos: a) em primeiro lugar, procura avaliar o impacto que o risco regulatório pode gerar na mensuração do ganho de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no cenário

brasileiro; b) em segundo lugar, procura avaliar se, em um cenário de risco, o complemento das perdas estimadas no recebimento é significativo para mensuração do ganho de produtividade das distribuidoras de energia elétrica; e c) em terceiro lugar, avaliar qual o impacto no Fator X em um cenário de risco.

### 3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a tipologia da pesquisa, o proceder metodológico, a seleção da população, a identificação das variáveis contábeis e econômicas e a ferramenta estatística utilizada no desenvolvimento da investigação.

Para Martins e Theóphilo (2007, p. 37), “o objetivo da metodologia é o aperfeiçoamento dos procedimentos e critérios utilizados na pesquisa. Por sua vez, método é o caminho para se chegar a determinado fim ou objetivo”.

Lakatos e Marconi (1991, p. 83) apresentam, de forma ampla, o papel do método ao afirmarem que: “o método é o conjunto das atividades sistemáticas e racionais que, com maior segurança e economia, permite alcançar o objetivo [...] traçando o caminho a ser seguido, detectando erros e auxiliando as decisões dos cientistas”.

#### 3.1 DIMENSÕES DA PESQUISA

As pesquisas científicas são classificadas em dimensões que auxiliam na aplicação de seu *modus operandi*. O estabelecimento de uma taxinomia para os diversos tipos de pesquisa tem sido o tema mais controverso para a metodologia científica (APPOLINÁRIO, 2012).

Para o desenvolvimento da pesquisa, as dimensões abordadas serão a tipologia e a estratégia.

##### 3.1.1 Tipologia

No campo das Ciências Sociais, as pesquisas ocorrem, em sua maioria, após os fatos (*ex post facto*) (MARTINS; THEÓPHILO, 2007, p. 59). A presente pesquisa aplica *ex post facto* ao analisar eventos passados na busca de compreensão dos fenômenos gerados ao longo de um determinado tempo. Esse raciocínio encontra-se em linha com o argumento apresentado por Watts e Zimmerman (1986), quando afirmam que os fenômenos não observados não significam, necessariamente, fenômenos futuros. Eles podem significar alguma evidência sistemática ocorrida e ainda não observada.

Quanto à estrutura básica da investigação, a pesquisa tem caráter descritivo e quantitativo. Segundo Appolinário (2012), o caráter descritivo ocorre quando se busca descrever uma realidade sem interferir nela. Para Sampieri, Collado e Lúcio (2013, p. 102), as pesquisas descritivas são úteis para mostrar com precisão os ângulos ou dimensões de um

fenômeno, acontecimento, comunidade, contexto ou situação. O caráter quantitativo ocorre devido à utilização de mensuração de variáveis utilizando a técnica não paramétrica DEA, buscando-se verificar e explicar a influência dessas variáveis sobre as outras (APPOLINÁRIO 2012).

Com relação ao desenvolvimento, a abordagem será a empírico-analítica, devido à técnica de coleta, ao tratamento e análise dos dados. De acordo com Martins (2012, p. 84), a pesquisa empírico-analítica é uma abordagem que:

[...] apresenta em comum a utilização de técnicas de coleta, tratamento e análise de dados quantitativo. Possui como característica privilegiar os estudos práticos, visto que suas propostas possuem caráter técnico, restaurador e incrementalista e forte preocupação com a relação causal entre variáveis. O processo de validação da prova científica é feito por meio de testes dos instrumentos, graus de significância e sistematização das definições operacionais.

### **3.1.2 Estratégia da pesquisa**

A estratégia da pesquisa concentra-se na necessidade de responder duas questões: o local de realização da coleta dos dados e a fonte de informação.

No entender de Martins e Theóphilo (2007, p.53), a estratégia da pesquisa é utilizada “para designar as diferentes maneiras de coletar e analisar dados empíricos no contexto das Ciências Sociais Aplicadas”.

Quando os dados de uma pesquisa são coletados em um ambiente onde não existe um controle rígido, essa modalidade é chamada de pesquisa de campo; quando a fonte de informação é pesquisada em documentos, chama-se essa pesquisa de documental (APPOLINÁRIO, 2003).

Logo, a estratégia da pesquisa enquadra-se como pesquisa de campo de caráter documental.

## **3.2 POPULAÇÃO**

A pesquisa contemplou as 61 empresas do segmento de distribuição de energia elétrica, que participaram do 3CRTP, sendo sua distribuição por natureza do capital demonstrada na Tabela 4.

Tabela 4 – Natureza de capital das distribuidoras

Natureza	Quantidade	Participação
Privado	45	73,77%
Público	16	26,23%
Total	61	100,00%

Fonte: Dados da pesquisa

Observa-se que no atual cenário do setor elétrico brasileiro, o capital privado representa a maior participação, 73,77%. Essa participação demonstra que a ação pública é mais centrada na atividade de regulação dos serviços. Ficando a exploração dos serviços para o setor privado.

Do total das distribuidoras públicas, a segregação do nível de governo encontra-se evidenciada na Tabela 5.

Tabela 5 – Nível de governo

Governo	Quantidade	Participação
Federal	6	37,50%
Estadual	7	43,75%
Municipal	3	18,75%
Total	16	100,00%

Fonte: Dados da pesquisa

Observa-se que do total das distribuidoras públicas, 43,75% estão sob a gerência do poder estadual. As empresas federais, 37,50%, têm como acionista majoritário as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás.

As 61 empresas estão distribuídas no território brasileiro, conforme demonstrado na Figura 12. Para fins da pesquisa, cada distribuidora de energia representa uma DMU, conforme demonstrado no Apêndice C.

Figura 12 – Mapa – Distribuidoras



Fonte: Brasil (2008b, p.32)

A distribuição por região encontra-se demonstrada na Tabela 6.

Tabela 6 – Distribuidoras por região

Região	Quantidade	Participação
Sudeste	22	36,06%
Sul	17	27,87%
Nordeste	11	18,03%
Norte	6	9,84%
Centro Oeste	5	8,20%
Total	61	100,00%

Fonte: Dados da pesquisa

As regiões Sudeste e Sul concentram o maior número de distribuidoras, representando 36,07% e 27,87%, respectivamente, do total da população.

A base, para tratamentos das variáveis, contemplou o período de 2003 a 2009, sendo os resultados aplicados ao 3CRTP que abrangeu o período de 2011 a 2014.

### 3.3 COLETA

Os dados para a realização da pesquisa foram obtidos das Demonstrações Financeiras Padronizadas auditadas – DFP's, das Informações Trimestrais revisadas ITR's, Notas Técnicas e resoluções emitidas pela ANEEL decorrente dos processos das revisões tarifárias e Banco de Dados das distribuidoras existentes no sítio da ANEEL.

### 3.4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O procedimento metodológico foi desenvolvido em cinco fases: (i) levantamento de pesquisa bibliográfica; (ii) mensuração da eficiência do setor elétrico brasileiro; (iii) análise do efeito do ganho de produtividade do setor elétrico sobre o processo de revisão tarifária; (iv) análise do efeito do risco regulatório na determinação do ganho de produtividade; e, (v) análise, em conjunto, do efeito do risco e da perda estimada de recebimento na determinação do ganho de produtividade em um cenário de risco regulatório.

Na primeira fase foram realizadas pesquisas bibliográficas, com o objetivo de identificar o estado da arte em busca de teorias que fossem utilizadas para alicerçar o desenvolvimento da pesquisa.

A segunda fase foi desmembrada em duas etapas, com a utilização da técnica não paramétrica DEA. A primeira ocorreu a mensuração da eficiência das distribuidoras de energia elétrica, utilizando-se o índice de Malmquist e o *Window analysis*, com o objetivo de avaliação individual de cada distribuidora em cada ciclo de revisão em estudo; na segunda etapa foi utilizado o modelo baseado em folgas com dados em painel.

A terceira teve como objetivo analisar a efeito do ganho de produtividade do setor elétrico sobre o processo de revisão tarifária. Nessa fase foi confrontado o resultado encontrado a partir da metodologia DSBM e o DEA clássico utilizado pela ANEEL.

A quarta fase teve como objetivo avaliar os efeitos da inclusão do risco regulatório na determinação do ganho de produtividade.

A quinta fase teve como objetivo avaliar os efeitos da inclusão da perda estimada de recebimento em cenário de risco na determinação do ganho de produtividade.

A partir da terceira fase foram realizados testes das hipóteses da pesquisa com emprego de regressão para o período em análise. Com a aplicação dos métodos de regressão, será possível avaliar o nível de significância das variáveis com a finalidade de auxiliar na avaliação das hipóteses levantadas.

### 3.5 ASPECTOS ECONOMETRICOS

Para a mensuração do ganho de produtividade, foi utilizado o modelo não paramétrico conhecido como DEA, sendo utilizada sua forma dinâmica.

Segundo Ferreira e Gomes (2012, p. 20), “Os primórdios da Análise Envoltória de Dados [DEA] encontram-se na teoria da produção microeconômica”. Para os autores, o objetivo do DEA é avaliar a eficiência relativa em termos comparativos aos melhores padrões de excelência (*benchmarks*) de uma amostra de organizações produtivas.

O DEA surgiu em 1978, a partir da publicação do artigo *Measuring Efficiency of Decision Making Units*, de autoria de Charnes et al. (1978), que utilizam, em sua estrutura, as ideias de Farrel tratadas no artigo *The measurement of productive Efficiency*, escrito em 1957. O artigo de Farrel tinha como objetivo criar um indicador de eficiência relativa a partir da avaliação da produtividade de uma empresa, combinando múltiplos insumos e um produto.

De acordo com Charnes et al. (1993, p. 23), “A Análise Envoltória de Dados pode ser considerada, portanto, como um corpo de conceito e metodologia que está incorporada a uma coleção de modelos, com possibilidades interpretativas diversas”.

Segundo Charnes et al (1993, p.23), os dois modelos utilizado no DEA são:

- a) O CCR (1978) – desenvolvido por Charnes, Cooper e Rhodes e utilizado para mensurar a eficiência global e identifica as fontes e estimativas de montantes das ineficiências identificadas; e
- b) O BCC (1984) – desenvolvido por Banker, Charnes e Cooper, distingue entre ineficiência técnicas e de escala, estimando a eficiência técnica pura, a uma dada escala operações, e identificando se estão presente ganhos de escala crescentes, decrescentes e constantes, para futura exploração.

#### **Modelo CCR ou CRS – *Constante Returns to Scale***

No retorno constante de escala uma variação nos insumos leva a uma variação proporcional nos produtos.

No modelo CCR, o cálculo da eficiência para múltiplas entradas e saída é generalizado para um único conjunto de entrada/saída. O procedimento adotado no modelo para atingir esse objetivo é o cálculo de uma eficiência relativa, partindo de uma única entrada virtual e de uma única saída virtual. O objetivo dessa relação é a busca pela maximização das saídas da DMU, mantendo as entradas no valor unitário. Nesse caso, será aplicado o modelo CCR orientado a *Input*. O resultado é a relação entre saída e entrada ponderadas ser inferior ou igual a 1 (SOUZA, 2012).

Seguindo o mesmo raciocínio, é possível ter como objetivo a maximização das entradas, mantendo-se as saídas no valor unitário, nesse caso, o modelo CCR direcionado a *Output*.

A formulação do CCR para orientação a input e a output encontra-se demonstrada no Quadro 9 (COOPER; SEIFORD; TONE, 2006; TONE, 2017).

Quadro 9 – Modelos DEA CCR orientados a Input e Output

Modelo CCR – Input	Modelo CCR – Output
$\text{Max } E_j = \sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} \quad (8)$	$\text{Min } E_j = \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} \quad (11)$
$\text{Sujeito a: } \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} = 1 \quad (9)$	$\text{Sujeito a: } \sum_{r=1}^s u_r y_{rj} = 1 \quad (12)$
$\sum_{r=1}^s u_r y_{rk} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ik} \leq 0 \quad k = 1, \dots, n \quad (10)$	$\sum_{i=1}^m v_i x_{ik} - \sum_{r=1}^s u_r y_{rk} \geq 0 \quad (13)$
$u_r v_i \geq 0, \quad \forall x, y$	$k = 1, \dots, n$ $u_r, v_i \geq 0, \quad \forall x, y$

Onde: CCR Input:  $E_j$ - Eficiência da DMU $_j$ ;  $\mu_r v_i$  - Pesos dos de outputs e inputs respectivamente;  $y_{ij}, x_{ij}$  - *Inputs* e *outputs*. CCR – Output:  $E_j$ - Eficiência da DMU $_j$ ;  $v_i, u_r$  - Pesos dos de outputs e inputs respectivamente;  $x_{ij}, y_{ij}$  - *inputs* e *outputs*.

Fonte: Adaptado de Cooper, Seiford e Tone (2006) e Tone (2017).

### Modelo BCC ou VRS – *Variable Returns to Scale*

O modelo de retorno variável parte do princípio de que uma variação nos *inputs* poderá promover uma variação no *output*; no entanto, não necessariamente uma proporcionalidade.

A diferença entre os dois modelos encontra-se no formato da fronteira de eficiência. Enquanto no modelo CCR a fronteira é formada a partir da proporcionalidade entre entradas e saídas, no BCC a fronteira é convexa.

A formulação do BCC para orientação a *input* e a *output* encontra-se demonstrada no Quadro 10 (COOPER; SEIFORD; TONE, 2006; TONE, 2017).

Quadro 10 – Modelos DEA CCR orientados a *Input* e *Output*

Modelo BCC – Input	Modelo BCC – Output
$\text{Max } E_j = \sum_{r=1}^s u_r y_{rj} + u_* \quad (14)$	$\text{Min } E_j = \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} + v_* \quad (17)$
$\text{Sujeito a: } \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} = 1 \quad (15)$	$\text{Sujeito a: } \sum_{r=1}^s u_r y_{rj} = 1 \quad (18)$
$-\sum_{r=1}^s u_r y_{rk} + u_* + \sum_{i=1}^m v_i x_{ik} \geq 0, \quad k = 1, \dots, n \quad (16)$	$\sum_{i=1}^m v_i x_{ik} + v_* - \sum_{r=1}^s u_r y_{rk} \geq 0, \quad k = 1, \dots, n \quad (19)$
$u_r, v_i \geq 0, \forall x, y, u_* \in R$	$u_r, v_i \geq 0, v_* \in R$

Onde: BCC Input:  $E_j$  - Eficiência da DMU $_j$ ;  $u_r, v_i$  - Pesos dos de outputs e inputs respectivamente;  $y_{rj}, x_{ij}$  - *Inputs* e *outputs*;  $u_*$  - fator de restrição de convexidade. BCC – Output:  $E_j$  - Eficiência da DMU $_j$ ;  $v_i, u_r$  - Pesos dos de outputs e inputs respectivamente;  $x_{ij}, y_{rj}$  - *inputs* e *output*;  $v_*$  - fator de restrição de convexidade.

Fonte: Adaptado de Cooper, Seiford e Tone (2006) e Tone (2017).

Seiford e Zhu (1999) propuseram um desmembramento dos modelos originais contemplando os retornos de escala não decrescente de produção, conhecido como modelo DEA *NDRS – Non Decreasing Return to Scale* e o DEA *NIRS – Non increasing Returns to Scale*, que contempla retornos de escala não crescente de produção.

Joro e Korhonen (2015, p. 22) apresentaram a expressão matemática para o desmembramento dos modelos originais, conforme demonstrado no Quadro 11.

Quadro 11 – Modelos DEA NIRS e NDRS

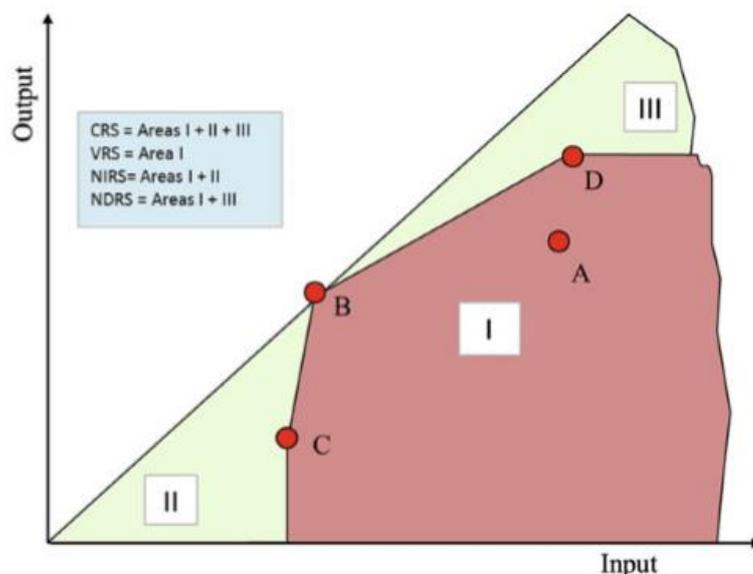
<b>Modelo NIRS e NDRS</b>	
$\min fo = \frac{\sum_{i=1}^m v_i x_{i0} + u}{\sum_{r=1}^s \mu_r y_{r0}} \quad (20)$	
<p>Sujeito a:</p>	
$\frac{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij} + u}{\sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj}} \geq 1, \quad j = 1, \dots, s, \quad \mu_r, v_i \geq \varepsilon, \quad (21)$	
$r = 1, \dots, s \quad i = 1, \dots, m \quad u \geq 0 \quad \varepsilon \geq 0$	

Onde:  $E_j$  - Eficiência da DMU $_j$ ;  $\mu_r, v_i$  - Pesos dos de outputs e inputs respectivamente;  $x_{i0}, y_{r0}$  - *Inputs* e *outputs*;  $u$  - Restrições  $u$  - fator de restrição  
 Fonte: Joro e Korhonen (2015).

A combinação dos modelos em um conjunto de possibilidades de produção é contemplada na Figura 13. O tamanho do conjunto de produção é composto pelas áreas I + II + III, onde estão alocadas as DMU's (A, B, C e D), quando os retornos de escala são constantes, sendo apenas a unidade B eficiente. Se os retornos forem variáveis, todas as unidades, exceto a A, são eficientes.

No caso do modelo NIRS e NDRS, o conjunto de possibilidades é menor, concentrando-se nas áreas I e II e I e III, respectivamente.

Figura 13 – Representação gráfica dos modelos CCR, BCC, NIRS e NDRS



Fonte: Joro e Korhonen (2015)

O modelo DEA não requer a suposição da distribuição normal dos dados. Uma das vantagens de sua aplicação é a não exigência de uma forma funcional. Além disso, o DEA não mede o termo de erro aleatório nas regressões, no entanto, o seu *score* pode ser utilizado em uma regressão em um segundo momento (LOVELL, 1993).

A aplicação do DEA em um modelo de análise parte do pressuposto de que será utilizada a melhor aplicação do *input* para geração de *output* na operação da DMU individualmente, com o objetivo de se maximizar seu índice de desempenho.

O desempenho de uma DMU pode resultar em eficiência ou ineficiência. Para uma DMU ser considerada ineficiente, a DEA identifica um conjunto de DMU's que possa ser utilizada como referência (Anexo C).

Para mensuração do desempenho de produtividade de uma indústria, pode-se utilizar de uma série de indicadores. No entanto, como as indústrias de eletricidade geralmente operam em mercados que não possuem preços e custos determinados em condições competitivas, indicadores de mercado de desempenho como taxas de retorno, rentabilidade, não podem ser usados para avaliar com precisão o desempenho econômico de uma empresa ou indústria (ABBOT, 2005). Em função disso, é recomendada a utilização de números-índices<sup>15</sup>. Os números-índices podem contemplar medidas de forma parcial ou total.

<sup>15</sup> Os números-índices são medidas estatísticas muito usadas por administradores, engenheiros e economistas para comparar variáveis econômicas entre si e para obter uma análise simples e resumida.

Em regra geral, a produtividade é a razão entre a evolução dos produtos e a variação dos insumos. No caso do setor elétrico, a evolução dos produtos está associada ao mercado faturado em alta, média e baixa tensão e os insumos constituem a soma dos custos operacionais e custos de capitais, conforme expressão algébrica (22).

$$produtividade = \frac{\text{Mercado Faturado}}{\text{Custos operacionais} + \text{Custos de Capital}} \quad (22)$$

Para o setor elétrico, um crescimento de mercado acima da média leva a um maior ganho de produtividade com a contrapartida de que o crescimento de unidades consumidoras acima da média reduz o ganho de produtividade (BRASIL, 2011c). A apropriação do ganho de eficiência é prevista no Art. 14 da Lei nº 9.427/96, de 27 de dezembro de 1996.

Ao longo do tempo, o DEA foi sendo aperfeiçoada com a inclusão de novas ferramentas ou agregando teorias já desenvolvidas, objetivando avanços em novas técnicas na mensuração da produtividade.

Uma prova disso é a utilização da DEA na Teoria Econômica com o objetivo de se calcular a PTF, que é a relação de todos os resultados produzidos acima dos insumos utilizados no processo de produção. A Teoria Econômica oferece diversos métodos para se efetuar o cálculo do PTF. Os modelos tradicionais, como modelos de Paasche, Laspeyres, Fisher e Törnqvist, têm como característica comum a necessidade de informações sobre preços associados aos *inputs* e *outputs* (FRIED; LOVELL; SCHMIDT, 2008).

Com o DEA é possível analisar a dinâmica da eficiência ao longo do tempo, aplicando-se o método desenvolvido por Malmquist (1953), conhecido como índice de Malmquist, e o método desenvolvido por Charnel et al. (1982), conhecido como Análise de Janela (*Window Analysis*). Para o primeiro é possível realizar um comparativo entre dois períodos, no segundo modelo será possível realizar uma análise em uma série temporal.

### 3.5.1 Índice de Malmquist

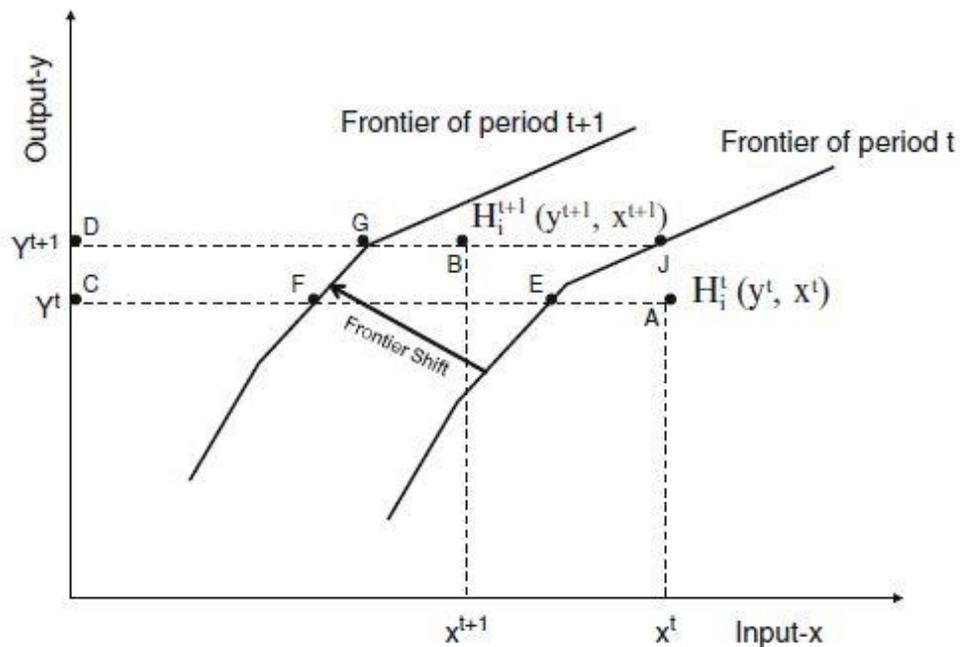
O índice de Malmquist é um método que tem como objetivo efetuar a comparação de desempenho de uma companhia entre dois períodos.

O índice foi desenvolvido em 1953, por Malmquist, com o objetivo de analisar o comportamento do consumidor. A proposta inicial era comparar a quantidade de insumos utilizada por uma empresa entre dois períodos de tempo com a mesma quantidade de produtos.

Caves, Christensen e Diewert (1982) introduziram o índice de Malmquist na análise da produção. A principal razão da utilização do índice em relação aos demais métodos que estudam produtividades, é que o método não requer informações sobre preço.

A avaliação de mudanças no desempenho de uma empresa de energia elétrica entre dois períodos pode ser realizada de acordo com a Figura 14. A análise pode ser realizada sob duas perspectivas: a primeira chamada de Efeitos de Emparelhamento (*catch-up effect*) (Anexo E) e a segunda conhecida como Deslocamento da Fronteira Eficiente (*frontier-shift effect*) (Anexo E).

Figura 14 – Ilustração do *Frontier Shift (Catch-up)*



Fonte: Ozcan (2014, p. 94)

O efeito de emparelhamento tem como objetivo avaliar a melhoria na eficiência de uma empresa em dois períodos de tempo. A eficiência técnica, nesse caso, é resultado de melhorias contínuas nos processos. Para o *Catch-up* o índice de Malmquist foi desenvolvido conforme expressão (23):

$$\text{Catch-up} = \frac{DG/DB}{CE/CA} \quad \text{or} \quad \frac{\text{Period } t+1}{\text{Period } t} \quad (23)$$

O numerador calcula a eficiência no tempo  $t + 1$  no que diz respeito à fronteira do período  $t + 1$  e o denominador calcula a eficiência de tempo  $t$  em relação à fronteira do período  $t$ ; dessa forma é possível reescrever a expressão (20), conforme a expressão algébrica (24).

$$Catch-up = \frac{\theta_o^{t+1}(x_o^{t+1}, y_o^{t+1})}{\theta_o^t(x_o^t, y_o^t)} \quad (24)$$

Como resultado:

- a) Se  $Catch-up > 1$ , ocorreu um aumento da eficiência do período  $t$  para  $t+1$ ;
- b) Se  $Catch-up = 1$ , não ocorreu mudança de eficiência do período  $t$  para  $t+1$ ;
- c) Se  $Catch-up < 1$ , ocorreu uma redução de eficiência do período  $t$  para  $t + 1$ .

Os ganhos de eficiência são determinados tomando como base as melhorias das produtividades observadas nas distribuidoras que reduziram seu nível de ineficiência. Os ganhos de produtividade no efeito *Catch-up* tendem a ser decrescentes, isso ocorre devido à limitação na redução de custos à medida que se aproxima da fronteira de eficiência (LIGHT, 2014).

Diante do exposto, os ganhos de eficiência não deveriam ser passados aos consumidores. Caso isso ocorra, fere-se o princípio básico dos custos eficientes, ou seja, que as empresas são incentivadas a buscar aproximação cada vez mais da fronteira de eficiência para seus custos gerenciáveis.

Com relação ao efeito de Deslocamento da fronteira eficiente, o mesmo ocorre em função de mudanças tecnológicas ou de inovação. O índice de Malmquist pode ser construído medindo a distância entre as respectivas fronteiras, ou seja, o deslocamento de  $t$  para  $t + 1$ .

Para o período  $t$ :

$$Frontier-shift \text{ para periodo } t = \left[ \frac{\text{Periodo } t \text{ em Periodo } t+1}{\text{Periodo } t} \right] \text{ or } \frac{CE/CA}{CF/CA} \quad (25)$$

Para o período  $t + 1$ :

$$Frontier-shift \text{ para periodo } t+1 = \left[ \frac{\text{Periodo } t+1 \text{ em Periodo } t}{\text{Periodo } t+1} \right] \text{ or } \frac{DJ/DB}{DG/DB} \quad (26)$$

O efeito total é definido como sendo a média geométrica dos dois períodos, conforme demonstrado nas expressões (27) e (28).

$$Frontier-shift = \sqrt{\frac{\text{Período } t \text{ em Período } t+1}{\text{Período } t}} \times \frac{\text{Período } t+1 \text{ em Período } t}{\text{Período } t+1} \quad (27)$$

Ou

$$Frontier-shift = \sqrt{\frac{CE/CA}{CF/CA}} \times \frac{DJ/DB}{DG/DB} \quad (28)$$

Como resultado:

- Se  $Frontier-shift > 1$ , ocorreu um aumento da eficiência do período t para t+1;
- Se  $Frontier-shift = 1$ , não ocorreu mudança de eficiência do período t para t+1
- Se  $Frontier-shift < 1$ , ocorreu uma redução de eficiência do período t para t + 1

As mudanças tecnológicas requerem incentivos na busca por melhorias e inovação, conseqüentemente, a distribuidora necessita de investimentos prévios, implicando em riscos de realização de recuperação (LIGHT, 2014).

Os ganhos gerados pelas mudanças tecnológicas refletem a constante busca da distribuidora nas revisões e/ou inovações em seus processos, visando a melhor qualidade na prestação dos serviços.

Os ganhos gerados pelo *Frontier-shift* podem ser distribuídos a partir das análises necessárias dos riscos envolvidos com a realização dos investimentos.

Para fins desta pesquisa, foi utilizado o *Frontier-shift* para definir o ganho de produtividade para comparação com o *Window Analysis*.

O índice de Malmquist é constituído desses dois componentes, a eficiência técnica e a eficiência ocorrida em função de inovação. O índice é o produto desses dois componentes, conforme demonstrado nas expressões (29) e (30)

$$Mo = \frac{[a]Período t+1}{[b]Período t} \times \sqrt{\frac{[a]Período t}{[d]Período t+1 \text{ em Período } t}} \times \frac{[c]Período t \text{ em Período } t+1}{[b]Período t+1} \quad (29)$$

Mudança na Eficiência

Mudança Técnica

Ou

$$Mo = \frac{\theta_0^{t+1}(x_0^{t+1}, y_0^{t+1})}{\theta_0^t(x_0^t, y_0^t)} x \sqrt{\frac{\theta_0^t(x_0^t, y_0^t)}{\theta_0^{t+1}(x_0^t, y_0^t)} x \frac{\theta_0^t(x_0^{t+1}, y_0^{t+1})}{\theta_0^{t+1}(x_0^{t+1}, y_0^{t+1})}} \quad (30)$$

Mudança na Eficiência

Mudança Técnica

Logo, a equação pode ser reduzida conforme demonstrado na expressão algébrica (31).

$$Mo = \sqrt{\frac{\theta_0^t(x_0^{t+1}, y_0^{t+1})}{\theta_0^t(x_0^t, y_0^t)} x \frac{\theta_0^{t+1}(x_0^{t+1}, y_0^{t+1})}{\theta_0^{t+1}(x_0^t, y_0^t)}} \quad (31)$$

Em resumo, o componente da mudança de eficiência do período  $t$  para o período  $t + 1$ , ou seja, como a DMU se comportou para alcançar a fronteira de eficiência. No segundo momento é medido se a aplicação de melhores práticas tecnológicas provocou, do período  $t$  para  $t + 1$ , uma alteração na eficiência.

A ANEEL utilizou para o cálculo do ganho de produtividade o índice de Tornqvist, totalizando 1,20% e o índice de Malmquist em 1,03%, resultando em uma média para o setor de 1,11%.

### 3.5.2 Análise de Janela (*Window Analysis*).

A *Window Analysis* tem como objetivo analisar as variações de uma DMU ao longo de um determinado tempo. A abordagem possibilita analisar uma série temporal, possibilitando detectar as evidências de estabilidade e sensibilidade da eficiência técnica e qual a tendência da eficiência da DMU (FERREIRA; GOMES, 2012).

Comparando com o índice de Malmquist, a Análise de Janela é uma abordagem mais direta na avaliação da eficiência da DMU em séries temporais. A partir de um padrão utilizando média móvel, o modelo trata a DMU em cada período como sendo uma DMU diferente (RAMANATHAN, 2003). O desempenho da DMU é comparado com o seu desempenho em outros períodos. A principal vantagem em relação ao índice de Malmquist é a possibilidade de comparação de multiperíodo.

Estudos realizados por Charnes et al. (1993) constataram que, para se produzir um melhor equilíbrio entre a capacidade informativa e a estabilidade das pontuações de eficiências, é necessário a utilização de três ou quatro períodos.

Na aplicação da *Window Analysis*, o conjunto de tempo T é dividido em uma sequência de subperíodos sobrepostos de igual comprimento. O primeiro subperíodo consiste em períodos {1..., S}, o segundo subperíodo consistiria dos períodos {2..., S + 1}, até o período (T – S..., T) (LOVELL, 1996).

As fórmulas para os cálculos dos valores em referência são apresentadas por Cooper, Seiford e Tone (2006, p. 295), conforme demonstrado no Quadro 12.

Quadro 12 – Fórmulas para cálculos de valores de referência

Nº de janela	$w = k - p + 1$	(32)
Nº de DMUs em cada janela	$(n * p) / 2$	(33)
Nº de DMUs “virtuais”	$n * p * w$	(34)
$\Delta$ Nº de DMUs	$n(p - 1) * (k - p)$	(35)

Fonte: Cooper, Seiford e Tone (2006)

Onde:

n - número de DMUs

k - número de períodos

p - tamanho da janela ( $p \leq k$ )

w - número de janelas

O tamanho da janela é dado por:  $p = \frac{k + 1}{2}$  (33)

Segundo Cooper, Seiford e Tone (2006), o  $\Delta$  representa um aumento em relação às DMUs que estariam disponíveis se a avaliação tivesse sido efetuada separadamente para cada uma das DMUs em cada período.

Para o tamanho da janela, Asmild et al. (2004) defendem que a janela deve ser tão pequena quanto possível for, objetivando minimizar a comparação em relação ao tempo, mas grande o suficiente para se ter um tamanho de amostra suficiente.

A aplicação das fórmulas aplicadas na *Window Analysis* na pesquisa encontra-se demonstrada na Tabela 7:

Tabela 7 – Aplicação das fórmulas para *Window Analysis*

Nº de DMUs	61
Nº de períodos	7
Nº de janelas	4
Tamanho da janela	4
Nº de DMUs em cada janela	122
Nº de DMUs Virtuais	976
$\Delta$ Nº de DMUs	549

Fonte: Dados da pesquisa

### 3.5.3 Dinamic DEA

O índice de Malmquist e o *Window analysis* sofreram críticas em virtude da falta de dinamismo entre os períodos. Os dois modelos trabalharam exclusivamente com períodos independentes. As principais críticas foram feitas por Tone e Tsutsui (2010, p. 145), quando expuseram que os dois modelos não levam em conta o efeito de atividades *Carry-Over* entre dois termos consecutivos.

A partir do trabalho desenvolvido por Färe Grosskopf (1996), *Intertemporal Production Frontiers: With Dinamic DEA*, que tinha como proposta um modelo baseado em interconexão das atividades, conhecido como DEA Dinâmico, Tone e Tsutsui, em 2010, realizaram um aperfeiçoamento na proposta. O resultado foi a criação de um modelo não radial<sup>16</sup> conhecido como DSBM.

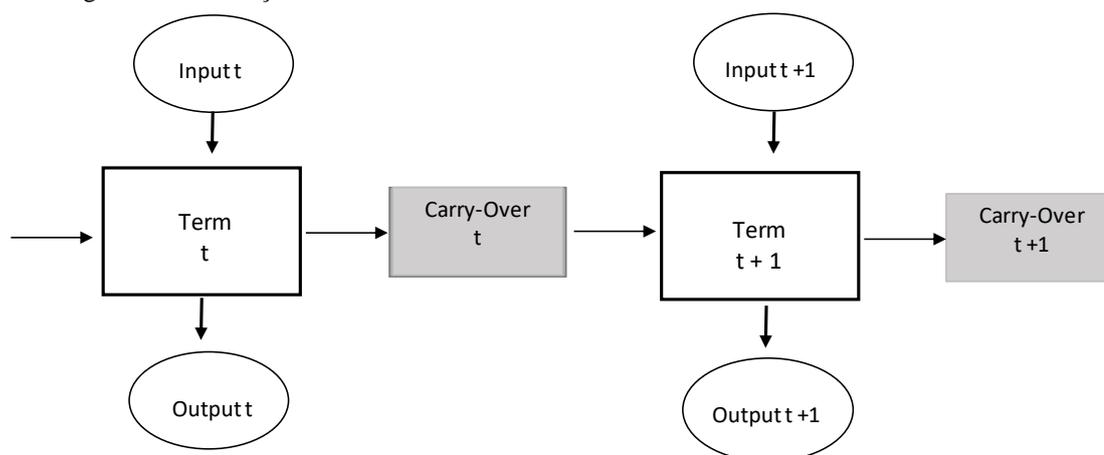
O Modelo dinâmico apresenta atividades que servem como ligação entre os termos consecutivos. Essas atividades são denominadas de *Carry-Over*, ou chamadas de *link's*,

O modelo do *dynamic* DEA é apresentado conforme demonstrado na Figura 15.

---

<sup>16</sup> O Modelo não radial – as variações de input e outputs não proporcionais e pode ocorrer alterações simultâneas dos mesmos. No modelo radial é considerado a redução ou aumento equiproporcional dos inputs e outputs.

Figura 15 – Ilustração do modelo do DDEA



Fonte: Tone e Tsutsui (2010)

Tone e Tsutsui (2010, p. 146) classificam essas atividades em quatro categorias:

- 1) *Link* desejável (*good*): indica um *carry-over* desejável. Esses links são tratados como *output* e o valor de ligação é controlado para não ser menor do que um valor observado. A escassez comparativa dos links é considerada como ineficiência. Por exemplo, lucros acumulados retidos e lucro líquido carregado para o próximo exercício (Termo);
- 2) *Link* indesejável (*bad*): indica um *carry-over* não desejável. Esses links são tratados como *inputs* e seu valor controlado para não ser maior do que o valor observado. O excesso comparativo dos links é considerado como ineficiência. Por exemplo, prejuízos, inadimplências, estoque sem movimentação;
- 3) *Link* discricionário (*free*): corresponde ao *carry-over* que a DMU pode controlar livremente. Seu valor pode aumentar ou diminuir em relação ao valor observado. O desvio em relação ao valor atual não reflete diretamente na eficiência, mas a condição de continuidade entre dois períodos exerce um efeito indireto na eficiência;
- 4) *Link* não discricionário (*fixed*): corresponde ao *carry-over* que a DMU não pode controlar. Seu valor é fixo em relação ao valor observado. Semelhantemente ao link discricionário, o *link* fixo afeta o score da eficiência na condição de continuidade entre dois períodos.

A estrutura proposta por Tone e Tsutsui (2010) parte do princípio de que existe  $n$  DMUs ( $j=1, \dots, n$ ) durante determinado  $T$  período ( $t = 1, \dots, T$ ). Em cada prazo as DMUs têm  $m$  *inputs* ( $i = 1, \dots, m$ ),  $p$  não discricionários (*fixed*); *inputs* ( $i = 1, \dots, p$ ),  $s$  *output* ( $i = 1, \dots, s$ ) e  $r$  não discricionário (*fixed*) *output* ( $i = 1, \dots, r$ ).

Além disso,  $x_{ijt}$  ( $i = 1, \dots, m$ ),  $x_{ijt}^{fix}$  ( $i = 1, \dots, p$ ),  $y_{ijt}$  ( $i = 1, \dots, s$ ) e  $y_{ijt}^{fix}$  ( $i = 1, \dots, r$ ) representam, respectivamente, os valores dos *inputs* discricionários, *inputs* não discricionários, *output* discricionário e *output* não discricionário da DMU  $j$  do termo  $t$ .

Os *links* das quatro categorias são simbolizados como  $z^{good}$ ,  $z^{bad}$ ,  $z^{free}$  e  $z^{fix}$ . Para se identificar o período de tempo ( $t$ ), a DMU ( $j$ ) e o item ( $i$ ), por exemplo, a notificação  $z_{ijt}^{good}$  ( $i = 1, \dots, ngood$ ;  $j = 1, \dots, n$ ;  $t = 1, \dots, T$ ) para denotar os valores do *link good*, onde  $ngood$  é o número de links desejáveis. Todos os valores são observados para o período  $T$ .

A aplicação do modelo proposto por Tone e Tsutsui (2010) pode ser aplicada na mensuração da eficiência da DMU em três orientações: *input*, *output* e não orientada. A escolha da orientação depende dos propósitos da pesquisa.

### 1) Orientação *input*

O modelo DSBM orientado ao *input* lida não só com o excesso destes, mas também com os *links* indesejados como os principais alvos da avaliação. Segundo Tone e Tsutsui (2010), apesar dos excessos nos links indesejáveis serem considerados, na função objetivo, da mesma forma que os excessos de *inputs*, eles não são *inputs*. Eles surgem como elemento necessário para a ligação entre os termos.

A representação matemática para a solução ótima da eficiência baseada na orientação *input* é dada por:

$$\theta_{ot}^* = 1 - \frac{1}{m + nbad} \left( \sum_{i=1}^m \frac{w_i^- s_{iot}^*}{x_{iot}} + \sum_{i=1}^{nbad} \frac{s_{iot}^{bad}}{z_{iot}^{bad}} \right), \quad (t = 1, \dots, T) \quad (37)$$

A eficiência global durante o período ( $\theta_o^*$ ) é uma média ponderada ( $\theta_{ot}^*$ ) e pode ser expressada por:

$$\theta_o^* = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T w^t \theta_{ot}^* \quad (38)$$

## 2) Orientação *output*

O modelo DSBM orientado ao *output* lida não só com a insuficiência destes, mas também com os links desejáveis como os principais alvos da avaliação. Segundo Tone e Tsutsui (2010), apesar das insuficiências nos *links* desejáveis serem consideradas na função objetivo da mesma forma que as insuficiências do *output*, elas não são *outputs*. Eles surgem como elemento necessário para ligação entre os temas.

A representação matemática para solução ótima da eficiência baseada na orientação *output* é dada por:

$$\tau_{ot}^* = \frac{1}{1 + \frac{1}{s + ngood} \left( \sum_{i=1}^s \frac{w_i^+ s_{iot}^{+*}}{y_{iot}} + \sum_{i=1}^{ngood} \frac{s_{iot}^{good}}{z_{iot}^{good}} \right)} \quad (39)$$

A eficiência global durante o período ( $\tau_o^*$ ) é uma média harmônica ( $\tau_{ot}^*$ ) e pode ser expressada por:

$$\frac{1}{\tau_o^*} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{w^t}{\tau_{ot}^*} \quad (40)$$

## 3) Sem orientação

É a combinação do modelo baseado em orientação por *input* e orientação por *output*. No DBM a ausência de orientação permite que os fatores dos *inputs* sejam reduzidos e os fatores de *outputs* sejam aumentados simultaneamente. A eficiência global varia entre 0 e 1; alcança 1 quando todas as folgas forem 0 (zero).

A representação matemática para solução ótima da eficiência baseada na orientação *input* é dada por:

$$\rho_{ot} = \frac{1 - \frac{1}{m + nbad} \left( \sum_{i=1}^m \frac{w_i^- s_{iot}^{-*}}{x_{iot}} + \sum_{i=1}^{nbad} \frac{s_{iot}^{bad}}{z_{iot}^{bad}} \right)}{1 + \frac{1}{s + ngood} \left( \sum_{i=1}^s \frac{w_i^+ s_{iot}^{+*}}{y_{iot}} + \sum_{i=1}^{ngood} \frac{s_{iot}^{good}}{z_{iot}^{good}} \right)} \quad (41)$$

O modelo do DDEA diverge do atual modelo aplicado pela ANEEL para as revisões tarifárias. O modelo regulatório não consegue capturar os aspectos dinâmico das variáveis entre os períodos das RTP's.

### 3.6 VARIÁVEIS DO MODELO.

#### 3.6.1 Variáveis para o cálculo da eficiência das distribuidoras utilizando o DEA Clássico

Para o cálculo da eficiência que possibilitará a realização da confrontação entre os modelos do DEA clássico, do índice de Malmquist e do *Window Analysis* serão utilizadas as variáveis conforme elencadas no Quadro 13.

Como o objetivo é efetuar uma comparação entre a métrica utilizada pela ANEEL e a métrica utilizada na pesquisa, resolveu-se manter as mesmas variáveis utilizadas pela ANEEL (BRASIL, 2011d), que tem como objetivo estabelecer a metodologia de cálculo dos custos operacionais. As variáveis do Quadro 13 serão utilizadas apenas para comparação da eficiência dos custos operacionais utilizando o atual modelo utilizado pela ANEEL e o *Windows Analysis*.

Quadro 13 – Variáveis para o cálculo da eficiência

Inputs Controláveis		
Variáveis	Definição	Fonte
Opex	Gastos com pessoal, material, serviço de terceiros, seguro, impostos e outros gastos que estejam diretamente associados aos custos operacionais.	Demonstrações contábeis e relatórios das revisões tarifárias.
Ccap	Custo de Capital	A partir dos relatórios disponibilizados pela ANEEL em cada revisão tarifária.
Output Controlável		
Ncons	Número de Consumidores	Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica – SAMP – Base de dados da ANEEL
Merc	Consumo de Energia Elétrica	SAMP – Base de dados da ANEEL
Rede	Extensão de redes	SAMP – Base de dados da ANEEL

Fonte: Elaborado pelo autor

### 3.6.2 Variáveis para o cálculo da eficiência com o DSBM

Para determinação do cálculo da eficiência utilizando o DSBM, as variáveis que foram utilizadas no modelo, sua definição e a fonte dos dados para a pesquisa, são apresentadas no Quadro 14.

As variáveis, para o cálculo da eficiência, foram utilizadas em dois cenários: a) com variável (*carry-over*) risco regulatório (Rreg); e b) o segundo contemplou a variável (*carry-over*) complemento das perdas estimadas no recebimento (Cpde).

Os resultados dos dois cenários foram utilizados como variável dependente na determinação das regressões.

Quadro 14 – Variáveis para o cálculo do DSBM

Inputs controláveis (para os dois cenários)		
Variáveis	Definição	Fonte
Opex	Gastos com pessoal, material, serviço de terceiros, seguro, impostos e outros gastos que estejam diretamente associados aos custos operacionais.	Demonstrações contábeis e relatórios das revisões tarifárias.

Ccap	Custo de Capital	A partir dos relatórios disponibilizados pela ANEEL em cada revisão tarifária.
<b>Output Controlável (para os dois cenários)</b>		
Merc_at	Consumo de Energia Elétrica em Alta Tensão	SAMP – Base de dados da Aneel
Merc_mt	Consumo de Energia Elétrica em Média Tensão	SAMP – Base de dados da Aneel
Merc_bt	Consumo de Energia Elétrica em Baixa Tensão	SAMP – Base de dados da Aneel
<b>Carry-over (primeiro cenário)</b>		
Rreg	Risco regulatório	Cálculo efetuado tomando como base a diferença entre o modelo inglês e o americano.
<b>Carry-over (segundo cenário)</b>		
Cpde	Complemento das Perdas Estimadas	Demonstrações contábeis e regulatórias.

Fonte: Elaborado pelo autor

### 3.7 JUSTIFICATIVAS PARA UTILIZAÇÃO DAS VARIÁVEIS

#### 3.7.1 Inputs Controláveis

Para o *input*, as variáveis selecionadas são vetores para o cálculo da eficiência das distribuidoras. Os dados foram obtidos a partir das demonstrações contábeis/regulatórias, disponibilizados pela ANEEL no processo de revisão tarifária. Os *inputs* são divididos em custos operacionais e custo de capital.

##### 3.7.1.1 Gastos Operacionais – *Opex*

Os gastos com pessoal, material, serviço de terceiros e outros (seguro, impostos e outros) são gastos inerentes ao processo de distribuição de energia e se enquadram nos custos gerenciáveis, que é base para determinação da Parcela B. O não gerenciamento desses custos pode levar a empresa a um distanciamento da fronteira de eficiência (Apêndice D). Esse distanciamento, decorrente do excesso de *inputs*, pode gerar folga no modelo DEA (Anexo B).

### 3.7.1.2 Custo de Capital

O custo de capital para determinação da base é igual à soma da remuneração do capital mais a depreciação regulatória (Anexo A). A remuneração do capital é o produto entre a taxa de remuneração do capital (3º ciclo, 15,07%) (BRASIL, 2011f), calculada pela ANEEL a partir de metodologia aplicada ao cálculo do *Weighted Average Cost Of Capital* – WACC e da base de remuneração líquida.

O WACC é a média ponderada dos custos de capital próprio e de terceiros captados pelas empresas. O WACC é a taxa mínima de retorno exigidas pelos investidores (próprio e terceiros) sobre os investimentos realizados pela empresa (ASSAF NETO e LIMA, 2014).

A métrica para determinação da WACC é expressa pela seguinte fórmula:

$$r_{wacc} = \frac{P}{P+D} \times r_p + \frac{D}{P+D} \times r_D \times (1-T) \quad (42)$$

Onde:

$r_{wacc}$  : custo médio ponderado de capital (taxa de retorno)

$r_p$  : custo do capital próprio

$r_D$  : custo da dívida

P: capital próprio

D: capital de terceiros ou dívida

T: Alíquota tributária marginal efetiva

Por outro lado, a base de remuneração regulatória, por empresa, é composta de todos os investimentos vinculados diretamente com a concessão da distribuidora (Anexo D). Em suma, a base de remuneração consiste no nível de investimentos sobre o qual se aplica a taxa de remuneração do capital investido na distribuidora. As diretrizes para constituição da base de remuneração da concessionária encontram-se na Resolução nº 493, de 03 de setembro de 2002 (ROCHA; CAMACHO; FIUZA, 2006)

Um tema importante para o 3CRTP foi a exclusão da variável risco regulatório no cálculo do WACC.

### 3.7.2 Outputs controláveis

Para os *outputs* são consideradas os produtos gerados a partir dos *inputs*. Os *outputs* são utilizados com o objetivo de mensurar o ganho de produtividades da gestão. Os dados foram obtidos a partir do Banco de Dados disponibilizados pela ANEEL.

#### 3.7.2.1 Consumo

As informações de mercado foram obtidas no SAMP. Devido às características do mercado energético brasileiro, essa variável foi desmembrada em alta, média e baixa tensão. O motivo da segregação é relevante devido às particularidades de cada segmento. Dependendo da característica do segmento a distribuidora pode ter uma maior necessidade de investimento e custos operacionais para se manter o nível de qualidade dos serviços.

Um crescimento de mercado pode resultar, em média, em maiores ganhos de produtividade. No entanto, é necessário avaliar o comportamento da variável consumidores. Um crescimento de mercado associado a um crescimento de consumidores pode gerar um menor ganho de produtividade.

Do elenco das variáveis, duas não foram utilizadas na determinação da eficiência pelo modelo DSBM. São elas: Consumidores e Extensão de rede. A razão da não utilização dessas variáveis ocorre pelo motivo das mesmas serem utilizadas apenas para mensuração dos custos eficientes, não sendo utilizadas para o cálculo do ganho de produtividade (BRASIL, 2011e).

As variáveis que serão utilizadas na determinação da eficiência para fins de comparação entre o índice de Malmquist e *Windows Analysis* são:

#### 3.7.2.2 Consumidores

Os dados dos consumidores foram obtidos, por empresa, no SAMP. A metodologia acompanha o crescimento das unidades consumidoras ao longo da série utilizada na pesquisa. O aumento vegetativo associado a um controle nos custos gerenciáveis pode proporcionar um aumento no padrão de eficiência.

### 3.7.2.3 Variável Extensão de Rede

Compreendem as extensões das redes em AT, MT e BT de propriedade das distribuidoras de energia elétrica, no final dos anos 2003 até 2009. Para a ANEEL, a extensão das redes de distribuição utilizada nas simulações tem por base os dados encaminhados pelas distribuidoras (BRASIL, 2009).

### 3.7.3 Variáveis de ligação

No modelo DSBM, as variáveis de ligação são essenciais entre os períodos que estão sendo analisados. O objetivo é avaliar se ocorreu variação na eficiência das distribuidoras quando expostas a variáveis de ligação entre os períodos. Para esta pesquisa foi utilizada duas variáveis de ligação em dois momentos específicos, são elas o risco regulatório e as perdas estimadas no recebimento. Inicialmente, o modelo contemplou o risco regulatório e em um segundo momento foram adicionadas as perdas estimadas no recebimento. Para os dois modelos as variáveis de ligação foram tratadas como não controladas.

#### 3.7.3.1 Risco regulatório

No caso das distribuidoras brasileiras, a proposta de utilização do risco regulatório como variável *carry-over*, ocorre devido à relevância que o assunto tem para o setor elétrico brasileiro.

A agência reguladora, (BRASIL, 2014b), apresentou como principais argumentos para a não consideração do risco regulatório no cálculo do custo de capital: (i) as diferenças entre os regimes de regulação brasileiro e americano não apresentarem viés; (ii) a ausência de precificação a mercado para o indicador; (iii) a inexistência de evidências de risco regulatório sistemático nas séries temporais de risco relativo e de retorno, associadas a empresas do setor elétrico.

Outro ponto apresentado pela ANEEL (BRASIL, 2014b) foi resultado de um estudo feito pela agência que demonstrou que o beta do índice de Energia Elétrica – IEE<sup>17</sup> em relação

---

<sup>17</sup> Até a data de apresentação do resultado da pesquisa, o IEE era composto por 19 empresas do setor elétrico brasileiro, sendo 08 distribuidoras.

ao Índice Bovespa – IBOVESPA, tem sido inferior a 1, justificando assim a não utilização do mesmo no Fator X.

No entanto Rocha (2014, p. 1) apresenta posição contrária ao entendimento da ANEEL ao afirmar que:

Esse argumento de que como o beta do IEE [Índice de Energia Elétrica] e o das empresas elétricas em relação ao Ibovespa são menores do que “um” indica a não existência de risco regulatório me parece fraco. Primeiro porque o Ibovespa é concentrado em poucas empresas e setores – especialmente petróleo, mineração e bancário. Logo um aumento do risco desses setores em relação ao elétrico já faria com que o beta das empresas elétricas fosse menor do que um, mas isso não significa que o risco regulatório do setor seria nulo. Além disso, a característica do setor elétrico de forte geração de caixa implica necessariamente em um beta menor. Esse atributo é intrínseco ao setor. Isso também não significa que a regulação foi eficiente. Uma “outra regulação” poderia até fazer com que a geração de caixa fosse ainda maior e, como consequência, o beta seria muito menor.

Rocha (2014) propõe que o cálculo do risco seja feito a partir do múltiplo preço/lucro, comparando as empresas americanas utilizadas nas notas técnicas e as empresas brasileiras participantes do IEE.

O problema na aplicação do múltiplo preço/lucros para determinação do risco regulatório tendo como base as empresas elétricas brasileiras, confrontando com as americanas, reside, principalmente, nas características entre os dois mercados. Características como modelo de gestão, ingerência governamental e questões culturais, são motivadores de variação no preço/lucro.

Outro modelo para tratar o risco regulatório foi proposto por Alexandre, Mayer e Weeds (1996). O modelo procura medir o risco regulatório a partir da diferença entre os betas deslancados em regimes tarifários diferentes.

Alexandre, Mayer e Weeds (1996) estabeleceram três critérios tendo como parâmetro o incentivo à eficiência.

- 1) *Low powered*: regimes com baixo incentivo de eficiência produtiva, como é o caso dos esquemas de *rate of return* (ou *cost of service*) de aplicação generalizada nos EUA, onde se reconhece ao regulado (através de tarifas) as variações em custos endógenos e exógenos;
- 2) *Intermediate powered*: são regimes com reconhecimento de algumas variações de custos no modo *pass through*<sup>18</sup>.
- 3) *High powered*: são esquemas do tipo *Price Cap* e *revenue cap*.

---

<sup>18</sup> São custos que acontecem independentemente da ação da distribuidora. Como exemplo, podem ser citados os custos com a aquisição de energia para atendimento aos clientes e os encargos setoriais.

Esse modelo foi utilizado no cálculo do risco regulatório na pesquisa. Para o cálculo do risco regulatório, foram utilizados os betas das empresas de energia elétrica americanas e os betas das empresas inglesas para o período de cinco anos a partir da data limite de cada ciclo tarifário. Parte-se da premissa de que o beta das empresas reflete o risco do regime regulatório do mercado. No entanto, o regime regulatório americano é baseado na regulação por taxa de retorno, diferente do regime brasileiro, que é baseado no *Price Cap*. Em função disso, foi utilizado o beta inglês, confrontando-o com o beta americano, em função do regime regulatório inglês ser semelhante ao aplicado no Brasil.

Não foi utilizado o risco Brasil na determinação do risco regulatório em virtude de o mesmo já ter sido aplicado no cálculo do WACC.

O beta é a métrica utilizada para mensurar a sensibilidade de um ativo em relação ao mercado. O beta pode ser  $b > 1$ ,  $b = 1$  ou  $b < 1$ ; através dessas escalas, é possível avaliar se um ativo apresenta um risco maior que o risco de mercado, se é neutro ou apresenta um risco inferior ao risco de mercado.

O beta das empresas de utilidade pública, como é o caso das elétricas, devido à regulamentação, é menos sensível à flutuação no mercado como um todo (BERK; DEMARZO, 2009).

As empresas selecionadas para determinação dos betas são empresas distribuidoras de energia localizadas na Inglaterra<sup>19</sup> e nos Estados Unidos, conforme listadas no Quadro 15.

---

<sup>19</sup> A determinação do Beta na pesquisa difere da forma utilizada pelo agente regulador inglês, o *Office Gas and Electricity Markets* – OFGEM que tem utilizado uma cesta de empresa de segmentos diferentes do setor elétrico. Os segmentos utilizados pelo OFGEM foram energia, água e petróleo, ou seja, empresas que tinham como característica a distribuição. O OFGEM tem utilizado as estimativas feitas pela *Londron Business School*. Os betas utilizados encontram-se no intervalo de 0,9 e 1,1 e a estrutura de capital eficiente é de 50% para todas as empresas.

Quadro 15 – Empresas selecionadas para o cálculo do Beta

Inglêsas	Americanas
Jersey Electricity PLC	Exelon Corporation
Drax Group PLC	American Electric Power
Scottish & Southern Energy	Xcel Energy
Viridian Group LTD	Entergy Corporation
Rurelec PLC	Southern Company
National Grid PLC	Duke Energy Corporation
Scottish Power LTD	TXU Corporation
XP Power LTD	FPL Group, Inc
Andes Energia PLC	Allegheny Energy
	PNM Resources, Inc
	Progress Energy, Inc
	Northeast Utilities
	NSTAR Electricity
	OGE Energy Corporation
	Pepcon Holding, Inc

Fonte: elaborado pelo autor

Para a determinação do Beta alavancado e da estrutura de capital das referidas empresas, foram utilizados os dados disponíveis na Plataforma Bloomberg.

O beta utilizado para a pesquisa é o desalavancado, para evitar a necessidade da dependência do grau de alavancagem regulatória que poderia causar distorções. A diferença entre os dois betas reflete a diferença entre os regimes regulatórios. Como a exposição ao risco regulatório do Brasil e da Inglaterra é similar em função da adoção do mesmo regime, a diferença entre os betas será multiplicada pelo prêmio de risco do mercado.

Para a avaliação do beta dos regimes tarifários, é necessário eliminar o efeito da alavancagem, ou seja, eliminar o efeito da dívida. A métrica será:

$$\beta_{Desalavancado} = \left( \frac{\beta_{Alavancado}}{1 + \frac{D}{E}(1-T)} \right) \quad (43)$$

Onde:

$\beta_{Alavancado}$  Beta contemplando as dívidas das empresas

$\beta_{DESAlavancado}$  Beta livre de dívidas

Onde:

D – Dívidas:

E – Patrimônio Líquido:

T – Taxa de IR/CSLL

A fórmula do risco regulatório será:

$$Rreg = (\beta_{DesalavancadoING} - \beta_{DesalavancadoEUA}) \times (r_M - r_f) \quad (44)$$

Onde:

Rreg – Risco regulatório

$\beta_{DesalavancadoING}$  = Beta desalavancado das empresas inglesas

$\beta_{DesalavancadoEUA}$  = Beta desalavancado das empresas americanas

$r_M$  - Retorno do mercado.

$r_f$  - Taxa livre de risco

$r_m - r_f$  - Prêmio de risco

Retorno do mercado (Rm)

Para a determinação do retorno do mercado, foi utilizado o retorno dos S&P500 no período de 1927 a 2010. A S&P500 é uma carteira construída pela Standard & Poor's reunindo 500 ações norte-americanas. As empresas que pertencem a S&P500 são as líderes em suas indústrias e pertencem ao grupo seletor das maiores empresas com ações negociadas no mercado dos EUA.

Taxa Livre de Risco (Rf)

A taxa livre de risco é uma remuneração referente ao custo do tempo, isto é, a remuneração exigida pelo investidor por abrir mão da liquidez corrente em troca de liquidez futura. É o retorno esperado pelo investidor em manter um ativo que não apresenta qualquer risco associado (BRASIL, 2011a).

Nesta pesquisa, para o cálculo da taxa livre de risco, foi utilizado o título do bônus do tesouro americano com vencimento de 10 anos tipo "USTB10" (*United States Treasury Bond 10 years*), em uma série de dados de cotação no período de 01/1995-12/2010. A premissa básica para esses títulos é que sejam resgatados no vencimento.

$$\text{Prêmio de Risco} - r_m - r_f \quad (45)$$

O prêmio de risco é a recompensa esperada para se obter por uma carteira ou títulos com  $\beta = 1$ . Logo, o prêmio de risco mensura o retorno extra exigido pelo investidor para transferir os recursos aplicados em um investimento sem risco para outro de risco médio (DAMODARAN, 2007).

### 3.7.3.2 Perdas estimadas no recebimento

Um elemento relevante no processo de revisão tarifária é o tratamento dado ao nível de inadimplência que afeta as distribuidoras de energia elétrica. O agente regulador entende que as receitas irrecuperáveis devem ser tratadas como um desafio para as distribuidoras.

O cerne da questão é se o consumidor adimplente deve arcar com o ônus dos inadimplentes ou se essa perda deveria ser assumida pela distribuidora. No entender do regulador, ao estabelecer uma inadimplência regulatória incentivada, a concessionária pode realizar uma melhor gestão das dívidas de seus clientes e, conseqüentemente, ter um impacto menor dessa perda.

Por essa razão, o valor da inadimplência não é recuperado em sua totalidade no processo da revisão tarifária, sendo atribuída uma perda regulatória que será aplicada no processo de revisão tarifária (Apêndice I).

Para determinação das estimativas das perdas reais, o *Manual de Contabilidade do setor elétrico – MCSE*, estabelece os critérios para reconhecimento das perdas, conforme demonstrado no Quadro 16.

Quadro 16 – Critérios para reconhecimento das Perdas Estimadas

Residencial	Contas a Receber vencidas acima de 90 dias
Comercial	Contas a Receber vencidas acima de 180 dias
Rural, Poder Público, Serviço Público, Iluminação Pública	Contas a Receber vencidas acima de 360 dias

Fonte: MCSE (2015, p. 47)

Como no processo de revisão a distribuidora não recupera, via tarifa, a totalidade das perdas geradas pelos clientes inadimplentes, buscou-se contemplar o impacto de sua totalidade no ganho de produtividade.

Logo, como a inadimplência é uma questão que pode causar impacto relevante na tarifa, o objetivo de sua inclusão como variável de ligação possibilitou avaliar se o impacto provocará distorções significativas no ganho de produtividade.

A expressão algébrica para determinação da variável perdas estimadas ajustadas, utilizada na pesquisa, encontra-se demonstrada na expressão algébrica (46).

$$Cpde_{ajustada} = (Cpde_{real} - Cpde_{regulatória}) \quad (46)$$

Onde:

$Cpde_{ajustada}$  = Diferença da perda regulatória permitida estimada na RTP

$Cpde_{real}$  = Perda estimada reconhecida nos demonstrativos contábeis

$Cpde_{regulatória}$  = Perda estimada utilizada na revisão tarifária

O resultado do complemento das perdas estimadas como variável é a diferença entre as perdas reais e as perdas regulatórias estabelecidas pela ANEEL no terceiro ciclo da revisão tarifária (Apêndice I, J, L).

Foi detectado ausência de valores para perdas estimadas contábil de algumas empresas. Para solucionar o problema foi atribuído a média do *cluste* para as referidas empresas. As empresas que apresentaram problemas por *cluster* e as médias dos *clusters* são demonstradas nas Tabelas 8, 9 e 10.

Tabela 8 – Percentuais de perdas estimadas alteradas para o *Cluster 1*

DMU	EMPRESAS	RES	IND	COM	RURAL	ILUM PUB	PODER PUB	SERV. PUB
DMU03	AMPLA	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	7,51%	7,67%	12,96%
DMU28	COELCE	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	7,51%	7,67%	12,96%
DMU46	ELETROPAULO	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	7,51%	7,67%	12,96%

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 9 – Percentuais de perdas estimadas alteradas para o *Cluster 2*

DMU	EMPRESAS	RES	IND	COM	RURAL	ILUM PUB	PODER PUB	SERV. PUB
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU33	CPFL PIRATININGA	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU34	CPF PAULISTA	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU49	EMS (ENERSUL)	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU59	RGE	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 10 – Percentuais de perdas estimadas alteradas para o *Cluster 3*

DMU	EMPRESAS	RES	IND	COM	RURAL	ILUM PUB	PODER PUB	SERV. PUB
DMU22	CPFL JAGUARARI	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU23	CPFL MOCOCA	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU32	CPEE	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU35	CSPE	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU61	UHENPAL	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%

Fonte: Elaborado pelo autor

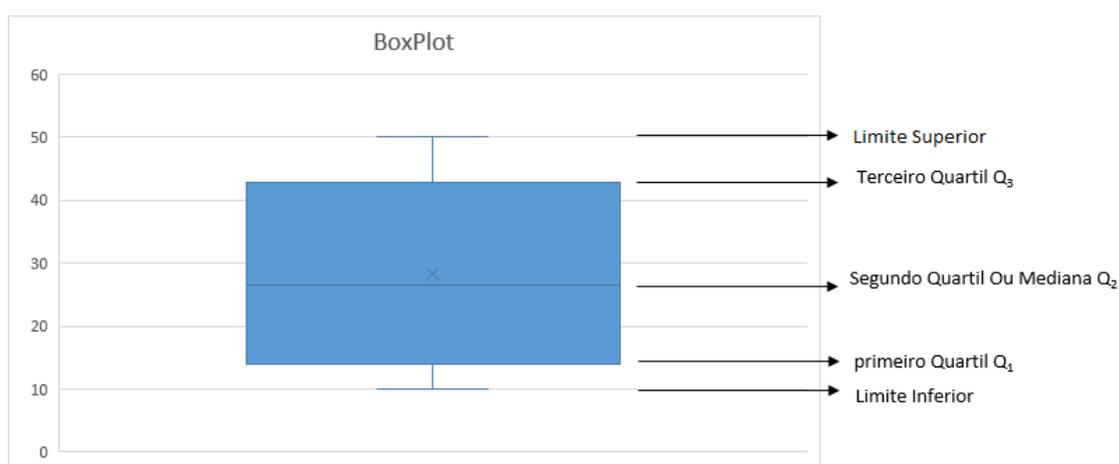
Após recomposição das perdas estimadas para empresas contempladas nas Tabelas 8, 9 e 10, observou-se variações significativas em alguns segmentos (Apêndice G), nas perdas de recebimentos reais, causando distorções relevantes no resultado a ser aplicado como complemento da estimativa de perdas. Nesse caso, foi necessário proceder com o tratamento dos dados.

Para tratamento dos dados que provocaram distorções, foi efetuado o teste do gráfico *Boxplot* para proceder uma avaliação da distribuição dos mesmos.

Conforme demonstrado na Figura 16, o gráfico é composto pelo primeiro e terceiro quartil, sendo o segundo quartil a mediana.

Os limites superior e inferior representam os limites na identificação de *outlier* nos dados em análise. Os pontos fora dos limites são dados discrepantes (*outliers*).

Figura 16 – Gráfico Boxplot



Fonte: Elaborado pelo autor

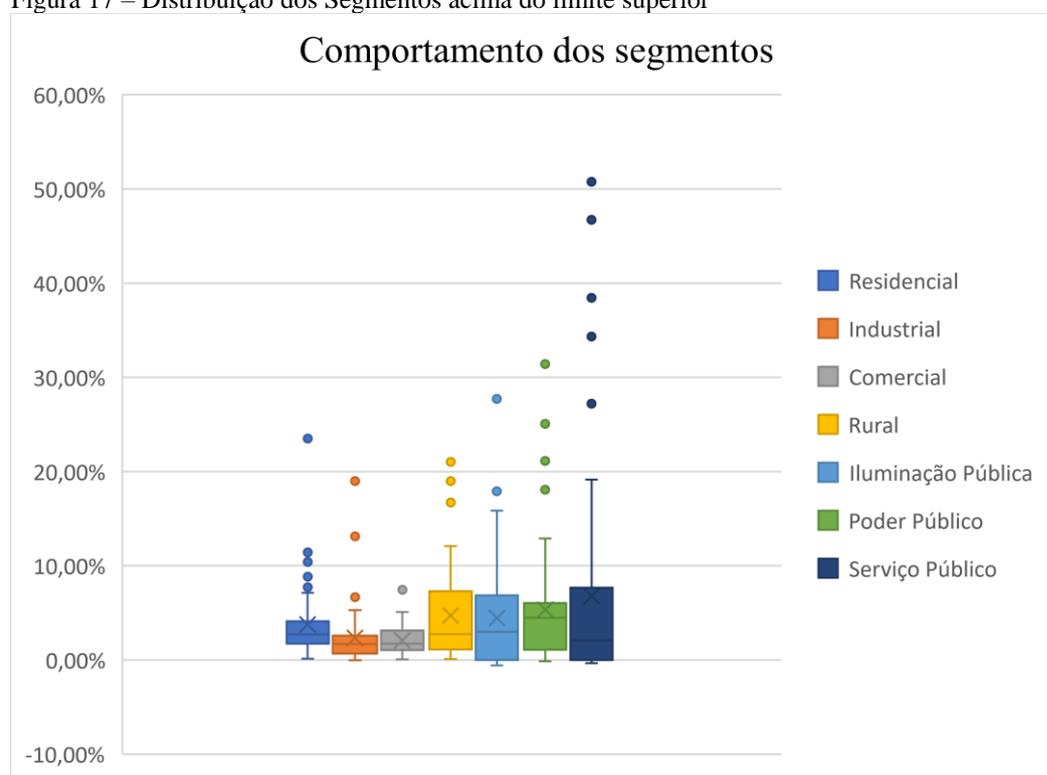
Para os limites inferior e superior, as métricas encontram-se nas expressões algébricas (47) e (48):

$$\text{Limite inferior: } \max \left\{ \min(\text{dados}); Q_1 - 1,5(Q_3 - Q_1) \right\} \quad (47)$$

$$\text{Limite superior: } \min \left\{ \max(\text{dados}); Q_3 + 1,5(Q_3 - Q_1) \right\} \quad (48)$$

O resultado da diferença entre as perdas estimadas reais e as perdas estimadas regulatórias (APÊNDICE J) foi submetido ao teste do gráfico Boxplot, gerando o comportamento da distribuição dos dados, conforme demonstrado na Figura 17.

Figura 17 – Distribuição dos Segmentos acima do limite superior



Fonte: elaborado pelo autor

O teste revelou as DMU's e segmentos que apresentaram dados com uma distribuição acima do limite superior, conforme demonstrado na Tabela 11.

Tabela 11 – *Outlier* na distribuição dos dados das perdas estimadas

DMU	EMPRESA	RES	IND	COM	RURAL	ILUM PUB	PODER PUB	SERV. PUB
DMU02	AME	23,49%						
DMU05	BOA VISTA						31,40%	46,72%
DMU07	CEAL		13,12%		19,01%		21,14%	
DMU11	CELG						18,06%	38,44%
DMU13	CELPE	11,43%			16,72%			
DMU15	CEMAR	8,85%						
DMU16	CEMAT		6,68%					27,22%
DMU18	CEPISA	10,72%	19,00%	7,45%	21,04%		25,08%	
DMU19	CERON							50,74%
DMU21	CHESP					27,70%		
DMU27	COELBA	7,71%						
DMU29	COOPERALIANÇA						12,88%	
DMU36	DEMEI	8,32%						
DMU41	EFLJC						21,61%	
DMU44	ELETROACRE					17,92%		34,35%
DMU51	EPB (SAELPA)				19,66%			
DMU57	LIGHT	10,41%						
DMU60	SULGIPE	7,14%						

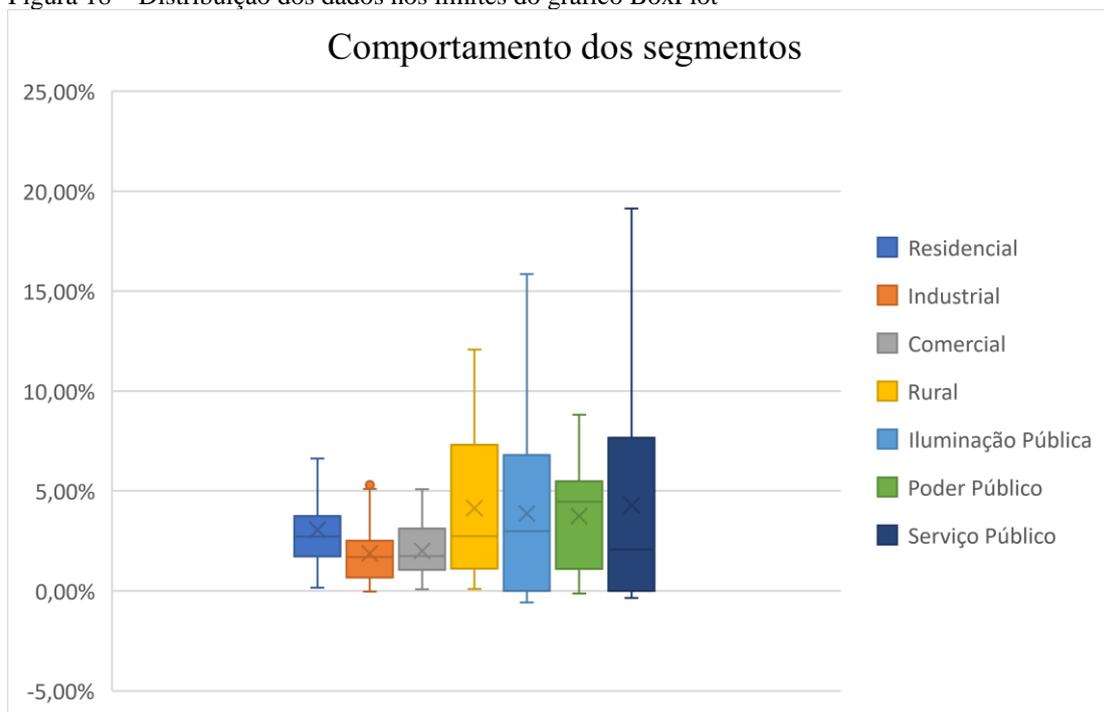
Nota: RES – segmento residencial; IND – segmento industrial; COM – Segmento comercial; RURAL – segmento rural; ILUM PUB – segmento iluminação pública; PODER PUB – segmento poder público; SERV PUB – serviço público.

Fonte: elaborado pelo autor

Para solução do problema, os respectivos segmentos afetados tiveram seus valores alterados para a média do segmento em seu respectivo *cluster* (Apêndice H).

Após procedidas as alterações nos segmentos, a distribuição dos dados ficou localizada entre os limites, conforme Figura 18.

Figura 18 – Distribuição dos dados nos limites do gráfico BoxPlot



Fonte: Elaborado pelo autor

Com os ajustes procedidos (Apêndice M), foi possível a construção de uma base sólida para prosseguir com a análise dos efeitos das perdas estimadas no recebimento.

### 3.8 VALIDAÇÃO DOS FATORES

Dyson et al. (2001) apresentaram uma série de armadilhas envolvendo uso do DEA que precisam ser identificadas, se existirem, para evitar distorções no resultado final da pesquisa.

#### 3.8.1 Pressupostos da homogeneidade

Um pressuposto assumido é que as DMU's realizam atividades semelhantes e produzem produtos ou serviços comparáveis de modo que um conjunto de *outputs* pode ser definido. Outro pressuposto é que as unidades operam em ambientes semelhantes e que o ambiente externo geralmente causa impactos sobre o desempenho global da DMU.

Com relação aos pressupostos apresentados, o primeiro pode ser validado em razão das peculiaridades do setor elétrico objeto da pesquisa. Com relação ao segundo, foi necessário

avaliar o comportamento das DMUS que se encontram sob risco de um maior impacto com as perdas estimadas no recebimento em função do *status* social onde estão inseridas.

### 3.8.2 Quantidade de inputs e outputs

Dyson et al. (2010, p. 248) apresentam quatro pressupostos com relação aos *inputs* e *outputs*, são eles: 1) devem cobrir todos os recursos usados; 2) devem capturar todos os níveis de atividades e medidas de desempenho; 3) o conjunto de fatores deve ser comum a todas as DMU's; e 4) se necessário, variáveis ambientais devem ser incluídas.

Além disso, os autores apresentam uma regra para determinação da quantidade de DMU's que deve fazer parte do modelo. O número de DMU's deve ser pelo menos  $2m \times s$ , onde  $m$  é a quantidade de *inputs* e  $s$  a quantidade de *output*. Foram incluídas no cálculo as variáveis de ligação risco regulatório e perdas estimadas no recebimento; dessa forma, a expressão para testar a quantidade de inputs e outputs deve ser  $2m \times s \times carry\ over$ . Nesta pesquisa, o número de DMU's é de 61, sendo bem superior ao limite mínimo sugerido, que é de  $2(2 \times 3 \times 2) = 24$ .

### 3.8.3 Correlações dos fatores

Dyson et al. (2010, p. 249) argumentam que as variáveis no DEA são frequentemente correlacionadas. Por essa razão, o pesquisador é tentado a eliminá-las do modelo. No entanto, segundo os autores, a retirada dessas variáveis do modelo pode provocar grandes impactos sobre a produtividade. De acordo com Lima (2011, p. 119), a correlação no modelo DEA somente é útil para testar se as variáveis de *inputs* e *outputs* estão correlacionadas positivamente.

Para se identificar se existe correlação entre as variáveis, foi efetuado o teste do nível de significância dos coeficientes de correlação de Pearson, cujo resultado é apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – Matriz de correlação de Pearson

	Opex	Ccap	merc_at	merc_mt	merc_bt	Rreg	Cpde
Opex	1,0000						
Ccap	0,9376*	1,0000					
merc_at	0,8584*	0,8444*	1,0000				
merc_mt	0,8791*	0,9218*	0,7468*	1,0000			
merc_bt	0,9273*	0,9788*	0,7777*	0,9663*	1,0000		
Rreg	0,9228*	0,9972*	0,8261*	0,9136*	0,9742*	1,0000	
Cpde	0,7334*	0,8618*	0,5608*	0,7909*	0,8746*	0,8807*	1,0000

Nota: Opex – gastos operacionais; Ccap – custo de capital; merc\_at – mercado de alta tensão; merc\_mt – mercado de média tensão; merc\_bt – mercado de baixa tensão; Rreg – risco regulatório; Cpde – complemento de perdas estimadas no recebimento.

(\*) Nível de significância dos coeficientes de correlação de Pearson a 5%

Fonte: Dados da pesquisa.

Observa-se na Tabela 12 que as variáveis com direção *input*, *output* e *carry over* são significativa e positivamente correlacionadas.

### 3.8.4 Detecção de Outliers

Na amostra podem surgir observações atípicas. As observações atípicas são aquelas que distorcem para mais ou para menos quando confrontadas com as demais observações da amostra.

Para Hair et al. (2005, p. 77), “observações atípicas são observações com uma combinação única de características identificáveis como sendo notavelmente diferente das outras observações”.

Wooldrige (2013) apresenta as razões que dão origem aos *outliers*.: a) ocorre quando um engano foi cometido na entrada de dados; e b) podem surgir quando se faz a amostragem de uma pequena população, se um ou vários membros da população forem muito diferentes em alguns aspectos relevantes do resto da população.

Segundo Hair et al. (2005), as observações atípicas podem ser divididas em quatro classes, conforme demonstrado na Quadro 17.

Quadro 17 – Classes para observações atípicas

Classe	Natureza	Tratamento
1 <sup>a</sup>	Erro de procedimento, como erro de entrada de dados ou falha na codificação.	Devem ser identificadas no estágio de limpeza de dados, mas se permanecerem algumas, elas devem ser eliminadas ou registradas como valores perdidos.
2 <sup>a</sup>	Ocorre como resultado de um evento extraordinário, o que explica a peculiaridade da observação.	O pesquisador deve decidir se o evento extraordinário se ajusta ao propósito da pesquisa. Se for o caso, a observação atípica deve ser mantida na análise. Caso contrário, deve ser eliminada.
3a	Refere-se a observações extraordinárias para quais o pesquisador não tem explicação.	Nesse caso, o pesquisador deve usar seu discernimento no processo de decisão sobre a eliminação ou manutenção.
4 <sup>a</sup>	Observações que estão no intervalo usual de valores para cada variável. Não são altas nem baixas, mas são únicas em sua combinação de valores entre as variáveis.	Nessa classe, o pesquisador deve reter a observação, a não ser que exista uma evidência específica que desconsidere a observação atípica como um membro válido da população.

Fonte: Adaptado de Hair et al. (2005, p. 77)

O primeiro trabalho no DEA para identificação de *outliers* foi desenvolvido por Andersen e Petersen (1993), nele os autores propuseram o cálculo da supereficiência para determinação do *outlier* usando o DEA clássico.

Banker e Chang (2006), com o objetivo de aperfeiçoarem o modelo de Andersen e Petersen, recomendaram o uso do Modelo DEA supereficiência para identificação das DMU's que tenham um alto grau de eficiência e as que se enquadram como *outliers*.

Para identificação dos *outliers*, Banker e Chang (2006) apresentam 4 níveis: 1,0, 1,2, 1,6 e 2,0. O pesquisador deve escolher um nível que seja adequado ao setor foco da pesquisa. Essa escolha faz com que seja avaliada a possibilidade de exclusão das DMU's que estejam acima do nível escolhido.

Por se tratar de dados regulados em um cenário de *benchmarking*, o nível de supereficiência escolhido para esta pesquisa foi de 2,0.

Para determinação dos possíveis *outliers*, foi efetuado um levantamento no período de 2003 a 2009, a partir do modelo tomando como base o DEA orientado aos *inputs* e orientado

aos *Outputs*. O resultado analítico encontra-se demonstrado nos Apêndices J e L. Nas Tabelas 13 e 14, demonstra-se o resumo do teste da supereficiência com base nos *inputs* (Apêndice M) e *outputs* (Apêndice N), respectivamente.

Tabela 13 – Teste da supereficiência com base nos *Inputs*

Supereficiência	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Média	1,07	1,02	0,90	1,02	1,02	1,05	1,02
Desvio padrão	0,52	0,43	0,12	0,36	0,37	0,38	0,35
Máximo	3,64	3,23	1,00	2,41	2,83	3,05	2,80
Mínimo	0,54	0,45	0,59	0,43	0,44	0,46	0,45
Quantidade de DMU acima de 2,0	4	1	0	1	1	1	1

Fonte: Dados da pesquisa

A partir da Tabela 13, observar-se que algumas DMU's, exceto para o ano de 2005, apresentaram valores superiores a 2,0. O ano de 2003 apresentou o maior número de DMU's acima do limite estabelecido. Ressalta-se que a partir de 1 de julho de 2001, o setor elétrico brasileiro estava mergulhando na crise do racionamento que se estendeu até o primeiro trimestre de 2002, exigindo das distribuidoras uma atenção especial no gerenciamento dos custos.

No teste efetuado com base nos *Inputs*, as DMU's que apresentaram valores superiores a 2,0 encontram-se no Quadro 18:

Quadro 18 – DMU's com indicadores acima de 2,0

Anos	DMU's
2003	DMU05 – BOA VISTA DMU36 – DEMEI DMU41 - JOAO CESA DMU61 – UHENPAL
2004	DMU61 – UHENPAL
2006 a 2009	DMU41 - JOAO CESA

Fonte: Elaborado pelo autor

No cenário orientado aos *outputs*, nenhuma DMU apresentou um nível superior a 2,0, conforme demonstrado na Tabela 14.

Tabela 14 – Teste da superficiência com base nos *Outputs*

Supereficiência	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Média	0,67	0,68	0,71	0,76	0,76	0,78	0,80
Desvio padrão	0,45	0,47	0,44	0,41	0,42	0,42	0,41
Máximo	1,52	1,52	1,49	1,51	1,52	1,52	1,98
Mínimo	0,01	0,01	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02
Quantidade de DMU acima de 2,0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Dados da pesquisa

Diante do resultado obtido, a retirada da DMU identificada como *outlier* pode provocar distorção no resultado da eficiência do setor. Diante da situação, Hair et al. (2005) defendem que a observação com essa característica deve ser mantida, a menos que exista prova demonstrável de que esteja verdadeiramente fora do normal e não seja representativa de qualquer observação na população.

Diante do exposto, e tendo em vista que as DMU's com um nível de supereficiência superior a 2,0 apresentam seus dados dentro da normalidade estrutural condizente com seu tamanho e sua capacidade de *input e output*, resolveu-se não eliminar essas DMU's da base.

### 3.9 MODELO EM PAINEL

O modelo de regressão aplicado na pesquisa foi o modelo com uso de dados em painel. Gujarati e Porte (2011) e Marques (2000) apresentam as principais vantagens na utilização de dados em painel. Entre elas:

- a) combinando séries temporais com observações de corte transversal, os dados em painel oferecem “dados mais informativos, maior variabilidade, menos colinearidade entre variáveis, mais grau de liberdade e mais eficiências”;
- b) estudando repetidas observações em corte transversal, os dados em painel são mais adequados para examinar a dinâmica da mudança;
- c) os dados em painel podem detectar e medir melhor os efeitos que simplesmente não podem ser observados em um corte transversal puro ou em uma série temporal pura.

Com dados em painel, é possível controlar problemas como a heterogeneidade dos dados de diferentes indivíduos, o aumento do grau de liberdade e diminuir a colinearidade entre as variáveis explanatórias (HSIÃO, 1986).

Foram avaliadas três abordagens:

I – POOLED – Dados em Painel com Efeito Combinado.

II – EF – Dados em Painel com Efeitos Fixos.

III – EA – Dados em Painel com Efeitos Aleatórios.

A análise em painel é a combinação de séries temporárias e dados de corte transversal (*Cross Section*). O Modelo geral apresentado por Hill, Judge e Griffiths (2010, p. 407) é:

$$y_{it} = \beta_{1it} + \beta_{2it}x_{2it} + \beta_{3it}x_{3it} + e_{it} \quad (49)$$

Onde:

i - representa os diferentes indivíduos;

t - representa o período de tempo;

$\beta_1$  - representa o parâmetro de intercepto; e

$e$  - representa o erro

No modelo geral, o intercepto e os demais parâmetros de resposta podem diferir para cada firma em cada período de tempo. Dessa forma, não foi possível estimar o modelo em virtude da existência de mais parâmetros desconhecidos do que observações (HILL; JUDGE; GRIFFITHS, 2010).

Para que que o modelo seja convertido em um modelo operacional, foram desenvolvidas suposições que possibilitassem a combinação entre as séries temporais e os dados de corte transversal. Os modelos que foram desenvolvidos a partir do modelo geral foram: o Modelo de Regressão Aparentemente Não Relacionada (Método mínimos quadrados – MQO ou abordagem POOLED), Modelo de Efeitos Fixos e Modelo de Efeitos Aleatórios

### 3.9.1 Método mínimos quadrado ordinário – MQO ou abordagem POOLED

A abordagem *Pooled Ordinary Least Squares* considera que a base de dados esteja mesclada.

As suposições adotadas pela abordagem pooled, de acordo com Gujarati e Porter (2011), são:

- a) as variáveis explanatórias são estocásticas<sup>20</sup>;
- b) em alguns momentos supõe-se que as variáveis explanatórias sejam estritamente exógenas<sup>21</sup>;
- c) o termo de erro seja distribuído idêntica e independentemente com média zero e variância constante;
- d) o termo de erro normalmente distribuído.

### 3.9.2 Modelo de Efeitos Fixos – EF

O modelo de efeitos fixos é conhecido como *Least Square Dummy Variable – LSDV* ou regressão de variáveis *dummy*.

<sup>20</sup> Variáveis estocásticas são variáveis que não serão correlacionadas com o termo de erro.

<sup>21</sup> São variáveis que não dependem de valores correntes, passados e futuros do termo de erro.

Para o referido modelo, admite-se que:

$$\beta_{1it} = \beta_{1i} \quad \beta_{2it} = \beta_{2i} \quad \beta_{3it} = \beta_3 \quad (50)$$

Nesse modelo, segundo Hill, Judge e Griffiths (2010, p. 414):

- a) somente o parâmetro do intercepto varia, e não os parâmetros resposta;
- b) o intercepto varia somente de firma para firma, e não ao longo do tempo;
- c) os erros  $e_{it}$  sejam independentes e tenham distribuição  $N(0, \sigma_e^2)$  para todos os indivíduos e em todos os períodos de tempo.

A conclusão dos autores é que, partindo do princípio de que os parâmetros resposta não variam, as diferenças de comportamentos serão entre firmas individuais e são captadas pelo intercepto.

Diante dessas suposições, o modelo estatístico é:

$$y_{it} = \beta_{1i} + \beta_{2i}x_{2it} + \beta_{3i}x_{3it} + e_{it} \quad (51)$$

Onde:

i = representa os diferentes indivíduos;

t = representa o período de tempo;

$\beta_1$  = representa o parâmetro de intercepto; e

$e$  = representa o erro.

Segundo Wooldridge (2013, p. 453), “o método das variáveis *dummy* não é muito prático para conjuntos de dados em painel com muitas observações de corte transversal”. O problema é a necessidade de se incluir uma variável *dummy* para cada unidade de corte transversal.

Para realizar os testes das suposições do modelo com o objetivo de verificar se as mesmas estão adequadas, é necessário verificar se os interceptos são diferentes entre os indivíduos. Hill, Judge e Griffiths (2010) apresentam as hipóteses nula e outra alternativa que precisam ser testadas.

$$H_o : \beta_{11} = \beta_{12} = \dots = \beta_{1N}$$

$$H_1 : Os \beta_{1i} \text{ não são todos os iguais}$$

É possível testar essas hipóteses utilizando-se o teste F.

### 3.9.3 Modelo Efeito Aleatório – EA

Esse modelo possui as mesmas suposições do modelo de efeitos fixos. A diferença entre os dois encontra-se no tratamento que será dado ao intercepto. No Modelo de efeito fixo os interceptos são tratados como parâmetros fixos, já neste eles são tratados como variáveis aleatórias.

Partindo da regra geral (fórmula 49), e considerando o intercepto  $\beta_{1i}$  como aleatório, Hill, Judge e Griffiths (2010), apresentam o modelo estatístico como:

$$\beta_{1i} = \bar{\beta}_1 + \mu_i \quad i = 1, \dots, N \quad (52)$$

Substituindo no modelo, tem-se:

$$y_{it} = (\bar{\beta}_1 + \mu_i) + \beta_2 x_{2it} + \beta_3 x_{3it} + e_{it} \quad (53)$$

$$y_{it} = \bar{\beta}_1 + \beta_2 x_{2it} + \beta_3 x_{3it} + (e_{it} + \mu_i) \quad (54)$$

$$y_{it} = \bar{\beta}_1 + \beta_2 x_{2it} + \beta_3 x_{3it} + v_{it} \quad (55)$$

O termo do erro encontra-se segregado em dois componentes, sendo um o erro global  $e_{it}$  e o outro o erro individual  $\mu_i$ . O erro individual varia com os indivíduos, no entanto, é constante ao longo do tempo.

As propriedades do novo termo de erro  $v_{it}$  são apresentadas por Hill, Judge e Griffiths (2010, p. 417), no Quadro 19, como sendo:

Quadro 19 – Propriedades do termo de erro

$E(v_{it}) = 0$	$v_{it}$ tem média zero
$\text{var}(v_{it}) = \sigma_{\mu}^2 + \sigma_e^2$	$v_{it}$ é homocedástico
$\text{cov}(v_{it}, v_{is}) = \sigma_{\mu}^2 (t \neq s)$	Os erros da mesma firma em diferentes períodos de tempo são correlacionados.
$\text{cov}(v_{it}, v_{js}) \neq 0 (i \neq j)$	Erros de firmas diferentes são sempre não correlacionados.

Fonte: Hill, Judge e Griffiths (2010)

Como os erros são correlacionados na terceira propriedade, o método dos mínimos quadrados generalizados – MQG é o mais apropriado.

O modelo de componente de erro padrão pressupõe que os distúrbios de regressão são homocedásticos com a mesma variação entre o tempo e os indivíduos. Esta pode ser uma suposição restritiva para painéis, onde as unidades de seção transversal podem ser de tamanho variável e como resultado podem exibir variação diferente (BALTAGI, 2005).

### 3.9.4 Processo de escolha do Modelo a ser aplicado na Pesquisa

Para escolha do modelo estatístico nesta pesquisa, foi necessário avaliar: a) a definição da orientação do modelo de eficiência e b) o teste entre as três abordagens aplicáveis aos Dados em Painel.

#### 3.9.4.1 Escolha da orientação do modelo de eficiência

O modelo DEA apresenta duas orientações: *Input* e *Output*. A finalidade da orientação *input* maximiza os recursos mantendo os produtos constantes. Por outro lado, a orientação *output* maximiza os produtos mantendo os *inputs* constantes.

Em um ambiente de *benchmarking*, como o setor elétrico brasileiro, o objetivo é a busca pela eficiência nos custos que possa contrapor a receita requerida no processo de revisão tarifária. Na busca dessa eficiência, as distribuidoras apresentam um maior controle em sua forma gerencial. Parte-se do princípio de que a distribuidora tem as condições necessárias para avaliar, controlar e gerenciar os custos associados à Parcela B.

A partir do exposto acima, foi adotada a orientação voltada aos *inputs* para identificar as DMU's eficientes bem como na determinação do modelo de regressões que foram utilizados no cálculo dos ganhos de produtividade e para o novo cálculo do Fator X.

### 3.9.4.2 Escolha do modelo CCR ou BCC

O DEA utiliza dois modelos: o primeiro é o CCR, criado em 1978 por Charnes, Cooper e Rhodes, utilizado para mensurar a eficiência global e identificar as fontes e estimativas de montantes das ineficiências identificadas; o segundo, o BCC, criado em 1984 por Banker, Charnes e Cooper, estima a eficiência técnica pura, a uma dada escala de operações, identificando se estão presentes ganhos de escalas crescente, decrescente e constante, para futura exploração (CHARNES et al., 1993).

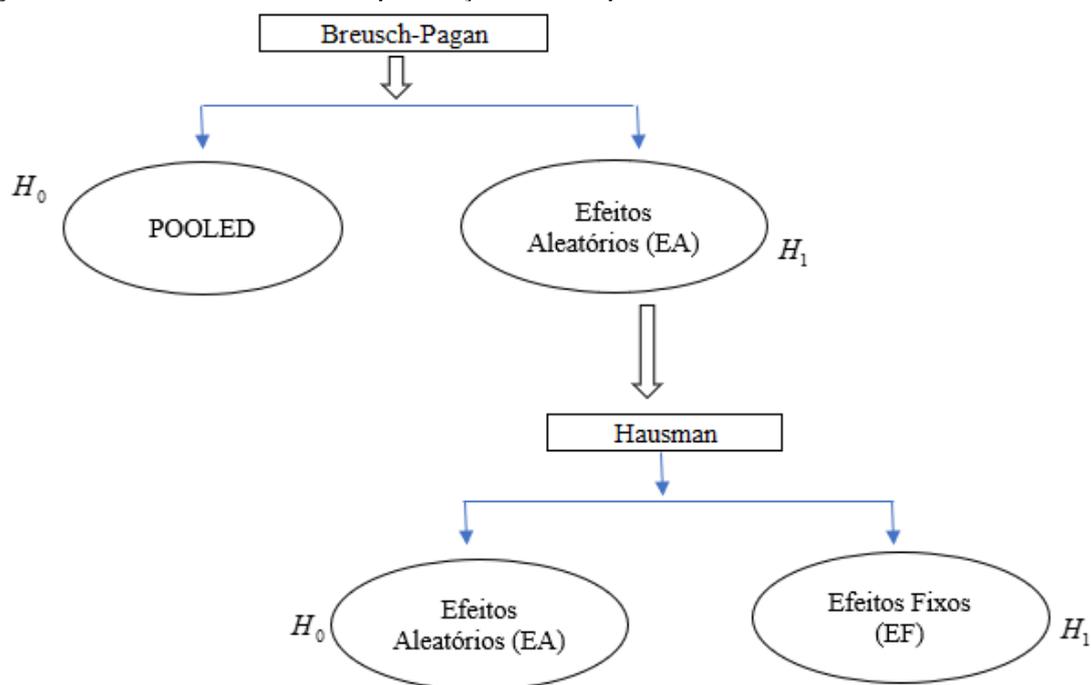
Para escolha do modelo a ser aplicado na pesquisa, foram avaliados os dois métodos apresentados por Zhu (2010). Para os dois métodos geram-se as duas fronteiras de eficiências, uma para o modelo CCR e outra para o modelo BCC. Para o primeiro método, efetua-se o teste de média para verificar se existem diferenças significativas. Ocorrendo rejeição da hipótese nula de que as médias são iguais, deve-se escolher o modelo BCC. Para o segundo teste, divide-se os *scores* das duas fronteiras, se o resultado for igual a 1, escolhe-se o modelo CCR e para os demais resultados, escolhe-se o modelo BCC.

O resultado do teste da média, bem como o da divisão, resultou na rejeição da hipótese nula; logo o modelo BCC foi escolhido para determinação da fronteira de eficiência para o DEA clássico e para o DBSM com utilização das variáveis *carry-over*.

### 3.9.4.3 Escolha da abordagem aplicada aos dados em painel

Para definição da abordagem aplicada à base de dados, foram realizados os testes de Breusch-Pagan e os testes de Hausman, conforme demonstrado na Figura 19.

Figura 19 – Processo de escolha da especificação mais adequada



Fonte: Sarlo Neto (2009, p. 189)

### 3.9.4.3.1 Teste Breusch-pagan

Para definição do método mais adequado entre o POOLED e o Efeitos Aleatórios, foi aplicado o teste de Breusch-pagan com a finalidade de avaliar a rejeição ou não de  $H_0$ .

A equação estatística:

$$LM = \frac{nT}{2(T-1)} \left[ \frac{\sum_{i=1}^n \left[ \sum_{t=1}^T e_{it} \right]^2}{\sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T e_{it}^2} - 1 \right]^2 \quad (56)$$

Onde:

$nT$ : é a quantidade da amostra estudada pelos anos estudados;

$T$ : é quantidade de anos

$e$  = representa o erro

O teste das hipóteses tem como premissas:

$H_0$  : a variância dos efeitos não observáveis é igual a zero (pooled)

$H_1$  : a variância dos efeitos não observáveis é diferente de zero (efeitos aleatórios)

Se a hipótese nula não for rejeitada o indicado é a utilização do modelo *pooled*. Caso a hipótese nula seja rejeitada, é necessário proceder o teste de *Hausman* para decidir qual o método utilizar, o de Efeitos Fixos ou o de Efeitos Aleatórios.

De acordo com os resultados obtidos para o modelo com a presença de risco regulatório e para o modelo com perdas estimadas na presença de risco regulatório conclui-se pela rejeição de  $H_0$ , ou seja, existem diferenças estatisticamente entre os indivíduos da amostra. Dessa forma, deve-se rejeitar a abordagem *pooled*.

O próximo passo foi efetuar o teste de Hausman para confrontar entre a abordagem dos efeitos variáveis *versus* a abordagem dos efeitos fixos.

### 3.9.4.3.2 Teste de Hausman

O objetivo do teste de Hausman é verificar se existe correlação entre os efeitos não observáveis e as variáveis não observáveis. O teste tem a finalidade de avaliar a rejeição ou não de  $H_0$ .

A equação estatística:

$$W = \frac{(b_i - \beta_i)^2}{[Var(b_i) - Var(\beta_i)]} \sim \chi^2 \quad (57)$$

Onde:

$b_i$  é o estimador da  $i$ -ésima variável por efeitos fixos

$\beta_i$  é o estimador da  $i$ -ésima variável por efeitos aleatórios

$Var(b_i)$  é a estatística do coeficiente do efeito fixo

$Var(\beta_i)$  é a estatística do coeficiente do efeito aleatório

O teste das hipóteses tem como premissas:

$H_0$  : a correlação entre os efeitos não observáveis e as variáveis é nula (efeitos aleatórios)

$H_1$  : existe correlação entre os efeitos não observáveis e as variáveis (efeitos fixos)

Se a hipótese nula for rejeitada o teste revela a superioridade da abordagem Efeitos Aleatórios em relação aos efeitos Fixos. Para o teste das hipóteses, será utilizado como base o Qui Quadrado -  $\chi^2$

De acordo com os resultados do teste (modelo com a variável risco regulatório e modelo com as variáveis risco regulatório e perdas estimadas no recebimento), conclui-se pela rejeição de  $H_0$ , ou seja, existe correlação entre os efeitos não observáveis e as variáveis. Dessa forma, deve-se rejeitar a abordagem do efeito aleatório, adotando-se o efeito fixo.

### 3.10 REGRESSÃO DO MODELO

#### 3.10.1 Teste de hipóteses

As hipóteses da pesquisa visam relacionar a eficiência com a presença de risco e perdas estimadas no recebimento. Foram estabelecidas duas hipóteses: ( $H_1$ ): o reconhecimento de um risco regulatório provoca redução significativa do cálculo no ganho de produtividade das distribuidoras; ( $H_2$ ): o crescimento do nível de perdas estimadas no recebimento das distribuidoras em um cenário de risco regulatório provoca redução significativa no cálculo do ganho de produtividade.

Para execução do teste das hipóteses, foi utilizado o método de estimações generalizadas (*Generalized Estimate Equation* – GEE); sendo a variável dependente, a eficiência e as variáveis independentes são risco, variação do mercado e variação das unidades consumidoras para o modelo com a presença de risco; para o modelo com a presença das perdas estimadas as variáveis foram: perdas estimadas, variação do mercado e variação das unidades consumidoras

Para as regressões, o valor da eficiência, variável dependente, foi extraída dos resultados obtidos a partir do DSBM.

O resultado das regressões foi confrontado com a proposta da ANEEL para o terceiro ciclo da revisão tarifária, sendo dessa forma possível recalcular o ganho de produtividade e o fator X aplicado no processo de revisão tarifária das distribuidoras.

Dessa forma, o modelo da regressão para o teste da hipótese para a presença de risco regulatório, tem a seguinte formulação:

$$y_{it} = \beta_1 + \beta_2 \log R \text{ reg}_{it} + \beta_3 \text{ var merc}_{it} + \beta_4 \text{ var cons}_{it} + v_{it} \quad (58)$$

Onde:

$y_{it}$	ganho de produtividade
$Rreg_{it}$	Risco regulatório da distribuidora $i$ , no período da revisão $t$ ;
$var\ merc$	igual a $(VarMWh_i - VarMedMWh)$ , onde: $VarMWh_i$ é a variação anual média de mercado da distribuidora $i$ , desde sua última revisão tarifária $t$ ; $VarMedMWh$ é a variação anual média de mercado de todas as distribuidoras $i$ no período $t$ avaliado;
$var\ cons$	igual a $(VarUC_i - VarMedUC)$ , onde: $VarUC_i$ é a Variação anual média do número de unidades consumidoras da distribuidora $i$ , desde sua última revisão tarifária $t$ ; $VarMedUC$ é Variação anual média do número de unidade consumidoras de todas as distribuidoras $i$ no período avaliado $t$ .
$v_{it}$	o termo de erro

O modelo com a presença de risco e das perdas estimadas no recebimento tem a seguinte formulação:

$$y_{it} = \beta_1 + \beta_2 \log Cpde_{it} + \beta_3 var\ merc_{it} + \beta_4 var\ cons_{it} + v_{it} \quad (59)$$

Onde:

$y_{it}$	ganho de produtividade
$Cpde$	Complemento da perda estimada $i$ , no período da revisão $t$ ;
$var\ merc$	igual a $(VarMWh_i - VarMedMWh)$ , onde: $VarMWh_i$ é a variação anual média de mercado da distribuidora $i$ , desde sua última revisão tarifária $t$ ; $VarMedMWh_{it}$ é a variação anual média de mercado de todas as distribuidoras $i$ no período $t$ avaliado;
$var\ cons$	igual a $(VarUC_{it} - VarMedUC_{it})$ , onde: $VarUC_{it}$ é a Variação anual média do número de unidades consumidoras da distribuidora $i$ , desde sua última revisão tarifária $t$ ; $VarMedUC_{it}$ é Variação anual média do número de unidade consumidores de todas as distribuidoras $i$ no período avaliado $t$ .
$v_{it}$	o termo de erro

As equações para determinação da variação anual média de mercado e a variação do número de unidades consumidores de cada distribuidora são apresentadas na Nota Técnica nº 293/2011, conforme Fórmulas (60) e (61).

### Variação anual média de mercado

$$VarMWh(i) = \sqrt[n]{1 + \left[ \ln \left( \frac{MWh_{AT_t}}{MWh_{AT_{t-1}}} \right) x \pi_{AT} + \ln \left( \frac{MWh_{MT_t}}{MWh_{MT_{t-1}}} \right) x \pi_{MT} + \ln \left( \frac{MWh_{BT_t}}{MWh_{BT_{t-1}}} \right) x \pi_{BT} \right]} \quad (60)$$

Onde:

VarMWh(i): Variação anual média de mercado da concessionária i, desde sua última revisão tarifária;

n: Número de anos entre a data da revisão tarifária do 2CRTP e a data da revisão tarifária do 3CRTP;

$MWh_{XX_t}$  : Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês da revisão tarifária do 3CRTP no nível de tensão XX (AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão);

$MWh_{XX_{t-1}}$  : Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês da revisão tarifária do 2CRTP no nível de tensão XX (AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão);

$\pi_{XX}$  : Participação do nível de tensão XX (AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão) na receita de Parcela B (Anexo G).

### Variação do número de unidades consumidoras

$$VarUC(i) = \sqrt[n]{\left( \frac{UC_t}{UC_{t-1}} \right)} - 1 \quad (61)$$

Onde:

VarUC(i): Variação anual média do número de unidades consumidoras da concessionária i, desde sua última revisão tarifária;

n: Número de anos entre a data da revisão tarifária do 2CRTP e a data da revisão tarifária do 3CRTP;

$UC_t$  : Número de unidades consumidoras faturadas no sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do 3CRTP;

$UC_{t-1}$  : Número de unidades consumidoras faturadas no sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do 2CRTP.

Para o 3CRTP, a ANELL utilizou a regressão e suas variáveis, conforme Fórmula

(62):

$$Pd(i) = PTF + 0,313x(VarMWh(i) - VarMedMWh) - 0,260x(VarUC(i) - VarMedUC) \quad (62)$$

Onde:

PTF: Produtividade Média do setor de distribuição

VarMWh(i): Variação anual média de mercado da concessionária i, desde sua última revisão tarifária;

VarMedMWh: Variação anual média de mercado de todas as distribuidoras no período avaliado;

VarUC(i): Variação anual média do número de unidades consumidoras da concessionária i, desde sua última revisão tarifária;

VarMedUC: Variação anual média do número de unidades consumidoras de todas as distribuidoras no período avaliado.

Conforme exposto, o PTF mensurado a partir do índice de Malmquist não contempla os possíveis impactos das variáveis de ligação propostas na pesquisa; em função disso, o PTF não foi utilizado na pesquisa para mensuração da eficiência.

Os resultados das regressões do modelo proposto foram confrontados com o modelo utilizado pela ANEEL para o 3CRTP para definição dos ganhos de produtividades.

A variável dependente foi extraída do DSBM, sendo seu valor limitado no intervalo de 0 a 1; essa particularidade coloca a variável no rol modelo de variável dependente limitada (VDL). Wooldridge (2013, p. 535) define uma VDL como sendo “uma variável dependente cujo intervalo é substancialmente restrito”. Segundo o autor, o modelo Tobit é especificado para modelar variáveis dependentes com essa característica.

Ainda segundo Wooldridge (2013), o modelo Tobit depende essencialmente de dois pressupostos: a normalidade e a homoscedasticidade; caso esses pressupostos não sejam atendidos, o resultado pode ser uma regressão inconsistente e enviesada.

Foram realizados testes de normalidades dos resíduos, teste de multicolinearidade entre as variáveis independentes.

O teste de Kolmogorov-Smirnov (K-S) rejeita a hipótese de normalidade dos resíduos. Como o pressuposto da normalidade dos resíduos não foi validado, a metodologia que melhor se adequa é a contemplada nos modelos lineares generalizados (*Generalized Linear Models – GLM*). Esse modelo foi desenvolvido por Nelder e Wedderburn (1972).

Foi realizado o teste de multicolinearidade utilizando a estatística de coeficientes individuais. O método utilizado para o teste foi o Fator de Inflação de Variância – FIV. Quando o FIV for acima de 10, conclui-se que existe multicolinearidade, ou seja, as variáveis afetadas apresentam uma forte relação linear entre elas. O teste revelou que as variáveis Varmerc e Varcons apresentaram multicolinearidade.

A multicolinearidade ocorre quando as variáveis independentes possuem relações lineares exatas ou aproximadamente exatas.

No entanto, nem sempre a solução para resolver o problema da multicolinearidade seja a exclusão de alguma variável independente do modelo. A exclusão de variáveis pode gerar viés. Nesse sentido, é necessário avaliar qual a finalidade do modelo. Se o objetivo do modelo for avaliar o efeito casual de uma variável independente em relação a variável dependente, deve-se ignorar o resultado FIV de outros coeficientes (WOOLDRIDGE, 2010). A partir disso, a decisão foi por manter as duas variáveis para os dois modelos.

Uma extensão do GLM é o Modelo GEE (Equações de estimação generalizadas – EEG), introduzido por Liang and Zeger (1986), com o objetivo de superar os pressupostos clássicos da estatística como a normalidade e a independência entre as observações. O trabalho seminal utilizado pelos autores foi desenvolvido por Wedderburn (1974), que trata dos modelos quasi-verossimilhança.

A aplicação do modelo quasi-verossimilhança é útil quando não se conhece a forma de distribuição das observações.

Hardin e Hilbe (2003) apresentam as características do GLM, baseado na família exponencial de distribuição. Como membros dessa família, os autores incluem as opções *Gaussian ou normal, binomial, gamma, inverse Gaussian, Poisson, geometric, negative binomial*.

Para o GEE, Liang e Zeger (1986), apresentaram como membros as opções *binomial, gamma* e *Poisson*.

Outro elemento importante é a função de ligação que tem como objetivo relacionar as variáveis do modelo. Hardin e Hilber (2003) apresentam como opção de link os seguintes elementos: *complementary log-log, identity, inverse square, log, lo-log, logit, probit, reciprocal*.

### 3.10.2 Critério para seleção da estrutura de correlação de trabalho

Liang e Zeger (1986) propuseram as estruturas da matriz de correlação de trabalho. O objetivo da matriz é representar o tipo de correlação das observações. As estruturas apresentadas pelos autores são: independente, utilizada quando existe independência entre as observações; permutável, quando a correlação entre as observações do grupo é a mesma; Autorregressiva – AR, utilizada quando os dados estão correlacionados ao longo do tempo; Não estruturada, assume-se que a correlação entre cada observação é diferente.

Hadin e Hilbe (2002) apresentam as condições para se escolher uma estrutura de correlação ideal. Segundo os autores as premissas são:

- a) se o tamanho do painel é pequeno e os dados são completos (todos os grupos com os mesmos números de indivíduos), deve-se utilizar a matriz não estruturada;
- b) se as observações são coletadas ao longo do tempo, deve-se utilizar a estrutura que considere a correlação em função do tempo, nesse caso a matriz autorregressiva;
- c) se as observações estão agrupadas, deve-se utilizar a estrutura permutável (*Exchangeable*);
- d) sendo um painel pequeno, deve-se utilizar a matriz independente.

Quando mais de um critério satisfaz a escolha da matriz de correlação, deve-se utilizar um critério estatístico para se escolher a matriz ideal.

Para solucionar esse problema, Pan (2001) propôs a utilização de um critério que ficou conhecido como *Quase-likelihood Under Independence Model Criterion* – QIC (Critério quase-verossimilhança sob o modelo de independência).

A mensuração do QIC toma como base a estrutura independente para efetuar uma comparação com outra estrutura de correlação.

A matriz de correlação escolhida deve ser aquela que apresentar o menor QIC.

Por se tratar de um painel com observações ao longo do tempo, optou-se por testar as matrizes autorregressivas AR(1), AR(2), AR(3) e a independente. O resultado para matriz de correlação para o risco regulatório e para as perdas estimadas na presença de risco foi a independente que apresentou o menor QIC.

Para o ajuste na regressão no modelo GEE, foi adotada a opção *link* a função *logit*, que se apresenta como a mais adequada para ser aplicada no tratamento da variável dependente resultante dos *scores* do DEA DSBM. Para a opção *Family* foi aplicada a distribuição binomial, devido à particularidade da variável dependente (eficiente ou não eficiente) e a estrutura de correção escolhida foi a independente, por apresentar o menor critério estatística QIC.

### 3.10.3 Testes dos resíduos

Para o teste dos resíduos foi utilizada a metodologia apresentada por Hardin e Hilbe (2002), onde os valores dos resíduos são codificados em positivos e negativos, obedecendo o número de identificação dos grupos e a ordem das observações dentro do grupo. Em seguida, foram identificadas as sequências das repetições.

Para identificar se os resíduos estão distribuídos em sequência aleatória, calcula-se a Esperança de T, conforme Fórmula (63).

$$E(T) = \frac{2n_p n_n}{n_p + n_n} + 1 \quad (63)$$

A variação de T, conforme Fórmula (64)

$$V(T) = \frac{2n_p n_n (2n_p n_n - n_p - n_n)}{(n_p + n_n)^2 x(n_p + n_n - 1)} \quad (65)$$

A estatística do teste Z é obtida a partir da Fórmula 46, com o objetivo de verificação da hipótese Ho: padrões de não aleatoriedade.

$$Z = \frac{T - E(T)}{\sqrt{V(T)}} \quad (66)$$

Os valores obtidos de Z determinam a rejeição ou não de Ho. Para valores absolutos extremos, Ho foi rejeitada, ou seja, os resíduos estão sequencialmente aleatórios. A rejeição de Ho sinaliza que o modelo não é adequado à estrutura dos dados.

Os testes realizados para o modelo com a presença de risco regulatório e com a presença das perdas estimadas não apresentaram evidências para rejeição de Ho.

## 4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesta seção, serão apresentados os resultados da pesquisa, tendo como fundamento a metodologia proposta. Os objetivos dessa fase são: responder a questão de pesquisa, testar as hipóteses levantadas e buscar atender aos objetivos da pesquisa.

Para esse fim, foram utilizados os seguintes softwares<sup>22</sup> para auxiliar na geração do resultados e análises:

- a) Microsoft Excel® 2016, para tabulação dos dados;
- b) DEA *SolverPro*™ versão 13.2, para os cálculos de desempenho, do índice de Malmquist, Window Analysis e *Dynamic Slack Based Model*;
- c) *Satistic/Data Analysis – Stata/SE*® 15, para o teste da robustez dos dados e cálculo das regressões.

### 4.1 ANÁLISE ESTATÍSTICA DAS VARIÁVEIS

A utilização da estatística descritiva permite uma compreensão do comportamento das variáveis, ao longo do tempo. A Tabela 15 apresenta a estatística descritiva dos gastos operacionais - opex.

Tabela 15 – Estatística descritiva do *Input* – Gastos Operacionais - *Opex*

<b>Opex (em R\$ mil)</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Média	179.587	182.870	188.988	207.501	215.035	204.868	215.690
Mediana	75.559	76.257	74.455	81.113	95.270	101.194	99.040
Desvio padrão	267.910	262.267	275.961	304.021	314.617	297.978	313.214
Mínimo	931	1.102	907	1.156	1.166	1.269	1.474
Máximo	1.319.753	1.419.902	1.498.763	1.660.666	1.774.785	1.699.704	1.682.335

Fonte: Dados da pesquisa

Conforme exposto na metodologia, o *opex* agrega os gastos com pessoal, material, serviço de terceiros, seguros, tributos e outros, conhecidos como custos operacionais. São os custos gerenciáveis. De acordo com os números obtidos na Tabela 15, é possível observar que as empresas são bastante heterogêneas.

<sup>22</sup> O pesquisador adquiriu a licença dos softwares para utilização no tratamento dos dados.

A heterogeneidade é comprovada ao se comparar distribuidoras com maior gasto para o período, a CEMIG e a MUXENERGIA (2004; 2003), e Força e Luz JOAO CESA (2005-2009), que apresentaram menores gastos para o mesmo período. Destaca-se que a CEMIG tem em média, para o período, 6,2 milhões de consumidores, enquanto a MUXENERGIA e JOAO CESA apresentaram, juntamente, em média, 4,8 mil consumidores.

A estatística dos custos de capital é demonstrada na Tabela 16.

Tabela 16 – Estatística descritiva do Input – Custo de Capital

<b>Custo de Capital (em R\$ mil)</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Média	192.592	191.008	186.643	182.917	183.215	194.877	215.768
Mediana	52.061	58.225	52.074	45.674	51.555	60.304	83.230
Desvio padrão	327.314	319.232	308.847	296.002	289.825	302.229	315.154
Mínimo	150	156	155	178	176	183	252
Máximo	1.577.010	1.527.077	1.459.276	1.411.116	1.394.436	1.357.239	1.476.528

Fonte: Dados da pesquisa

Conforme exposto na metodologia, o custo de capital foi calculado como sendo o somatório da remuneração do capital e a depreciação regulatória.

A distribuidora que apresentou maior custo de capital no período foi a ELETROPAULO e a menor foi a JOAO CESA. A ELETROPAULO apresentou, no período em estudo, uma depreciação regulatória de R\$ 526.364 mil e uma remuneração do capital de R\$ 871.074 mil, enquanto a JOAO CESA, apresentou no mesmo período uma média de R\$ 54 mil de depreciação regulatória e uma remuneração de capital de R\$ 123 mil.

O comportamento para as variáveis consumidores e mercado está demonstrado nas Tabelas 17 e 18.

Tabela 17 – Estatística descritiva do *output* Consumidores

<b>Consumidores</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Média	870.068	895.283	923.716	957.008	992.238	1.031.371	1.066.834
Mediana	297.962	306.258	316.667	344.989	372.548	393.215	417.952
Desvio padrão	1.230.781	1.259.383	1.293.937	1.338.472	1.384.298	1.435.710	1.478.055
Mínimo	2.156	2.183	2.169	2.286	2.318	2.390	2.544
Máximo	5.744.213	5.874.993	5.999.467	6.240.029	6.439.993	6.690.189	6.832.546

Fonte: Dados da pesquisa

Tabela 18 – Estatística descritiva do *output* Mercado Total

<b>Mercado Total – MWh</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Média	4.511.867	4.909.944	5.037.732	5.187.171	5.446.172	5.668.935	5.647.930
Mediana	989.514	1.030.711	1.066.377	1.140.169	1.200.143	1.258.560	1.295.720
Desvio padrão	7.321.458	8.025.973	7.948.406	8.159.901	8.520.692	8.827.632	8.660.666
Mínimo	15.955	13.160	12.808	11.307	10.142	10.119	10.395
Máximo	35.883.167	39.148.775	35.916.508	37.183.977	38.845.838	40.259.597	39.922.710

Fonte: Dados da pesquisa

A partir das análises do desvio padrão é possível perceber que os dados estão menos concentrados. O resultado é uma amplitude maior para o desvio padrão. As variáveis têm como características segmentos distintos (AT, MT e BT), que podem provocar dispersão dos dados quando consolidados.

Como esperado, a média do Mercado, Tabela 18, cresce à medida que a média do número de consumidores cresce, Tabela 19. Esse fato demonstra que o crescimento do número de unidades consumidoras tem provocado um crescimento de mercado.

A distribuidora que apresentou maior número de consumidores, em média, durante o período analisado, foi a CEMIG, com um total de 6.260 mil para um mercado médio, no mesmo período, de 12.449 MWh. A distribuidora que apresentou menor número de consumidores, em média, foi a JOAO CESA, com uma quantidade de 2 mil para o período em análise para um mercado de 4 MWh. A João Cesa não tem mercado de alta tensão.

Para melhor compreensão da relação entre as duas variáveis, a Tabela 19 demonstra o comportamento das mesmas.

Tabela 19 – Crescimento de Mercado x Crescimento de Consumidores

<b>Crescimento</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>Média</b>
Consumidores		2,90%	3,18%	3,60%	3,68%	3,94%	3,44%	3,46%
Mercado		8,82%	2,60%	2,97%	4,99%	4,09%	-0,37%	3,85%

Fonte: Dados da pesquisa

A partir da Tabela 19, é possível concluir que, com exceção dos anos de 2004 e 2009, o crescimento de mercado, considerando o setor consolidado, apresenta um crescimento associado ao crescimento de consumidores. Para os anos de 2004, 2007 e 2008, o Mercado apresentou um crescimento superior ao crescimento do número de consumidores. Como a média do crescimento de consumidores encontra-se alinhada ao crescimento de Mercado, a consequência pode ser um ganho de produtividade menor.

A variável extensão de rede proporciona uma visão do crescimento ou não do segmento da distribuição, um crescimento na extensão de rede, associado a um crescimento do número de consumidores revela um crescimento vegetativo. A estatística descritiva da extensão da rede encontra-se demonstrada na Tabela 20.

Tabela 20 – Estatística descritiva do *output* Extensão de rede

<b>Rede (Km)</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Média	35.787	37.586	39.566	41.550	44.472	47.079	49.273
Mediana	14.825	15.326	15.510	15.812	16.001	16.142	17.065
Desvio padrão	59.680	61.868	64.052	66.678	70.457	74.200	75.874
Mínimo	43	43	45	45	46	49	50
Máximo	373.894	382.026	393.938	409.847	433.858	455.440	460.219

Fonte: Dados da pesquisa

A partir da Tabela 20 é possível observar um crescimento na média para todos os anos. Analisando a referida tabela em conjunto com a Tabela 19, é possível concluir que o crescimento vegetativo no número de consumidores implicou no aumento de km de redes. A distribuidora com maior extensão de rede é a CEMIG, enquanto a JOAO CESA apresenta a menor extensão.

#### 4.2 ANÁLISE DO DESEMPENHO SEM A PRESENÇA DO RISCO

Para medir o desempenho das distribuidoras, inicialmente foi utilizada a modelagem da DEA para posterior comparação com a modelagem dinâmica, conhecido como DSBM. O processamento dos dados foi feito com o software DEA Solver Pro versão 15.

Conforme justificado na metodologia, não foi excluída nenhuma distribuidora da base. O resultado de desempenho, antes da aplicação do DSBM encontra-se na Tabela 21 e a fronteira de eficiência encontra-se no Apêndice D.

Tabela 21 – Scores de eficiência geral sem a presença do risco regulatório

Rank	DMU	Score Geral	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1	AES SUL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CELESC	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CELG	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CELPE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CEMIG-D	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	COELBA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	COPEL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	DEMEI	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EBO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EFLJC	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EFLUL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	ELETCAR	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	ELETPAULO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EPB	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	JAGUARI	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	MUXENERGIA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	PAULISTA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	PIRATININGA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	RGE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	UHENPAL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	CNEE	0,99	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3	CFLO	0,98	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	1,00
3	CAIUÁ	0,98	0,88	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3	COELCE	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	0,98	0,93
3	ESCELSA	0,98	1,00	1,00	1,00	0,92	1,00	1,00	0,91
4	EDEVP	0,97	0,77	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
4	CEB	0,97	0,92	0,88	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96
5	LIGHT	0,96	0,90	1,00	1,00	0,97	0,87	0,96	0,99
6	ETO	0,94	0,80	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
7	CEPISA	0,93	0,78	0,82	0,94	1,00	1,00	1,00	1,00
7	COSERN	0,93	0,85	0,93	0,96	0,89	0,88	0,99	1,00
8	ELFSM	0,92	0,83	0,86	0,91	1,00	0,98	0,97	0,92
8	SULGIPE	0,92	0,84	0,88	0,86	0,87	1,00	1,00	1,00
8	SANTA CRUZ	0,92	1,00	0,98	0,88	0,80	0,82	0,95	1,00
9	CEMAR	0,91	0,73	0,77	0,95	1,00	1,00	1,00	0,95
10	CEMAT	0,89	0,92	0,85	0,93	0,92	0,82	0,90	0,87
10	CPEE	0,89	1,00	1,00	0,91	0,72	0,74	0,91	0,93
11	CELPA	0,87	0,82	0,88	0,88	0,87	0,89	0,82	0,96
11	IENERGIA	0,87	0,59	0,70	0,83	0,97	1,00	1,00	1,00
12	BANDEIRANTE	0,86	0,83	0,87	0,84	0,86	0,87	0,90	0,82
13	CHESP	0,85	0,87	0,71	0,74	0,77	0,94	0,94	0,95
14	EEB	0,84	0,80	0,92	0,90	0,87	0,80	0,76	0,85
14	COCEL	0,84	0,82	0,82	0,89	0,83	0,83	0,85	0,83
14	ESE	0,84	0,80	0,83	0,86	0,90	0,82	0,80	0,85
15	CERON	0,83	0,85	0,87	0,80	0,98	0,77	0,76	0,82
15	ELEKTRO	0,83	0,84	0,90	0,85	0,81	0,81	0,81	0,83
16	EMG	0,82	0,77	0,73	0,74	0,83	0,82	0,95	0,91
16	AME	0,82	0,66	0,71	0,84	0,92	0,86	0,88	0,87
17	CSPE	0,80	0,73	0,73	0,74	0,73	0,76	0,93	1,00
17	CEEE	0,80	0,84	0,83	0,82	0,82	0,80	0,77	0,68
18	CEAL	0,78	0,66	0,66	0,80	0,83	0,85	0,84	0,83
18	MOCOCA	0,78	0,64	0,69	0,68	0,70	0,73	1,00	1,00
19	AMPLA	0,77	0,92	0,89	0,89	0,74	0,72	0,63	0,61
20	HIDROPAN	0,75	0,73	0,67	0,71	0,69	0,75	0,91	0,76
21	ELETOACRE	0,74	0,76	0,79	0,82	0,70	0,68	0,78	0,62
22	DME	0,73	1,00	0,84	0,77	0,73	0,63	0,58	0,58
22	ENF	0,73	0,82	0,77	0,73	0,70	0,68	0,71	0,73
22	EMS	0,73	0,71	0,75	0,72	0,63	0,73	0,77	0,80
22	FORCEL	0,73	0,72	0,59	0,59	0,66	0,79	0,78	0,96
23	COOPERALIANÇA	0,64	0,66	0,63	0,68	0,61	0,63	0,63	0,64
24	BOA VISTA	0,61	1,00	0,65	0,60	0,46	0,50	0,55	0,52

Fonte: dados da pesquisa

A análise do comportamento dos *scores* de eficiência encontra-se demonstrada na Tabela 22.

Tabela 22 – Estatística descritiva dos *scores* de eficiência

<b>Estatística</b>	<b>Score Geral</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Média	0,90	0,88	0,89	0,90	0,90	0,90	0,92	0,92
Desvio padrão	0,11	0,12	0,13	0,12	0,13	0,13	0,12	0,13
Mínimo	0,61	0,59	0,59	0,59	0,46	0,50	0,55	0,52
Máximo	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1º Quartil	0,83	0,80	0,80	0,83	0,82	0,81	0,85	0,85
Mediana	0,92	0,90	0,91	0,94	0,98	0,99	0,99	1,00
3º Quartil	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte: Dados da pesquisa

A média da eficiência das distribuidoras, tomando como base o *score* geral, é de 0,90, para um desvio padrão de 0,11.

Na Tabela 22 é possível observar a segregação dos *scores* das distribuidoras em: a) quartil inferior, delimitado os 25 menores valores. As distribuidoras enquadradas nesse faixa foram classificadas como desempenho fraco; b) acima do primeiro quartil até a mediana do setor. As distribuidoras enquadradas nessa faixa foram classificadas como desempenho razoável; c) valores superiores à mediana até o terceiro quartil. As distribuidoras enquadradas nessa faixa foram classificadas como desempenho bom; e d) distribuidoras que se encontram acima do terceiro quartil, mas que não atingiram o *score* 1,00, foram classificadas como desempenho muito bom. As distribuidoras com *scores* de eficiência 1,00 e que estão posicionadas no terceiro ou acima do terceiro quartil foram classificadas como excelente.

Quadro 20 – classificação dos *scores* de eficiência

<b>Desempenho</b>	<b>Score Geral</b>	<b>Distribuidoras</b>
Franco	Abaixo de 0,83	EMG, AME, CSPE, CEEE, CEAL, MOCOCA, AMPLA, HIDROPAN, ELETROACRE, DME, ENF, EMS, FORCEL, COOPERALIANÇA, BOA VISTA, ELEKTRON
Razoável	Acima de 0,84 a 0,92	ELFSM, SULGIPE, SANTA CRUZ, CEMAR, CEMAT, CPEE, CELPA, IENERGIA, BANDEIRANTE, CHESP, EEB, COCEL, ESE, CERON, COSERN
Bom	Acima de 0,92 até 1,00 Nesse <i>status</i> as empresas que atingiram o desempenho 1,00 foram reclassificadas para o <i>status</i> de excelente.	CNEE, CFLO, CAIUÁ, COELCE, ESCELSA, EDEVP, CEB, LIGHT, ETO, CEPISA
Muito Bom	Acima do terceiro quartil	Nenhuma distribuidora atingiu o desempenho Muito Bom
Excelente	Igual a 1	AES SUL, CELESC, CELG, CELPE, CEMIG, COELBA, COPEL, DEMEI, EBO, EFLJC, EFLUL, ELETROCAR, ELETROPAULO, EPB, JAGUARARI, MUXENERGIA, PAULISTA, PIRATININGA, RGE, UHENPAL.

Fonte: Dados da pesquisa

A partir dos resultados é possível verificar que 32,78% das distribuidoras foram eficientes sem a presença de risco regulatório, sendo que 26,23% ficaram abaixo do quartil inferior.

#### 4.3 ANÁLISE DO ÍNDICE DE MALMQUIST SEM A PRESENÇA DE RISCO REGULATÓRIO

O objetivo desse índice é mensurar a eficiência das empresas efetuando uma comparação anual. Sua medida procura avaliar a distância em relação à fronteira de eficiência, sendo permitidos múltiplo-insumo e múltiplo-produto, sem necessidade de especificar uma função objetivo.

Conforme informado na metodologia, será utilizado o efeito do deslocamento da fronteira. A eficiência técnica é o resultado de melhorias contínuas decorrentes de melhorias

tecnológicas nos processos de produção, conhecido como Efeitos de emparelhamento (*Catch-up effect*).

Tabela 23 – Resumo da decomposição do Índice de Malmquist

Eficiência Técnica							Melhorias tecnológicas								
Estatística	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	Média	Estatística	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	Média
Média	0.99	1.01	0.97	0.98	1.01	0.94	0.98	Média	0.99	1.04	1.04	1.03	1.02	0.98	1.02
Max	1.47	1.36	1.27	1.23	1.52	1.24	1.35	Max	1.27	1.27	1.34	1.20	1.47	1.16	1.29
Mín	0.18	0.78	0.73	0.67	0.68	0.64	0.61	Mín	0.81	0.82	0.81	0.89	0.69	0.77	0.80
Desvio Padrão	0.16	0.10	0.10	0.10	0.13	0.11	0.12	Desvio Padrão	0.08	0.08	0.07	0.06	0.09	0.07	0.08

Índice de Malmquist							
Estatística	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	Média
Média	0.99	1.04	1.01	1.00	1.03	0.92	1.00
Max	1.48	1.32	1.50	1.33	1.37	1.13	1.36
Mín	0.17	0.64	0.75	0.63	0.77	0.66	0.60
Desvio Padrão	0.18	0.12	0.12	0.11	0.09	0.11	0.12

Fonte: Dados da pesquisa

A partir do resultado obtido na Tabela 23, é possível observar que a eficiência na melhoria tecnológica do setor é 1,02%.

Para o 3CRTP a ANEEL utilizou a média entre o índice de Tornqvist, 1,20%, e índice de Malmquist, 1,03%, perfazendo uma média de 1,11%.

A decomposição do índice de Malmquist possibilita avaliar as empresas sob a ótica de melhorias de eficiência técnica e de melhorias ocorridas de mudanças tecnológicas (Apêndice O). A decomposição do índice é importante para identificar qual índice tem maior influência sobre a variação total dos fatores.

A partir dos resultados obtidos, foi possível elencar as distribuidoras de acordo com a decomposição do índice, conforme Quadros 21, 22 e 23:

Quadro 21 – Eficiência Técnica (Efeitos de Emparelhamento (*catch-up effect*))

Eficiência >1	Aumento de eficiência técnica	CAIUÁ, CEB, CEMAR, CFLO, CHESP, JAGUARARI, MOCOCA, CNEE, COELBA, COSERN, PIRATININGA, CSPE, EDEVP, EFLJC, FORCEL, HIDROPAN, IENERGIA, LIGHT
Eficiência =1	Não ocorreu mudança na eficiência técnica	CEMIG, ELETROPAULO
Eficiência <1 Redução de eficiência	Redução de eficiência técnica	AES SUL, AME, AMPLA, BANDEIRANTE, BOA VISTA, CEAL, CEEE, CELESC, CELG, CELPA, CELPE, ETO, CEMAT, CEPISA, CERON, SANTA CRUZ, COCEL, COELCE, COOPERALIANÇA, COPEL, PAULISTA, DEMEI, DME, EBO, EEB, EFLUL, ELEKTRO, ELETROACRE, ELETROCAR, ELFSM, EMG, EMS, ENF, EPB, ESCELSA, ESE, MUXENERGIA, RGE, SULGIPE, UHENPAL

Fonte: Elaborado pelo autor

Do total das empresas analisadas, 29,51% obtiveram melhoras na eficiência técnica; em 3,28% não ocorreu mudança na eficiência técnica e 67,21% apresentaram redução em sua eficiência para o período analisado.

Destaca-se no Quadro 21 o comportamento das distribuidoras CEMIG e ELETROPAULO que não apresentaram mudanças na eficiência técnica. Conforme exposto na metodologia, o resultado obtido no efeito *Catch-up* tende a ser reduzido para as distribuidoras que já se encontram próximas da fronteira de eficiência. Pelos resultados obtidos é possível concluir que as duas distribuidoras, no período analisado, já estavam próximas ou haviam alcançado a fronteira de eficiência no gerenciamento de seus custos e portanto não teria como apresentar melhoria.

O Quadro 22 demonstra o comportamento das distribuidoras diante das mudanças tecnológicas.

Quadro 22 – Mudanças Tecnológicas (Efeito do deslocamento da fronteira de eficiência (*Frontier-shift effect*))

Eficiência >1	Aumento na melhoria de mudanças tecnológicas	AES SUL, AME, AMPLA, BANDEIRANTE, BOA VISTA, CAIUÁ, CEAL, CEB, CEEE, CELESC, CELG, CELPA, CELPE, ETO, CEMAR, CEMAT, CEPISA, CERON, JAGUARARI, SANTA CRUZ, CNEE, COELBA, COELCE, COPEL, COSERN, CPEE, PIRATININGA, PAULISTA, CSPE, DME, EBO, EDEVP, EEB, ELEKTRO, ELETROACRE, ELETROPAULO, ELFSM, EMG, EMS, ENF, EPB, ESCELSA, ESE, LIGHT, RGE
Eficiência =1	Não ocorreram melhorias nas mudanças tecnológicas	Nenhuma empresa atingiu a Eficiência = 1
Eficiência <1	Redução de melhorias nas mudanças tecnológicas	CEMIG, CFLO, CHESP, MOCOCA, COCEL, COOPERALIANÇA, DEMEI, EFLJC, EFLUL, ELETROCAR, FORCEL, HIDROPAN, IENERGIA, MUXENERGIA, SULGIPE, UHENPAL

Fonte: Elaborada pelo autor

Observa-se que: a) 73,77% das empresas analisadas tiveram deslocamento da fronteira de eficiência e b) 26,23% apresentaram uma redução na melhoria nas mudanças tecnológicas.

Os 26,23% representam a totalidade de distribuidoras que poderão efetivamente apresentar melhoras em seus processos tecnológicos para se aproximarem da fronteira de eficiência.

A partir do *Catch-up effect* e do *Frontier-shift effect*, é possível identificar as distribuidoras que sofreram variações em relação à eficiência tomando como base o Índice Malmquist, conforme demonstrado no Quadro 23.

Quadro 23 – Distribuidoras que não tiveram variação na decomposição do índice de Malmquist

Eficiência >1	Aumento na eficiência técnica e na melhoria de mudanças tecnológicas	CAIUÁ, CEB, CEMAR, JAGUARARI, CNEE, COELBA, COSERN, PIRATININGA, CSPE, EDEVP, LIGHT
Eficiência =1	Não ocorreu aumento na eficiência técnica e na melhoria de mudanças tecnológicas	Nenhuma distribuidora alcançou eficiência igual a 1.
Eficiência <1	Redução de eficiência técnica e redução das melhorias nas mudanças tecnológicas	COCEL, COOPERALIANÇA, DEMEI, EFLUL, ELETROCAR, MUXENERGIA, SULGIPE, UHENPAL

Fonte: Elaborada pelo autor

Do total de 61 DMU's, 18,33% apresentaram eficiências técnica e tecnológica superior a 1, sendo que 13,33%, apresentaram redução nos dois cenários. Enquanto que 68,33% tiveram comportamentos diferentes, quando comparados os efeitos *catch-up* e o *Frontier*.

### ***Benchmarking***

No entanto, algumas DMU's se apresentaram como não eficientes, quando comparada com outras DMU's. Nesse caso, o deslocamento da fronteira de eficiência decorre do excesso de *inputs* ou falta de *outputs*. O resultado das folgas encontra-se no Anexo C.

É possível analisar as distribuidoras que são usadas como *benchmarking* para melhorar os processos. Nesse sentido, a AES Sul se destaca por ser considerada como *benchmarking* para 14 distribuidoras de um total de 30 abaixo da fronteira de eficiência, conforme demonstrado na Tabela 24.

Tabela 24 – Relação das DMU's não eficientes e suas DMU's *Benchmarking*

<b>DMU</b>	<b>Empresas não eficientes</b>	<b>Score</b>	<b>Benchmarking</b>
16	CEMAT	0,99	CELG, ETO, COELBA, RGE
39	EDEVP	0,99	CAIUÁ, CELG, CNEE, EBO
31	COSERN	0,98	CELPE, COELBA, PIRATININGA, PAULISTA, EBO, EPB
47	ELFSM	0,97	AES SUL, ELETROCAR, EPB, UHENPAL
24	SANTA CRUZ	0,93	AES SUL, CAIUÁ, CNEE, EPB
12	CELPA	0,89	AES SUL, CAIUÁ, CEB, CELG, CELPE, EPB
19	CERON	0,89	CAIUÁ, CELG, ETO, EPB
32	CPEE	0,89	AES SUL, CNEE, DEMEI, ELETROCAR
21	CHESP	0,87	ETO, EPB, MUXENERGIA, UHENPAL
26	COCEL	0,86	ETO, JAGUARI, EBO, ELETROCAR, RGE, UHENPAL
40	EEB	0,86	AES SUL, CAIUÁ, CELESC, JAGUARARI, PIRATININGA, EBO
53	ESE	0,86	CELPE, COELBA, PIRATININGA, EBO, EPB, RGE
4	BANDEIRANTE	0,85	CELESC, CELG, CELPE, PIRATININGA
48	EMG	0,84	AES SUL, EBO, ELETROCAR, EPB
7	CEAL	0,84	CELESC, CEPISA, EBO, EPB
2	AME	0,83	AES SUL, CELESC, EBO, EPB
43	ELEKTRO	0,82	AES SUL, CEMIG, COELBA, PIRATININGA, PAULISTA
35	CSPE	0,81	AES SUL, JAGUARARI, DEMEI, EBO, MUXENERGIA, UHENPAL
9	CEEE	0,81	AES SUL, CEB, CELG, CELPE, PAULISTA
56	IENERGIA	0,81	ETO, JAGUARI, ELETROCAR
23	MOCOCA	0,80	AES SUL, DEMEI, MEXENERGIA
49	EMS	0,80	ETO, CEMAR, RGE
44	ELETROACRE	0,79	AES SUL, EBO, ELETROCAR, EPB
55	HIDROPAN	0,75	JAGUARI, DEMEI, EBO, EFLJC, ELETROCAR, UHENPAL
50	ENF	0,75	CNEE, PAULISTA, DEMEI, EBO
3	AMPLA	0,73	CAIUÁ, CEB, CELPE, PIRATININGA, PAULISTA
37	DME	0,71	AES SUL, JAGUARARI, PAULISTA, DEMEI, EBO
54	FORCEL	0,69	ETO, EFLJC, MUXENERGIA, UHENPAL
29	COOPERALIANÇA	0,66	AES SUL, JAGUARARI, DEMEI, EBO, MUXENERGIA, UHENPAL
5	BOA VISTA	0,61	CFLO, CNEE, ELETROCAR

Fonte: Elaborado pelo autor

#### 4.4 WINDOW ANALYSIS SEM A PRESENÇA DE RISCO

Partindo da mesma base utilizada para o cálculo do Malmquist, a análise estatística com a abordagem da *Window Analysis* (Anexo F) encontra-se demonstrada na Tabela 25.

Tabela 25 – Resumo estatístico da eficiência técnica – *Window Analysis*

Estatística	Score Geral	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Média	0,53	0,52	0,52	0,53	0,55	0,55	0,55	0,50
Desvio padrão	0,18	0,20	0,20	0,19	0,19	0,20	0,21	0,20
Mínimo	0,26	0,20	0,21	0,25	0,27	0,25	0,23	0,19
Máximo	0,94	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00
1º Quartil	0,38	0,38	0,38	0,38	0,41	0,39	0,41	0,34
Mediana	0,48	0,47	0,45	0,50	0,50	0,48	0,52	0,48
3º Quartil	0,66	0,52	0,68	0,67	0,68	0,66	0,64	0,63

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o período em estudo, a média da eficiência técnica mensurada pela *Window Analysis* é de 0,53. Observa-se que no período de 2005 a 2008 as distribuidoras apresentaram valores médios acima da média do setor apurada para todo o período (2003-2009). O menor valor da eficiência técnica ocorreu no ano de 2009, atingindo o patamar de 0,50.

A partir da Tabela 25, é possível fazer uma análise da evolução temporal da eficiência técnica das distribuidoras de energia. A partir das análises dos quartis, foi construído um *ranking* dividindo os dados em quatro partes iguais. O primeiro quartil, conhecido como quartil inferior, delimita os 25% menores valores; o segundo quartil, conhecido como quartil do meio, é a própria mediana, separando os 50% menores dos 50% maiores valores, e o terceiro quartil, conhecido como quartil superior, é o valor que delimita os 25% maiores valores.

Tomando como base a média da série temporal apresentada na Tabela 26, as empresas que apresentaram eficiência inferior ao 1º quartil, foram classificadas como desempenho fraco; as empresas que ficaram entre o 1º quartil e o 2º quartil (mediana) foram classificadas como desempenho razoável; as empresas que apresentaram resultados entre o 2º quartil e 3º quartil foram classificadas como bom desempenho; as empresas que apresentaram valores superiores a 3º quartil e inferiores a 1,0 foram classificadas com desempenho muito bom e as empresas que apresentaram valores igual a 1,0, foram classificadas como excelente.

Os resultados são apresentados no Quadro 24.

Quadro 24 – Eficiência Técnica (*Window Analysis*)

Desempenho	Score Geral	DMU's
Fraco	De 0 a 0,38	ETO, CEMAR, CEPISA, CHESP, COOPERALIANÇA, ELETROACRE, ELFSM, EMG, EMS, ENF, SULGIPE.
Razoável	Acima de 0,38 até 0,48	AMPLA, BOA VISTA, CEAL, CEEE, CELPA, CELPE, CEMAT, CERON, MOCOCA, SANTA CRUZ, COCEL, COELBA, COELCE, COSERN, CPEE, CSPE, DME, EDEVP, ELEKTRO, FORCEL, IENERGIA.
Bom	Acima de 0,48 até 0,66	AES SUL, AME, CAIUÁ, CEB, CNEE, EEB, EFLUL, ELETROCAR, EPB, ESCELSA, ESE, HIDROPAN, RGE, UHENPAL.
Muito Bom	Acima de 0,66 e menor que 1	BANDEIRANTE, CELESC, CELG, CEMIG, CFLO, JAGUARI, COPEL, PIRATININGA, PAULISTA, DEMEI, EBO, EFLJC, ELETROPAULO, LIGHT, MUXENERGIA.
Excelente	Igual a 1	Nenhuma distribuidora atingiu o desempenho Excelente

Fonte: Elaborado pelo autor.

Do total das empresas analisadas, 18,03% foram classificadas com desempenho fraco; 34,43% apresentaram desempenho razoável; 22,95% apresentaram desempenho bom; 24,59% apresentaram desempenho muito bom. Nenhuma empresa atingiu o nível de desempenho excelente.

#### 4.5 COMPARAÇÃO ENTRE ÍNDICE DE MALMQUIST E O WINDOW ANALYSIS

O *Window Analysis* foi calculado conforme descrito na metodologia. O período adotado foi o mesmo aplicado ao cálculo do índice de Malmquist.

Quando se compara o índice de Malmquist com a *Window Analysis* (Anexo F), verifica-se uma redução no cálculo da eficiência, conforme demonstrado na Tabela 26.

Tabela 26 – Comparação entre os índices de Malmquist e Window Analysis

Window Analysis	0,53
Índice Malmquist – Frontier-Shift	1,02

Fonte: Elaborado pelo autor

O principal motivo da diferença é a metodologia aplicada na mensuração dos índices. O índice de Malmquist limita-se à comparação entre dois períodos, enquanto o *Window Analysis* contempla uma série temporal.

#### 4.6 ANÁLISE DO RISCO REGULATÓRIO

Como exposto na metodologia, para se calcular o risco regulatório, partiu-se dos betas desalavancados das empresas de energia elétrica Inglesas, confrontando-os com os betas das empresas energéticas dos Estados Unidos.

Para se obter os betas desalavancados, risco de mercado e prêmio para o risco, foi feita pesquisa na base de dados *Bloomberg* para o período de cinco anos; o resultado encontra-se demonstrado nas Tabelas 27 e 28.

O prêmio pelo risco é a diferença entre o retorno médio anual e a taxa livre de risco. Para se obter uma base sólida para o cálculo do retorno diário é recomendável trabalhar com a S&P500, índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova York. O problema na utilização o S&P500, na determinação do prêmio pelo risco diário envolvendo o período de dez anos, ocorreu em virtude da crise de 2008, que provocou no período um prêmio negativo ou muito baixo. Em virtude do ocorrido, procurou-se trabalhar com o retorno do tesouro americano para o mesmo período.

Tabela 27 – Betas das empresas inglesas

Empresa	Beta Alavancado	Cap Terceiros	% Tributos	Beta Desalavancado
Jersey Electricity	0,49	-	30%	0,49
Drax Group	0,53	0,53	30%	0,39
Scottish & Southern Energy	0,70	0,19	30%	0,62
Viridian Group	0,74	0,44	30%	0,57
Rurele	0,39	0,53	30%	0,29
International Power	1,03	0,59	30%	0,73
National Grid	0,76	0,84	30%	0,48
Scottsho Power	1,08	0,66	30%	0,74
XP Power	0,52	0,13	30%	0,48
Andes Energia	1,16	0,00	30%	1,15
<b>Média</b>				<b>0,59</b>

Fonte: Bloomberg

Tabela 28 – Betas das empresas americanas

Empresa	Beta Alavancado	Cap Terceiros	% Tributos	Beta Desalavancado
Duke Energy Corporation	0,60	0,51	40%	0,46
Exelon Corporation	0,24	0,42	40%	0,19
Entergy Corporation	0,46	0,63	40%	0,33
American Electric Power, Inc.	0,57	0,75	40%	0,39
Southern	0,10	0,54	40%	0,08
TXU Corporation	0,36	0,56	40%	0,27
XCEL Energy	0,53	0,53	40%	0,40
FPL Group, Inc.	0,40	0,65	40%	0,29
Allegheny Energy	0,94	0,84	40%	0,63
PNM Resources, Inc.	0,71	1,07	40%	0,43
Progress Energy, Inc.	0,41	0,94	40%	0,26
Northeast Utilities	0,43	1,29	40%	0,24
NSTAR	0,43	0,91	40%	0,28
OGE Energy Corporation	0,40	0,65	40%	0,29
Pepco Holdings, Inc.	0,63	1,27	40%	0,36
<b>Média</b>				<b>0,33</b>

Fonte: Bloomberg

Dessa forma, conforme equação estabelecida, o risco regulatório encontrado para o período encontra-se demonstrado na Tabela 29.

$$R_{reg} = (\beta_{desalavancadoING} - \beta_{DesalavancadoEUA})x(r_M - r_f) \quad (67)$$

Tabela 29 – Risco Regulatório

Beta desalavancado ING	Beta desalavancado EUA	<> Regimes	Risco Mercado	Taxa Livre de Risco	Prêmio pelo risco	Risco regulatório
0,59	0,33	0,26	11,48%	5,28%	6,20%	1,63%

Fonte: Elaborado pelo autor

O risco regulatório não pode ser mitigado, pois o mesmo independe das ações das distribuidoras, ele representa um prêmio que deveria ser considerado no processo de revisão tarifária. O critério para aplicação por distribuidora foi a base de remuneração líquida dos ativos. A razão da escolha da Base de Remuneração líquida ocorreu em função de ser a mesma base utilizada na determinação da remuneração do capital. O valor foi considerado por empresa, conforme Anexo D, na modelagem do *Dynamic DEA – DSBM* como variável de ligação.

## 4.7 CÁLCULO DA EFICIÊNCIA UTILIZANDO O DSBM

O DSBM, inicialmente foi calculado para determinação da eficiência técnica do setor, conforme proposto na metodologia. O cálculo foi desenvolvido em dois momentos: o primeiro utilizando o risco regulatório e o segundo utilizando o risco regulatório e a perda no recebimento das empresas.

### 4.7.1 DSBM com a variável risco regulatório

Com a inclusão da variável risco regulatório, a fronteira de eficiência continua sendo formada pelas distribuidoras de energia elétrica (DMU's) que apresentaram desempenho com *score* geral igual a 1,0.

Conforme justificado na metodologia, não foi excluída nenhuma distribuidora da base. O resultado dos *scores* de desempenho com a presença do risco regulatório, através do DSBM, encontra-se na Tabela 30.

Tabela 30 – Desempenho com a presença de risco

Rank	DMU	Score Geral	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1	CELESC	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CEMIG-D	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	JAGUARI	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	PIRATININGA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	PAULISTA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	DEMEI	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EBO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EFLJC	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EFLUL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	ELETROPAULO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	LIGHT	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	MUXENERGIA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CNEE	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	COPEL	0,99	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	CAIUÁ	0,99	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	CFLO	0,99	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	CEB	0,99	0,91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3	AES SUL	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,87
3	RGE	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,86
4	EDEVP	0,97	0,88	1,00	1,00	0,96	0,96	0,97	1,00
5	ELETROCAR	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,84	0,93	0,87
6	SANTA CRUZ	0,92	1,00	1,00	0,88	0,78	0,86	0,95	1,00
6	CELG	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,78	0,68
7	CELPE	0,88	1,00	1,00	1,00	0,92	0,79	0,75	0,70
8	CPEE	0,86	1,00	0,99	0,89	0,74	0,73	0,81	0,88
8	UHENPAL	0,86	1,00	1,00	1,00	1,00	0,71	0,65	0,66
9	BANDEIRANTE	0,84	0,85	0,85	0,84	0,84	0,86	0,85	0,81
9	EPB	0,84	1,00	1,00	1,00	0,83	0,74	0,75	0,58
10	ESCELSA	0,83	0,88	0,88	0,83	0,85	0,85	0,83	0,72
11	IENERGIA	0,82	0,54	0,65	0,73	0,82	1,00	1,00	1,00
12	MOCOCA	0,81	0,55	0,64	0,62	0,89	0,98	1,00	1,00
13	EEB	0,79	0,80	0,81	0,83	0,84	0,77	0,70	0,77
14	COELCE	0,77	0,88	0,91	0,87	0,83	0,69	0,66	0,57
14	CEMAT	0,77	0,91	0,93	0,85	0,83	0,69	0,62	0,53
15	COCEL	0,76	0,73	0,77	0,84	0,78	0,71	0,82	0,68
15	COSERN	0,76	0,70	0,73	0,81	0,78	0,78	0,79	0,72
15	ELFSM	0,76	0,73	0,77	0,76	0,84	0,88	0,70	0,62
16	CERON	0,75	0,81	0,83	0,76	0,90	0,69	0,67	0,61
16	CSPE	0,75	0,65	0,72	0,68	0,79	0,74	0,84	0,82
16	DME	0,75	1,00	1,00	0,85	0,71	0,60	0,54	0,52
17	CEPISA	0,73	0,71	0,74	0,70	0,84	0,77	0,77	0,57
17	ETO	0,73	0,61	0,65	0,82	1,00	1,00	0,60	0,42
17	CELPA	0,73	0,78	0,81	0,78	0,77	0,73	0,64	0,59
17	CEEE	0,73	0,82	0,79	0,77	0,77	0,74	0,68	0,52
18	ELEKTRO	0,71	0,78	0,77	0,75	0,71	0,67	0,64	0,66
18	HIDROPAN	0,71	0,59	0,69	0,65	0,67	0,69	0,92	0,73
19	CEMAR	0,70	0,55	0,59	0,75	0,73	0,93	0,75	0,58
19	AME	0,70	0,62	0,64	0,73	0,76	0,76	0,74	0,63
20	AMPLA	0,69	0,95	0,84	0,82	0,67	0,62	0,50	0,45
20	BOA VISTA	0,69	1,00	1,00	0,81	0,59	0,46	0,50	0,44
21	EMG	0,67	0,71	0,71	0,66	0,70	0,67	0,70	0,58
22	COELBA	0,66	0,68	0,66	0,68	0,66	0,68	0,65	0,65
22	ELETROACRE	0,66	0,75	0,79	0,82	0,63	0,62	0,60	0,45
22	ESE	0,66	0,66	0,67	0,69	0,74	0,66	0,64	0,58
23	ENF	0,62	0,72	0,72	0,61	0,56	0,55	0,59	0,61
23	FORCEL	0,62	0,78	0,53	0,43	0,57	0,57	0,65	0,79
24	EMS	0,60	0,68	0,73	0,67	0,56	0,57	0,49	0,49
24	CEAL	0,60	0,61	0,62	0,63	0,63	0,62	0,60	0,47
25	COOPERALIANÇA	0,52	0,52	0,51	0,54	0,49	0,49	0,58	0,51
26	SULGIPE	0,45	0,44	0,49	0,44	0,41	0,42	0,45	0,48
27	CHESP	0,35	0,30	0,30	0,31	0,36	0,36	0,38	0,46

Fonte: Dados da pesquisa

A análise do comportamento dos *scores* de eficiência encontra-se demonstrada na Tabela 31.

Tabela 31 – Estatística descritiva dos *scores* de eficiência

Estatística	<i>score</i> Geral	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Média	0,82	0,83	0,85	0,84	0,83	0,81	0,80	0,76
Desvio padrão	0,16	0,18	0,17	0,17	0,17	0,18	0,19	0,21
Mínimo	0,35	0,30	0,30	0,31	0,36	0,36	0,38	0,42
Máximo	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1º Quartil	0,71	0,71	0,72	0,73	0,73	0,69	0,65	0,58
Mediana	0,81	0,88	0,91	0,84	0,84	0,79	0,79	0,72
3º Quartil	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte: Dados da pesquisa

A partir dos resultados, é possível verificar que 21,31% das distribuidoras foram eficientes com a presença de risco regulatório, sendo que 78,69% foram ineficientes. Comparando os dados com o cenário antes da presença de risco, ocorreu uma redução de 35,00% na quantidade de empresas que atingiram o patamar de eficiência sem considerar risco regulatório.

As empresas que deixaram a fronteira de eficiência quando submetidas à presença do risco regulatório foram: AES SUL, CELG, CELPE, COELBA, COPEL, ELETROCAR, EPB, RGE e UHENPAL. As empresas que conseguiram atingir a fronteira de eficiências foram LIGHT e CNEE.

O Gráfico da fronteira de eficiência das distribuidoras em um cenário com risco encontra-se demonstrado no Apêndice E.

#### 4.7.2 DSBM com a variável perdas estimadas no recebimento e risco regulatório

De forma semelhante ao ocorrido no cenário com a presença de risco, não foi excluída nenhuma distribuidora da base.

Os resultados do desempenho do *score* geral e o comportamento anual estão demonstrados nas Tabelas 32.

Tabela 32 – Desempenho com perdas estimadas no recebimento e risco regulatório

Rank	DMU	Score Geral	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1	AES SUL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	BANDEIRANTE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CAIUÁ	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CEB	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CELESC	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CEMIG-D	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CFLO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	CNEE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	COCEL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	COPEL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	DEMEI	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EBO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EDEVP	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EEB	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EFLJC	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	EFLUL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	ELEKTRO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	ELETROPAULO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	IENERGIA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	JAGUARI	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	LIGHT	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	MUXENERGIA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	PAULISTA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	PIRATININGA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	RGE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	ELETROCAR	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94
3	UHENPAL	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,81
4	SANTA CRUZ	0,96	1,00	1,00	1,00	0,88	0,89	0,95	1,00
5	CPEE	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,87	0,84
6	ESCELSA	0,94	0,99	0,99	0,94	0,96	0,93	0,94	0,84
7	CELPE	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,81	0,68
7	CELG	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,77	0,72
7	ELFSM	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,78	0,76
8	MOCOCA	0,92	0,66	0,89	0,89	1,00	1,00	1,00	1,00
9	EPB	0,85	1,00	1,00	1,00	0,85	0,78	0,73	0,57
10	BOA VISTA	0,80	1,00	1,00	1,00	0,77	0,69	0,59	0,52
11	HIDROPAN	0,79	0,71	0,76	0,75	0,80	0,79	0,89	0,82
12	ETO	0,78	0,72	0,79	0,84	1,00	1,00	0,64	0,49
13	DME	0,77	1,00	1,00	0,85	0,71	0,64	0,58	0,57
14	CEEE	0,76	0,84	0,87	0,82	0,80	0,75	0,62	0,62
15	ENF	0,75	0,96	0,87	0,77	0,72	0,68	0,63	0,58
16	ESE	0,74	0,79	0,75	0,76	0,82	0,70	0,67	0,72
16	COSERN	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,77	0,73	0,72
17	CEMAT	0,73	0,87	0,87	0,85	0,77	0,66	0,58	0,50
18	CSPE	0,72	0,69	0,68	0,67	0,70	0,76	0,79	0,79
19	EMG	0,69	0,81	0,76	0,68	0,69	0,64	0,65	0,61
20	CELPA	0,67	0,78	0,81	0,73	0,68	0,61	0,52	0,56
21	COELCE	0,65	0,74	0,73	0,76	0,72	0,59	0,55	0,50
21	CERON	0,65	0,79	0,75	0,64	0,72	0,57	0,55	0,51
22	FORCEL	0,63	0,85	0,66	0,49	0,53	0,57	0,60	0,70
23	CEPISA	0,60	0,67	0,66	0,58	0,66	0,60	0,60	0,46
23	CEMAR	0,60	0,52	0,56	0,62	0,62	0,78	0,62	0,48
24	AMPLA	0,59	0,78	0,72	0,69	0,60	0,54	0,42	0,41
24	COELBA	0,59	0,60	0,60	0,60	0,61	0,59	0,58	0,57
24	CHESP	0,59	0,66	0,63	0,71	0,59	0,54	0,53	0,49
25	AME	0,58	0,51	0,53	0,60	0,61	0,61	0,64	0,59
25	EMS	0,58	0,71	0,73	0,66	0,53	0,53	0,45	0,46
26	ELETROACRE	0,55	0,68	0,66	0,66	0,51	0,50	0,48	0,36
27	CEAL	0,50	0,52	0,52	0,53	0,52	0,51	0,48	0,41
28	COOPERALIANÇA	0,48	0,55	0,53	0,48	0,44	0,42	0,50	0,44
29	SULGIPE	0,43	0,47	0,48	0,41	0,40	0,39	0,44	0,45

Fonte: Dados da pesquisa

A análise do comportamento dos *scores* de eficiência encontra-se demonstrada na Tabela 33.

Tabela 33 – Estatística eficiência com perdas estimadas e risco regulatório

Estatística	Score Geral	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Média	0,84	0,88	0,88	0,86	0,85	0,83	0,81	0,78
Desvio padrão	0,18	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,23
Mínimo	0,43	0,47	0,48	0,41	0,40	0,39	0,42	0,36
Máximo	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1º Quartil	0,69	0,74	0,75	0,73	0,71	0,64	0,60	0,57
Mediana	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,89	0,82
3º Quartil	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte: Dados da pesquisa

Os resultados demonstraram que 40,98% das distribuidoras foram eficientes quando as variáveis *carry-over* constituem em *links* indesejáveis (*inputs*).

Com a presença das perdas, 59,02% das distribuidoras ficaram abaixo da fronteira eficiente.

Além das distribuidoras que estavam na fronteira eficiente na presença de risco, ocorreu um incremento dessa fronteira com as distribuidoras: AES SUL, BANDEIRANTE, CAIUÁ, CEB, CFLO, COCEL, COPEL, EDEVP, EEB, ELEKTRO, IENERGIA e RGE.

O Gráfico da fronteira de eficiência das distribuidoras contemplando as perdas estimadas no recebimento em um cenário de risco encontra-se demonstrado no Apêndice F.

#### 4.8 DECOMPOSIÇÃO DAS VARIÁVEIS

##### 4.8.1 Estatística descritiva para as variáveis do modelo – Risco Regulatório

Nos dados em painel, a variação que pode ocorrer para determinado indivíduo é conhecida como variação *Within* (Dentro), e a variação entre os indivíduos como variação *between* (Entre). Nas Tabelas 34 e 35, observa-se que a variável DMU é invariante ao longo do tempo, em razão disso o valor dentro é igual a zero. Por outro lado, a variável ano é invariável entre as DMU's, em virtude de o painel ser balanceado; o resultado é uma variação entre as distribuidoras é igual a zero.

Tabela 34 – Decomposição de variância - variáveis com a presença de risco regulatório

Variáveis	Variação	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	Obs
dmu	Geral	31	17,6275	1	61	N = 427
	Entre		17,7529	1	61	n =61
	Dentro			31	31	T = 7
ano	Geral	2006	2,0023	2003	2009	N = 427
	Entre		0	2006	2006	n =61
	Dentro		2,0023	2003	2009	T = 7
eficiência	Geral	0,8096	0,2082	0,3600	1	N = 427
	Entre		0,1963	0,4357	1	n =61
	Dentro		0,0731	0,5753	1,221	T = 7
varmerc	Geral	1,9196	3,2158	-0,0300	19,25	N = 427
	Entre		2,8969	0,0100	15,0614	n =61
	Dentro		1,4378	-13,1518	6,1081	T = 7
varcons	Geral	0,8383	1,3136	-0,0400	6,8325	N = 427
	Entre		1,1789	0	5,4371	n =61
	Dentro		0,5961	-4,6088	2,2311	T = 7
Rreg	Geral	0,9264	2,3024	-5,3	4,76	N = 427
	Entre		2,3044	-4,3228	4,5228	n =61
	Dentro		0,2567	-1,1978	2,0421	T = 7

Nota: dmu – distribuidoras; varmerc – variável mercado; varcons – variável consumidor; Rreg – risco regulatório  
 Fonte: Dados gerados a partir do Stata

Com relação à variável dependente, Eficiência, a variação das DMU's ao longo do tempo (Dentro) é inferior à variação entre as DMU's. Esse fato ocorre em virtude de se ter DMU's distintas com características semelhantes ao longo do tempo. Como resultado desse cenário, observa-se que a variação geral da eficiência foi de 25,72% (0,2082/0,8096), uma variação entre distribuidoras em relação à média de 24,25% (0,1963/0,8096), enquanto a variação dentro de cada distribuidora ao longo do tempo em relação à média foi de 9,0%, (0,0731/0,8096).

A variação geral de Mercado das distribuidoras foi de 167,52% (3,2158/1,9196), uma variação entre distribuidora em relação à média de 150,91% (2,8969/1,9196), enquanto a variação dentro de cada distribuidora ao longo do tempo em relação a média foi de 74,90% (1,4378/1,9196).

A variação geral do número de consumidores das distribuidoras foi de 156,70% (1,3136/0,8383), uma variação entre distribuidoras em relação à média de 140,63% (1,1789/0,8383), enquanto a variação ao longo do tempo em relação à média foi de 71,10% (0,5961/0,8383).

A variação geral do risco a que as distribuidoras estão expostas foi de 248,53% (2,3024/0,9264), sendo uma variação entre as distribuidoras em relação à média de 248,75% (2,3044/0,9264), enquanto a variação ao longo do tempo em relação à média foi de 27,70% (0,2567/0,9264).

O valor com mínimo negativo para o risco revela a existência de distribuidoras com variação menor do que a média do setor.

#### 4.8.2 Estatística descritiva para as variáveis do modelo – Perdas estimada no recebimento

As análises da decomposição das variáveis perdas estimadas no recebimento e risco regulatório encontram-se demonstradas na Tabela 35.

Tabela 35 – Decomposição das variâncias com perdas estimadas no recebimento

Variáveis	Variação	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	Obs
dmu	Geral	31	17,6275	1	61	N = 427
	Entre		17,7529	1	61	n =61
	Dentro			31	31	T = 7
ano	Geral	2006	2,0023	2003	2009	N = 427
	Entre		0	2006	2006	n =61
	Dentro		2,0023	2003	2009	T = 7
eficiência	Geral	0,8166	0,1826	0,3000	1	N = 427
	Entre		0,1596	0,3529	1	n =61
	Dentro		0,09077	0,5081	1,1309	T = 7
varmerc	Geral	1,9196	3,2158	-0,0300	19,2500	N = 427
	Entre		2,8969	0,0100	15,0614	n =61
	Dentro		1,4378	-13,1519	6,1082	T = 7
varcons	Geral	0,8383	1,3136	-0,0400	6,8325	N = 427
	Entre		1,1789	0	5,4371	n =61
	Dentro		0,5961	-4,6088	2,2311	T = 7
Cpde	Geral	8,5070	2,5253	1,6300	13,1600	N = 427
	Entre		2,5332	2,2343	12,9614	n =61
	Dentro		0,2243	6,6256	9,1142	T = 7

Nota: dmu – distribuidoras; varmerc – variável mercado; varcons – variável consumidor; Rreg – risco regulatório  
Fonte: Dados gerados a partir do Stata

Com relação à variável dependente eficiência, a variação das DMU's ao longo do tempo (dentro) é inferior a variação entre as DMU's. Esse fato ocorre em virtude de se ter DMU's distintas com características semelhantes ao longo do tempo.

Como resultado desse cenário, observa-se que a variação geral da eficiência foi de 22,36% (0,1826/0,8166), uma variação entre distribuidora em relação à média de 19,54% (0,0,1596/0,8166), enquanto a variação dentro de cada distribuidora ao longo do tempo em relação à média foi de 11,10% (0,09077/0,8166).

A variação geral de Mercado das distribuidoras foi de 167,52% (3,2158/1,9196), uma variação entre distribuidora em relação à média de 150,91% (2,8969/1,9196), enquanto a variação dentro de cada distribuidora ao longo do tempo em relação a média foi de 74,90% (1,4378/1,9196).

A variação geral do número de consumidores das distribuidoras foi de 156,70% (1,3136/0,8383), uma variação entre distribuidoras em relação à média de 140,63% (1,1789/0,8383), enquanto a variação ao longo do tempo em relação à média foi de 71,10% (0,5961/0,8383).

A variação geral para o complemento das perdas estimadas no recebimento foi de 29,68% (2,5253/8,5070), sendo uma variação entre as distribuidoras em relação à média de 29,78% (2,5332/8,5070), enquanto a variação ao longo do tempo em relação à média foi de 2,60% (0,2243/8,5070).

## 4.9 CÁLCULO DAS REGRESSÕES

### 4.9.1 Estimação das equações das regressões para o teste das hipóteses

Após essas considerações acerca das variáveis, o passo seguinte foi a estimação da equação da regressão com os dados em painel. Para isso, foi utilizado o efeito fixo, conforme exposto na metodologia comparado com o modelo GEE.

Conforme estabelecido na metodologia, o modelo GEE será encontrado com a estrutura da matriz de correlação: *Link: Logit; Family: Binomial* e Correlação: independente para os dois cenários.

A Tabela 36 apresenta os resultados dos estimadores para a regressão na presença de risco regulatório.

Tabela 36 – Teste de hipóteses – Risco Regulatório

Variáveis	Modelo em Painel com Efeitos Fixo			Modelo GLM em Painel (GEE)		
	Coef	t	Sig	Coef	z	Sig
Rreg	-0,1536 (0,2407)	-6,38	0,0000	-0,0287 (0,0096)	-2,97	0,0030
varmerc	0,0079 (0,0083)	0,97	0,3380	0,1412 (0,1973)	7,15	0,0000
varcons	-0,0374 (0,0238)	-1,57	0,1210	-0,2178 (0,0383)	-5,69	0,0000

Fonte: Dados da pesquisa

Como o pressuposto da normalidade não foi observado para o modelo em painel com efeitos fixos, optou-se pelo modelo GEE em painel, que não exige a observação desse pressuposto.

Para fins comparativos, foram apresentados os resultados das duas regressões, objetivando uma análise da significância de cada modelo.

Para dois modelos, a presença do risco regulatório foi significativa, sendo possível avaliar o impacto dessa variável no processo de revisão tarifária. Ressalta-se que para os dois modelos os sinais dos coeficientes são iguais.

No modelo em painel com efeito fixo, observa-se que as variáveis de mercado e consumidores são insignificantes quando expostas ao risco regulatório.

No Modelo GEE, todos os estimadores foram significativos a um nível de 5%, revelando que todas as variáveis influenciam a eficiência das distribuidoras. O risco regulatório influencia a eficiência a partir de decisões tomadas pela agência regulatória que podem afetar o fluxo de investimento das distribuidoras.

Nos dois modelos os sinais das variáveis Mercado (varmerc) e variável Consumidor (varcons) já eram esperados. O resultado revela que, à medida que ocorre um crescimento do Mercado concomitantemente com um crescimento de consumidores ocorre um menor ganho de produtividade, influenciando a eficiência de forma significativa.

A partir das conclusões obtidas com a regressão gerada com o modelo GEE, conclui-se pela não rejeição da hipótese  $H_1$ , ou seja, o reconhecimento de um risco regulatório provoca redução significativa no cálculo do ganho de produtividade e, conseqüentemente, no Fator X.

A Tabela 37 apresenta os resultados dos estimadores para a regressão na presença de risco regulatório e de perda estimada no recebimento.

Tabela 37 – Teste de hipóteses – perdas estimadas no recebimento na presença de Risco Regulatório

Variáveis	Modelo em Painel com Efeitos Fixo			Modelo GLM em Painel (GEE)		
	Coef	t	Sig	Coef	z	Sig
Eficiência						
Cpde	-0,0854 (0,0427)	-2,00	0,0500	-0,0129 (0,0082)	-1,56	0,1180
varmerc	0,0068 (0,0097)	0,69	0,4950	0,0905 (0,0181)	5,01	0,0000
varcons	-0,2426 (0,0286)	-0,85	0,4000	-0,1373 (0,0315)	-4,36	0,0000

Fonte: Dados da pesquisa

De forma semelhante ao cenário com presença de risco, optou-se pelo Modelo GEE para estimar a regressão com a presença das perdas estimadas em um cenário de risco.

Os sinais das variáveis foram iguais nos dois modelos para todas as variáveis, conforme esperado.

As perdas estimadas estão relacionadas diretamente com a possibilidade de perdas com o mercado faturado, independentemente do crescimento do número de consumidores. Observa-se que no Modelo em Painel com efeito fixo os sinais das variáveis de Mercado e consumidores são iguais.

O complemento das perdas estimadas na presença de risco não foi significativo para a regressão gerada a partir dos dois modelos, demonstrando, dessa forma, que sua presença não terá efeito significativo no ganho de produtividade.

No modelo GEE a relação entre a eficiência e o mercado é positiva, demonstrando que quanto maior o mercado maior a eficiência. Essa variável deve ser analisada em conjunto com a variável consumidores. Se o crescimento do mercado for inferior ao crescimento de consumidores pode ocorrer uma perda de ganho de produtividade. O ideal é que o crescimento do mercado seja significativamente superior ao crescimento dos consumidores, provocando, dessa forma um ganho de produtividade.

A partir das conclusões obtidas com a regressão gerada com o modelo GEE, conclui-se pela rejeição da hipótese H<sub>2</sub>, ou seja, o crescimento do nível de perdas em um cenário com a presença de risco não é significativo no cálculo do ganho da produtividade.

#### 4.9.2 Recálculo do ganho de produtividade e do Fator X

A partir dos resultados das regressões, foi possível efetuar o cálculo do ganho de produtividade na presença de risco regulatório (hipótese H<sub>1</sub>), a nova métrica encontra-se na expressão algébrica (68). O resultado foi confrontado com o ganho de produtividade calculada pela ANEEL para o 3CRTP.

$$Pd = -0,0287 \log Rreg_{it} + 0,1412(\text{vamerMWh}_i - \text{var MedMWh}) - 0,2178(\text{var UC}_i - \text{var MedUc}) \quad (68)$$

A diferença entre a regressão encontrada para mensuração do ganho de produtividade e a regressão utilizada pela ANEEL no 3CRTP é o adicional de risco regulatório ( $Rreg_{it}$ ) resultado da diferença de regulação entre os regimes do *price-cap* e o custo do serviço.

A importância do adicional risco regulatório reside na possibilidade de se capturar os possíveis custos imprevisíveis não capturados nas variáveis independentes. Como a empresa não consegue, durante o ciclo regulatório, passar as mudanças de custos aos clientes, significa que a distribuidora se encontra em um cenário de risco que pode afetar os ganhos de produtividades (ALEXANDRE, MAYER, WEEDS, 1996).

A Tabela 38 demonstra os valores determinados pela ANEEL e os novos valores do ganho de produtividade e do Fator X obtidos como resultado da pesquisa para o 3CRTP.

Para atender os objetivos “b” e “c”, foram calculados, tomando como base a nova metodologia, o ganho de produtividade e o Fator X estabelecido na expressão algébrica (1). O resultado encontra-se na Tabela 38.

Tabela 38 – Recálculo do ganho de produtividade e Fator X

DMU	Empresa	Ano	Revisão Original				Produtividade Com Risco Regulatório			
			Ganho de produtividade	Trajatória dos custos	Qualidade	Fator X	Ganho de produtividade	Trajatória dos custos	Qualidade	Fator X
DMU01	AES SUL	2013	1.12%	0.00%	0.00%	<b>1.12%</b>	0.07%	0.00%	0.00%	<b>0.07%</b>
DMU02	AME	2013	2.02%	2.00%	0.00%	<b>4.02%</b>	0.23%	2.00%	0.00%	<b>2.23%</b>
DMU03	AMPLA	2014	1.66%	0.65%	0.00%	<b>2.31%</b>	0.42%	0.65%	0.00%	<b>1.07%</b>
DMU04	BANDEIRANTE	2012	1.08%	0.00%	0.00%	<b>1.08%</b>	0.07%	0.00%	0.00%	<b>0.07%</b>
DMU05	BOA VISTA	2013	1.39%	0.00%	0.00%	<b>1.39%</b>	0.00%	0.00%	0.00%	<b>0.00%</b>
DMU06	CAIUÁ	2012	1.47%	0.00%	0.00%	<b>1.47%</b>	0.29%	0.00%	0.00%	<b>0.29%</b>
DMU07	CEAL	2013	1.76%	0.53%	0.00%	<b>2.29%</b>	0.19%	0.53%	0.00%	<b>0.72%</b>
DMU08	CEB	2012	1.59%	0.00%	0.00%	<b>1.59%</b>	0.16%	0.00%	0.00%	<b>0.16%</b>
DMU09	CEEE-D	2012	1.19%	0.00%	0.00%	<b>1.19%</b>	0.11%	0.00%	0.00%	<b>0.11%</b>
DMU10	CELESC	2012	1.33%	0.00%	0.00%	<b>1.33%</b>	0.07%	0.00%	0.00%	<b>0.07%</b>
DMU11	CELG	2013	1.29%	0.00%	0.00%	<b>1.29%</b>	-0.06%	0.00%	0.00%	<b>-0.06%</b>
DMU12	CELPA	2012	0.46%	2.00%	0.00%	<b>2.46%</b>	-0.53%	2.00%	0.00%	<b>1.47%</b>
DMU13	CELPE	2013	1.27%	0.51%	0.00%	<b>1.78%</b>	-0.02%	0.51%	0.00%	<b>0.49%</b>
DMU14	CELTINS	2012	1.26%	0.02%	0.00%	<b>1.28%</b>	-0.23%	0.02%	0.00%	<b>-0.21%</b>
DMU15	CEMAR	2013	1.31%	1.45%	0.00%	<b>2.76%</b>	-0.40%	1.45%	0.00%	<b>1.05%</b>
DMU16	CEMAT	2013	1.26%	0.00%	0.00%	<b>1.26%</b>	-0.23%	0.00%	0.00%	<b>-0.23%</b>
DMU17	CEMIG	2013	1.15%	0.68%	0.00%	<b>1.83%</b>	-0.05%	0.68%	0.00%	<b>0.63%</b>
DMU18	CEPISA	2013	2.15%	2.00%	0.00%	<b>4.15%</b>	0.21%	2.00%	0.00%	<b>2.21%</b>
DMU19	CERON	2013	2.02%	0.00%	0.00%	<b>2.02%</b>	0.17%	0.00%	0.00%	<b>0.17%</b>
DMU20	CFLO	2012	1.24%	0.21%	0.00%	<b>1.45%</b>	0.20%	0.21%	0.00%	<b>0.41%</b>
DMU21	CHESP	2012	1.55%	0.00%	0.00%	<b>1.55%</b>	0.44%	0.00%	0.00%	<b>0.44%</b>
DMU22	CPFL Jaguari	2012	0.33%	0.00%	0.00%	<b>0.33%</b>	-0.36%	0.00%	0.00%	<b>-0.36%</b>
DMU23	CLFM	2012	0.88%	2.00%	0.00%	<b>2.88%</b>	0.02%	2.00%	0.00%	<b>2.02%</b>
DMU24	SANTA CRUZ	2012	1.28%	1.85%	0.00%	<b>3.13%</b>	0.20%	1.85%	0.00%	<b>2.05%</b>
DMU25	CNEE	2012	1.38%	2.00%	0.00%	<b>3.38%</b>	0.23%	2.00%	0.00%	<b>2.23%</b>
DMU26	COCEL	2012	1.64%	0.78%	0.00%	<b>2.42%</b>	0.22%	0.78%	0.00%	<b>1.00%</b>
DMU27	COELBA	2013	0.84%	2.00%	0.00%	<b>2.84%</b>	-0.47%	2.00%	0.00%	<b>1.53%</b>
DMU28	COELCE	2012	1.53%	2.00%	0.00%	<b>3.53%</b>	0.02%	2.00%	0.00%	<b>2.02%</b>
DMU29	COOPERALIANÇA	2013	1.45%	0.00%	0.00%	<b>1.45%</b>	0.24%	0.00%	0.00%	<b>0.24%</b>
DMU30	COPEL	2012	1.36%	0.00%	0.00%	<b>1.36%</b>	0.04%	0.00%	0.00%	<b>0.04%</b>
DMU31	COSERN	2013	0.89%	1.25%	0.00%	<b>2.14%</b>	-0.48%	1.25%	0.00%	<b>0.77%</b>
DMU32	LESTE PAULISTA	2012	0.81%	2.00%	0.00%	<b>2.81%</b>	0.01%	2.00%	0.00%	<b>2.01%</b>
DMU33	PIRATININGA	2012	1.40%	0.00%	0.00%	<b>1.40%</b>	0.07%	0.00%	0.00%	<b>0.07%</b>
DMU34	PAULISTA DE FORÇA E LUZ	2013	1.25%	0.00%	0.00%	<b>1.25%</b>	0.03%	0.00%	0.00%	<b>0.03%</b>
DMU35	SUL PAULISTA	2012	0.75%	2.00%	0.00%	<b>2.75%</b>	-0.11%	2.00%	0.00%	<b>1.89%</b>
DMU36	DEMEI	2013	1.31%	2.00%	0.00%	<b>3.31%</b>	0.28%	2.00%	0.00%	<b>2.28%</b>
DMU37	DME	2012	1.02%	0.00%	0.00%	<b>1.02%</b>	0.02%	0.00%	0.00%	<b>0.02%</b>
DMU38	EBO	2013	0.18%	0.00%	0.00%	<b>0.18%</b>	0.45%	0.00%	0.00%	<b>0.45%</b>
DMU39	EDEVP	2012	1.37%	1.20%	0.00%	<b>2.57%</b>	0.25%	1.20%	0.00%	<b>1.45%</b>
DMU40	EEB	2012	1.11%	0.00%	0.00%	<b>1.11%</b>	-0.03%	0.00%	0.00%	<b>-0.03%</b>
DMU41	EFLJC	2012	1.28%	0.00%	0.00%	<b>1.28%</b>	0.19%	0.00%	0.00%	<b>0.19%</b>
DMU42	EFLUL	2012	1.07%	0.00%	0.00%	<b>1.07%</b>	-0.23%	0.00%	0.00%	<b>-0.23%</b>
DMU43	ELEKTRO	2012	1.33%	2.00%	0.00%	<b>3.33%</b>	0.08%	2.00%	0.00%	<b>2.08%</b>
DMU44	ELETROACRE	2013	1.42%	0.00%	0.00%	<b>1.42%</b>	-0.08%	0.00%	0.00%	<b>-0.08%</b>
DMU45	ELETROCAR	2013	0.96%	2.00%	0.00%	<b>2.96%</b>	0.12%	2.00%	0.00%	<b>2.12%</b>
DMU46	ELETROPAULO	2012	1.03%	0.00%	0.00%	<b>1.03%</b>	-0.08%	0.00%	0.00%	<b>-0.08%</b>
DMU47	SANTA MARIA	2012	0.83%	0.42%	0.00%	<b>1.25%</b>	-0.27%	0.42%	0.00%	<b>0.15%</b>
DMU48	EMG	2012	0.93%	1.70%	0.00%	<b>2.63%</b>	-0.20%	1.70%	0.00%	<b>1.50%</b>
DMU49	ENERSUL	2013	1.45%	0.32%	0.00%	<b>1.77%</b>	0.00%	0.32%	0.00%	<b>0.32%</b>
DMU50	NOVA FRIBURGO	2012	0.97%	0.00%	0.00%	<b>0.97%</b>	0.11%	0.00%	0.00%	<b>0.11%</b>
DMU51	EPB	2013	1.80%	2.00%	0.00%	<b>3.80%</b>	0.22%	2.00%	0.00%	<b>2.22%</b>
DMU52	ESCELSA	2013	0.99%	1.68%	0.00%	<b>2.67%</b>	-0.21%	1.68%	0.00%	<b>1.47%</b>
DMU53	ESE	2013	1.61%	0.80%	0.00%	<b>2.41%</b>	0.08%	0.80%	0.00%	<b>0.88%</b>
DMU54	FORCEL	2012	1.70%	0.00%	0.00%	<b>1.70%</b>	0.55%	0.00%	0.00%	<b>0.55%</b>
DMU55	HIDROPAN	2013	1.40%	1.36%	0.00%	<b>2.76%</b>	0.22%	1.36%	0.00%	<b>1.58%</b>
DMU56	IENERGIA	2012	1.48%	0.00%	0.00%	<b>1.48%</b>	0.38%	0.00%	0.00%	<b>0.38%</b>
DMU57	LIGHT	2013	1.22%	0.00%	0.00%	<b>1.22%</b>	0.25%	0.00%	0.00%	<b>0.25%</b>
DMU58	MUXENERGIA	2013	1.07%	1.01%	0.00%	<b>2.08%</b>	-0.05%	1.01%	0.00%	<b>0.96%</b>
DMU59	RGE	2013	1.27%	0.00%	0.00%	<b>1.27%</b>	0.06%	0.00%	0.00%	<b>0.06%</b>
DMU60	SULGIPE	2012	1.57%	0.63%	0.00%	<b>2.20%</b>	0.20%	0.63%	0.00%	<b>0.83%</b>
DMU61	UHENPAL	2013	0.78%	0.00%	0.00%	<b>0.78%</b>	0.16%	0.00%	0.00%	<b>0.16%</b>

Fonte: Dados da pesquisa

O resultado revelou que o ganho de produtividades do setor teve uma redução média de 1,2 pontos percentuais (de 1,96% para 0,76%), quando comparado com os dados utilizados pela ANEEL no 3CRTP. A soma da diferença por distribuidora no período foi de 46,29%. Nesse cenário, oito distribuidoras (CPFL, JAGUARARI, EEB, ELETROPAULO, EFLUL, CELTINS, ELETROACRE, CELG, e CEMAT) apresentaram Fator X negativo

O resultado revelou que 19 (31,15%) distribuidoras apresentaram ganhos de produtividade negativos quando submetidas a um cenário de risco. As distribuidoras por região estão apresentadas na Tabela 39.

Tabela 39 – Distribuidoras por região com produtividade negativa

Distribuidoras	%	Região
CEMIG, CPFL JAGUARARI, SUL PAULISTA, EEB, ELETROPAULO, SANTA MARIA, EMG, ESCELSA	49,91%	SUDESTE
EFLUL, MUXENERGIA	11,76%	SUL
CELPE, CEMAR, COELBA, COSERN	36,36%	NORDESTE
CELPA, CELTINS, ELETROACRE	50,00%	NORTE
CELG, CEMAT	40,00%	CENTRO OESTE

Fonte: Elaborado pelo autor

A região Norte foi a região mais afetada, do total de 6 distribuidoras, 50% apresentaram redução no ganho de produtividade. A região Sudeste, em virtude da sua representatividade para o setor, teve um impacto relevante, do total de 22 distribuidoras, 08 empresas apresentaram redução no ganho de produtividade. Como o ganho de produtividade impacta diretamente no cálculo do Fator X, esse achado é importante em virtude do impacto que causa na sociedade.

A proposta da revisão tarifária é a busca por uma modicidade tarifária que possa remunerar de forma justa a prestação de um serviço de qualidade.

Como as variáveis da Trajetória dos custos e a Qualidade foram mantidas, a redução do ganho de produtividade provocou a mesma redução no Fator X, logo, em virtude disso, teria ocorrido uma distribuição de ganho de produtividade aos consumidores durante o processo do 3CRTP acima da capacidade dos efetivos ganhos com a redução dos custos.

Do total de 19 empresas que apresentaram produtividade negativa, 8 distribuidoras, apresentaram um nível de redução no ganho de produtividade que provocou um Fator X negativo; quando isso ocorre, a distribuidora necessita de uma reposição tarifária, sem um compartilhamento de ganho com os consumidores. Essas distribuidoras são demonstradas na Tabela 40.

Tabela 40 – Distribuidoras por região com redução por atividade

Distribuidoras	Região
CPFL JAGUARARI, EEB, ELETROPAULO	SUDESTE
EFLUL	SUL
CELTINS, ELETROACRE	NORTE
CELG, CEMAT	CENTRO OESTE

Fonte: Elaborado pelo autor

Como o ganho de produtividade apresentou um valor negativo para 19 distribuidoras, foi necessário avaliar esse efeito à luz de outras pesquisas.

Bosworth e Triplett (2003) avaliaram os segmentos de serviços nos EUA. Os segmentos avaliados foram educação, recreação, hotéis, seguro, trânsito e construção, a pesquisa abrangeu o período de 1995 a 2000. Os segmentos de educação, recreação, hotéis, seguro, trânsito e construção apresentaram ganho de produtividade negativa. Para os autores, é necessário que se busque o viés de um crescimento negativo de produtividade. Entendem, ainda que a explicação para produtividade, muitas vezes por longos períodos de tempo, esteja na medição incorreta da mesma.

Gullickson e Haper (2002), em estudo realizado nos segmentos de construção civil, mineração, manufatura, transportes, comércio, financeiro, seguro e serviços, identificaram que, exceto os segmentos de transportes, manufatura e comércio, as indústrias americanas apresentaram ganhos de produtividade negativa para o período de 1977 a 1992. Os autores propõem que os ganhos de produtividades negativas sejam aumentados para zero. A justificativa é que uma tendência de produtividade zero representaria um critério mais factível para um “limite inferior plausível” para o ganho de produtividade do que uma tendência negativa.

Corrado e Slifman (1996) examinaram as tendências de produtividade do setor de serviços das empresas americanas. O resultado revelou ganho de produtividade negativa para a maioria das indústrias. Os autores sugeriram que possivelmente um erro do preço de saída seria a “explicação estatística provável para a produtividade improvável”. A sugestão deles foi aumentar a tendência das produtividades negativas para zero.

Para Gullickson e Haper (1999), a diminuição de produtividade, em teoria, poderia ser causada pelos seguintes fatores: a) redução de tecnologia aplicada no processo de produção; b) diminuição de retorno de escala em um setor em crescimento; c) a subutilização do capital em

um setor em período de declínio; e d) redução da eficiência devido a possíveis mudanças institucionais.

Bosworth e Triplett (2003) criticam as propostas de Corrado, Slifman (1996) e Gullickson e Haper (2002), em atribuir zero para os ganhos de produtividade que apresentaram valores negativos. Para eles, seria necessária uma análise de cada setor para determinar, a partir da particularidade de cada um, o sinal da produtividade.

Com relação ao sinal do ganho de produtividade encontrado para o setor elétrico, resolveu-se atribuir zero às empresas que apresentaram sinal negativo. A justificativa do procedimento ocorre pela possibilidade de as distribuidoras solicitarem uma revisão tarifária extraordinária, desde que comprovada a necessidade, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro.

A Tabela 41 demonstra os novos valores do ganho de produtividade e do Fator X ajustados.

Tabela 41 – Ajuste no ganho de produtividade e recálculo do Fator X

DMU	Empresa	Ano	Revisão Original - 3CRT				Produtividade Com Risco Regulatório			
			Ganho de produtividade	Trajatória dos custos	Qualidade	Fator X	Ganho de produtividade	Trajatória dos custos	Qualidade	Fator X
DMU01	AES SUL	2013	1.12%	0.00%	0.00%	<b>1.12%</b>	0.07%	0.00%	0.00%	<b>0.07%</b>
DMU02	AME	2013	2.02%	2.00%	0.00%	<b>4.02%</b>	0.23%	2.00%	0.00%	<b>2.23%</b>
DMU03	AMPLA	2014	1.66%	0.65%	0.00%	<b>2.31%</b>	0.42%	0.65%	0.00%	<b>1.07%</b>
DMU04	BANDEIRANTE	2012	1.08%	0.00%	0.00%	<b>1.08%</b>	0.07%	0.00%	0.00%	<b>0.07%</b>
DMU05	BOA VISTA	2013	1.39%	0.00%	0.00%	<b>1.39%</b>	0.00%	0.00%	0.00%	<b>0.00%</b>
DMU06	CAIUÁ DISTRIB	2012	1.47%	0.00%	0.00%	<b>1.47%</b>	0.29%	0.00%	0.00%	<b>0.29%</b>
DMU07	CEAL	2013	1.76%	0.53%	0.00%	<b>2.29%</b>	0.19%	0.53%	0.00%	<b>0.72%</b>
DMU08	CEB	2012	1.59%	0.00%	0.00%	<b>1.59%</b>	0.16%	0.00%	0.00%	<b>0.16%</b>
DMU09	CEEE-D	2012	1.19%	0.00%	0.00%	<b>1.19%</b>	0.11%	0.00%	0.00%	<b>0.11%</b>
DMU10	CELESC	2012	1.33%	0.00%	0.00%	<b>1.33%</b>	0.07%	0.00%	0.00%	<b>0.07%</b>
DMU11	CELG	2013	1.29%	0.00%	0.00%	<b>1.29%</b>	0.00%	0.00%	0.00%	<b>0.00%</b>
DMU12	CELPA	2012	0.46%	2.00%	0.00%	<b>2.46%</b>	0.00%	2.00%	0.00%	<b>2.00%</b>
DMU13	CELPE	2013	1.27%	0.51%	0.00%	<b>1.78%</b>	0.00%	0.51%	0.00%	<b>0.51%</b>
DMU14	CELTINS	2012	1.26%	0.02%	0.00%	<b>1.28%</b>	0.00%	0.02%	0.00%	<b>0.02%</b>
DMU15	CEMAR	2013	1.31%	1.45%	0.00%	<b>2.76%</b>	0.00%	1.45%	0.00%	<b>1.45%</b>
DMU16	CEMAT	2013	1.26%	0.00%	0.00%	<b>1.26%</b>	0.00%	0.00%	0.00%	<b>0.00%</b>
DMU17	CEMIG	2013	1.15%	0.68%	0.00%	<b>1.83%</b>	0.00%	0.68%	0.00%	<b>0.68%</b>
DMU18	CEPISA	2013	2.15%	2.00%	0.00%	<b>4.15%</b>	0.21%	2.00%	0.00%	<b>2.21%</b>
DMU19	CERON	2013	2.02%	0.00%	0.00%	<b>2.02%</b>	0.17%	0.00%	0.00%	<b>0.17%</b>
DMU20	CFLO	2012	1.24%	0.21%	0.00%	<b>1.45%</b>	0.20%	0.21%	0.00%	<b>0.41%</b>
DMU21	CHESP	2012	1.55%	0.00%	0.00%	<b>1.55%</b>	0.44%	0.00%	0.00%	<b>0.44%</b>
DMU22	CPFL Jaguari	2012	0.33%	0.00%	0.00%	<b>0.33%</b>	0.00%	0.00%	0.00%	<b>0.00%</b>
DMU23	CLFM	2012	0.88%	2.00%	0.00%	<b>2.88%</b>	0.02%	2.00%	0.00%	<b>2.02%</b>
DMU24	SANTA CRUZ	2012	1.28%	1.85%	0.00%	<b>3.13%</b>	0.20%	1.85%	0.00%	<b>2.05%</b>
DMU25	CNEE	2012	1.38%	2.00%	0.00%	<b>3.38%</b>	0.23%	2.00%	0.00%	<b>2.23%</b>
DMU26	COCEL	2012	1.64%	0.78%	0.00%	<b>2.42%</b>	0.22%	0.78%	0.00%	<b>1.00%</b>
DMU27	COELBA	2013	0.84%	2.00%	0.00%	<b>2.84%</b>	0.00%	2.00%	0.00%	<b>2.00%</b>
DMU28	COELCE	2012	1.53%	2.00%	0.00%	<b>3.53%</b>	0.02%	2.00%	0.00%	<b>2.02%</b>
DMU29	COOPERALIAN	2013	1.45%	0.00%	0.00%	<b>1.45%</b>	0.24%	0.00%	0.00%	<b>0.24%</b>
DMU30	COPEL	2012	1.36%	0.00%	0.00%	<b>1.36%</b>	0.04%	0.00%	0.00%	<b>0.04%</b>
DMU31	COSERN	2013	0.89%	1.25%	0.00%	<b>2.14%</b>	0.00%	1.25%	0.00%	<b>1.25%</b>
DMU32	LESTE PAULISTA	2012	0.81%	2.00%	0.00%	<b>2.81%</b>	0.01%	2.00%	0.00%	<b>2.01%</b>
DMU33	PIRATININGA	2012	1.40%	0.00%	0.00%	<b>1.40%</b>	0.07%	0.00%	0.00%	<b>0.07%</b>
DMU34	PAULISTA DE F	2013	1.25%	0.00%	0.00%	<b>1.25%</b>	0.03%	0.00%	0.00%	<b>0.03%</b>
DMU35	SUL PAULISTA	2012	0.75%	2.00%	0.00%	<b>2.75%</b>	0.00%	2.00%	0.00%	<b>2.00%</b>
DMU36	DEMEI	2013	1.31%	2.00%	0.00%	<b>3.31%</b>	0.28%	2.00%	0.00%	<b>2.28%</b>
DMU37	DME	2012	1.02%	0.00%	0.00%	<b>1.02%</b>	0.02%	0.00%	0.00%	<b>0.02%</b>
DMU38	EBO	2013	0.18%	0.00%	0.00%	<b>0.18%</b>	0.45%	0.00%	0.00%	<b>0.45%</b>
DMU39	EDEV	2012	1.37%	1.20%	0.00%	<b>2.57%</b>	0.25%	1.20%	0.00%	<b>1.45%</b>
DMU40	EEB	2012	1.11%	0.00%	0.00%	<b>1.11%</b>	0.00%	0.00%	0.00%	<b>0.00%</b>
DMU41	EFLJC	2012	1.28%	0.00%	0.00%	<b>1.28%</b>	0.19%	0.00%	0.00%	<b>0.19%</b>
DMU42	EFLUL	2012	1.07%	0.00%	0.00%	<b>1.07%</b>	0.00%	0.00%	0.00%	<b>0.00%</b>
DMU43	ELEKTRO	2012	1.33%	2.00%	0.00%	<b>3.33%</b>	0.08%	2.00%	0.00%	<b>2.08%</b>
DMU44	ELETROACRE	2013	1.42%	0.00%	0.00%	<b>1.42%</b>	0.00%	0.00%	0.00%	<b>0.00%</b>
DMU45	ELETROCAR	2013	0.96%	2.00%	0.00%	<b>2.96%</b>	0.12%	2.00%	0.00%	<b>2.12%</b>
DMU46	ELETROPAULO	2012	1.03%	0.00%	0.00%	<b>1.03%</b>	0.00%	0.00%	0.00%	<b>0.00%</b>
DMU47	SANTA MARIA	2012	0.83%	0.42%	0.00%	<b>1.25%</b>	0.00%	0.42%	0.00%	<b>0.42%</b>
DMU48	EMG	2012	0.93%	1.70%	0.00%	<b>2.63%</b>	0.00%	1.70%	0.00%	<b>1.70%</b>
DMU49	ENERSUL	2013	1.45%	0.32%	0.00%	<b>1.77%</b>	0.00%	0.32%	0.00%	<b>0.32%</b>
DMU50	NOVA FRIBUR	2012	0.97%	0.00%	0.00%	<b>0.97%</b>	0.11%	0.00%	0.00%	<b>0.11%</b>
DMU51	EPB	2013	1.80%	2.00%	0.00%	<b>3.80%</b>	0.22%	2.00%	0.00%	<b>2.22%</b>
DMU52	ESCELSA	2013	0.99%	1.68%	0.00%	<b>2.67%</b>	0.00%	1.68%	0.00%	<b>1.68%</b>
DMU53	ESE	2013	1.61%	0.80%	0.00%	<b>2.41%</b>	0.08%	0.80%	0.00%	<b>0.88%</b>
DMU54	FORCEL	2012	1.70%	0.00%	0.00%	<b>1.70%</b>	0.55%	0.00%	0.00%	<b>0.55%</b>
DMU55	HIDROPAN	2013	1.40%	1.36%	0.00%	<b>2.76%</b>	0.22%	1.36%	0.00%	<b>1.58%</b>
DMU56	IENERGIA	2012	1.48%	0.00%	0.00%	<b>1.48%</b>	0.38%	0.00%	0.00%	<b>0.38%</b>
DMU57	LIGHT	2013	1.22%	0.00%	0.00%	<b>1.22%</b>	0.25%	0.00%	0.00%	<b>0.25%</b>
DMU58	MUXENERGIA	2013	1.07%	1.01%	0.00%	<b>2.08%</b>	0.00%	1.01%	0.00%	<b>1.01%</b>
DMU59	RGE	2013	1.27%	0.00%	0.00%	<b>1.27%</b>	0.06%	0.00%	0.00%	<b>0.06%</b>
DMU60	SULGIPE	2012	1.57%	0.63%	0.00%	<b>2.20%</b>	0.20%	0.63%	0.00%	<b>0.83%</b>
DMU61	UHENPAL	2013	0.78%	0.00%	0.00%	<b>0.78%</b>	0.16%	0.00%	0.00%	<b>0.16%</b>

Fonte: Dados da pesquisa

Com o ajuste promovido no ganho de produtividade nas 19 distribuidoras, a redução do ganho de produtividade do setor, em média, passou de 1,20 pontos percentuais (de 1,96% para 0,76%) para 1,13 pontos percentuais (de 1,96% para 0,83%), quando comparado com os dados utilizados pela ANEEL no 3CRTP. A soma da diferença por distribuidora no período passou de 46,29% para 50,40%. Nenhuma empresa apresentou Fator X negativo.

Conforme informado pela ANEEL (BRASIL, 2011c p.11), “o objetivo do Fator X restabelecer o equilíbrio econômico e financeiro na revisão”. Logo, é necessário capturar todas as variáveis em um ambiente onde a distribuidora encontra-se inserida. Observa-se, dessa forma, que em um cenário de risco as distribuidoras apresentaram uma redução em seu ganho de produtividade, afetando diretamente o Fator X.

Como o Fator X é aplicado a cada reajuste posterior à revisão tarifária, os números revelam que as distribuidoras compartilharam valores superiores, tomando como base as premissas adotadas, ao que efetivamente deveriam ter repassado.

Todas as empresas apresentaram redução no Fator X, quando comparado com os calculados no 3CRTP.

Os resultados revelam que o DEA ordinário utilizado pela ANEEL não consegue capturar variações significativas no ganho de produtividade.

## 5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este capítulo contempla as conclusões, os resultados, contribuições e recomendações para futuros estudos.

Por força de contrato, periodicamente, as distribuidoras de energia elétrica passam por um processo de revisão tarifária com o objetivo de se avaliar o equilíbrio econômico-financeiro na prestação de serviço.

Para estabelecer os índices que afetarão o próximo CRTP, distribuidoras e o poder concedente procuram chegar a um entendimento com relação as variáveis envolvidas no processo.

Todavia, as distribuidoras alegam que o poder concedente não leva em consideração o cenário de risco regulatório em que elas estão inseridas nem a contemplação da totalidade do risco de crédito envolvendo os clientes. No entendimento das distribuidoras, a decisão da exclusão das duas variáveis tem sido feita de forma arbitrária, o que pode comprometer o nível de produtividade das mesmas.

Diante disso, a pesquisa teve como objetivo verificar como o ganho de produtividade, essencial no cálculo do Fator X, aplicado à regulação econômica incentivada, impacta a formação da tarifa das distribuidoras de energia elétrica no cenário brasileiro.

O foco da pesquisa foi avaliar o nível de significância da variável risco regulatório bem como da presença do risco envolvendo os recebíveis na determinação do ganho de produtividade. Para atender esse objetivo, utilizou-se o 3CRTP envolvendo as 61 distribuidoras do setor, abrangendo o período de 2003 a 2009, que constitui a base para determinação das variáveis. Para determinação das variáveis utilizou-se da técnica DEA em painel, denominada de DEA Dinâmica.

Para atender os objetivos principal e específicos da pesquisa, a mesma foi estruturada em fases com a finalidade de oferecer uma melhor compreensão das etapas envolvendo a mensuração dos ganhos de produtividade das distribuidoras.

A primeira fase buscou a construção da fronteira de eficiência das distribuidoras, em um primeiro momento sem inclusão das variáveis propostas na pesquisa e em outro momento com a presença das variáveis. A finalidade dessa fase foi procurar responder o objetivo geral da pesquisa.

Sem a presença das variáveis de ligação, o resultado foi que, 32,79% das distribuidoras eficientes, apresentaram *score* igual a 1,00. Com relação às distribuidoras ineficientes, 67,21% apresentaram resultados abaixo de 1,00.

Em um cenário com a presença apenas do risco regulatório, a fronteira de eficiência apresentou impacto maior no número de empresas não eficientes, passando de 67,21% para 78,69%, enquanto as empresas eficientes apresentaram uma redução passando de 32,79%, para o patamar de 21,31%.

No cenário com a perda estimada no recebimento em presença de risco regulatório, não ocorreu afastamento significativo da fronteira de eficiências quando comparado ao cenário sem a presença das variáveis de ligação.

Observa-se que o número de distribuidoras ineficientes, com relação ao gerenciamento dos custos, alcançou um percentual elevado sem e com a presença de risco regulatório.

Essa descoberta revela que as distribuidoras com *score* abaixo de 1,0, necessitaram de maior esforço, financeiro ou operacional, para atingir um nível que possibilite a obtenção de ganhos de produtividade.

Na segunda fase, com a finalidade de atender ao objetivo específico “a”, buscou-se calcular o ganho de produtividade utilizando o método do índice de Malmquist e a análises de janela (*Window Analysis*). A ANEEL utilizou como índice de produtividade a PTF, sendo obtida a partir da média entre os índices de Tornqvist e Malmquist, o valor utilizado no 3CRTP foi de 1,11%. A pesquisa não considerou o índice de Tornqvist devido à obrigatoriedade de ter que considerar preços dos produtos ano a ano para todo o período. Além disso, a decomposição do índice de Malmquist possibilita uma visão mais apurada do comportamento da distribuidora em relação a sua eficiência. Na segregação do índice de Malmquist, levou-se em consideração que a eficiência das distribuidoras deveria ser mensurada a partir das mudanças tecnológicas, que necessariamente requerem um esforço das mesmas na busca de melhorias e inovação em todo o período que antecede o ciclo tarifário, desconsiderando-se, dessa forma, a utilização do PTF. Nesse sentido, a decomposição do índice de Malmquist associada à melhoria tecnológica para o período, apresentou eficiência de 1,02%, enquanto a análise de janela apresentou uma eficiência técnica de 0,53%. Sendo que no primeiro, 73,77% das distribuidoras foram eficientes, enquanto no segundo apenas 24,59% das distribuidoras apresentaram um desempenho muito bom, sendo que nenhuma atingiu o grau de excelente.

O principal motivo da diferença entre os dois métodos encontra-se na metodologia adotada, enquanto o índice de Malmquist trabalha com a comparação entre dois períodos, a análise de janela contempla uma série temporal.

O resultado demonstra que a variação entre o modelo utilizado pela ANEEL para o 3CRTP não apresentou variação relevante quando considerado apenas o índice de Malmquist associado a mudanças tecnológicas. No entanto, uma decisão de alteração do modelo para o modelo *Window Analysis* apresenta uma relevante variação. Conclui-se que o ganho de produtividade na atual metodologia não sofreria um impacto relevante na retirada do índice de Tornqvist e se fosse utilizado apenas as mudanças tecnológicas do índice de Malmquist.

Na terceira fase, com a finalidade de atender os objetivos “b” e “c”, procedeu-se a mensuração da eficiência a partir do *dynamic* DEA, considerando as variáveis de ligação risco regulatório e as perdas estimadas no recebimento, em momentos distintos. A partir dos resultados, com a inclusão dessas variáveis, foi possível responder a questão de pesquisa relacionada ao impacto do ganho de produtividade no processo de revisão tarifária, permitindo, dessa forma, testar as hipóteses enunciadas. Nesse sentido, foram ajustadas duas regressões: dados em painel com efeito fixo e a GEE.

Partindo dos resultados da regressão GEE, utilizada como parâmetro para testar as hipóteses, foi possível concluir pela não rejeição de  $H_1$ , que trata da influência do risco regulatório sobre o ganho de produtividade e pela rejeição da  $H_2$ , que trata da influência das perdas estimadas no recebimento em um cenário de risco regulatório no cálculo do ganho de produtividade.

Com relação ao risco regulatório, a pesquisa revelou a existência de diferença significativa com a presença de risco, impactando diretamente nos investimentos de todas as distribuidoras. Como a presença do risco provoca uma redução na capacidade de geração de benefícios dos investimentos, impacta, dessa forma, o ganho de produtividade das distribuidoras e conseqüentemente a formação da tarifa. A partir dos resultados obtidos, conclui-se que o ganho de produtividade do setor teve uma redução média de 1,20 pontos percentuais (de 1,96% para 0,76%), quando comparado com os dados utilizados pela ANEEL no 3CRTP. A soma da diferença por distribuidora no período foi de 46,29%.

A presença de risco provocou uma inversão no ganho de produtividade em 31,15% (19 distribuidoras) do total da amostra, ou seja, elas apresentaram ganhos de produtividade negativas, impactando diretamente no compartilhamento dos ganhos com os consumidores.

Como a hipótese  $H_2$ , foi rejeitada, não foi calculado o ganho de produtividade envolvendo as perdas estimadas conforme apontado no objetivo “c”.

Com relação à rejeição da  $H_2$ , presença de perdas estimadas no recebimento em um cenário de risco, foi constatado que a presença dessas variáveis em conjunto, não influencia no ganho da produtividade e, conseqüentemente, no fator X. A conclusão é que as distribuidoras

absorvem o complemento das perdas estimadas no recebimento quando estão submetidas ao risco regulatório.

Com relação ao objetivo “d”, recalculou o Fator X a partir da nova metodologia, ou seja, avaliar o comportamento do Fator X em relação à redução do ganho de produtividade e em virtude das variáveis de Trajetória dos custos e Qualidade dos serviços serem mantidas, observou-se que, além da redução no compartilhamento de ganhos com a sociedade, 8 distribuidoras (CPFL JAGUARARI, EEB, ELETROPAULO, EFLUL, CELTINS, ELETROACRE, CELG E CEMAT) teriam necessidade de complemento em suas tarifas.

Devido ao ganho de produtividade ter sido negativo, resolveu-se promover um ajuste, elevando-se o valor do ganho para zero, para as 19 distribuidoras. O resultado do ajuste no ganho de produtividade resultou em uma redução na média do setor, passando de 1,20 pontos percentuais (de 1,96% para 0,76%) para 1,13 pontos percentuais (de 1,96% para 0,83%), quando comparado com os dados utilizados pela ANEEL no 3CRTP. A soma da diferença por distribuidora no período passou de 46,29% para 50,40%. Para os dois cenários concluiu-se que as distribuidoras apresentaram uma redução significativa no Fator X, índice de compartilhamento com os consumidores, quando submetidas em um cenário de risco.

O resultado revela que as distribuidoras compartilharam com os consumidores valores acima de sua capacidade efetiva de geração de ganhos de produtividades, quando submetidas a um cenário de risco regulatório, afetando diretamente a formação da tarifa.

Por fim, os resultados revelam que o DEA ordinário utilizado pela ANEEL não consegue capturar variações significativas no ganho de produtividade.

Os resultados da pesquisa permitem apresentar algumas implicações aos *players* de mercado, tais como:

- a) em um cenário de risco, as distribuidoras necessitam elevar o nível de gerenciamento de seus investimentos com objetivo de minimizar o impacto de possíveis perdas;
- b) os acionistas podem rever sua previsão de retorno;
- c) os consumidores podem ser afetados diretamente com um compartilhamento menor nos ganhos de produtividade;
- d) o agente regulador necessita rever a metodologia aplicada na mensuração do ganho de produtividade.

A principal contribuição da presente pesquisa é a inovação na aplicação de uma metodologia na mensuração do ganho de produtividade utilizando a técnica não paramétrica *Data Envelopment Analysis* (DEA) em sua forma dinâmica. A utilização da métrica possibilitou

a utilização de variáveis de ligação entre os anos presentes no processo da revisão tarifária. Como a presença do risco regulatório e a perda estimada no recebimento são variáveis que impactam diversos *players* de mercado, elas são elementos relevantes na mensuração do ganho de produtividade das distribuidoras.

Apesar de trazer respostas relevantes, esta pesquisa abre espaço para novos estudos, como, por exemplo:

- a) mensurar o risco da regulação verificando os impactos advindos das incertezas do ambiente competitivo e seu impacto no processo de revisão tarifária;
- b) mensurar o risco das decisões políticas e seu impacto no processo de revisão tarifária;
- c) identificar e mensurar os impactos do risco regulatório no nível de investimentos das distribuidoras.

## REFERÊNCIAS

ABRADEE – **Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 01 maio 2015.

AKERLOF, George A. The market for “Lemons”: quality uncertainty and the market mechanism. **The Quarterly Journal of Economics**, v. 84, n. 3, p. 488-500, Aug. 1970, MIT Press.

ALCHIAN, Armen; ALLEN, William R. **University economics: elements of inquiry**. California: Wadsworth Pub 1964.

ALEXANDRE, I.; MAYER, Colin.; WEEDS, Helen. **Regulatory structure and risk: an international comparasion**. London: World Bank, 1996.

ANDERSEN, P.; PETERSEN, N. A Procedure for Ranking Efficient Units in Data Envelopment Analysis. **Management Science**, n. 39, p. 1261-1264, 1993.

ANGELDONIS, Enzo Defilippi. **Access regulation for naturally monopolistic port terminals: lessons from regulated network industries**. Thesis to obtain the degree of Doctor. Erasmus University Rotterdam, 2010.

APPOLINÁRIO, Fábio. **Metodologia da ciência: filosofia e prática da pesquisa**. 2. São Paulo: Cengage Learning, 2012.

ARAGÃO, Alexandre Santos. **Agências reguladoras e a evolução do direito administrativo econômico**. 3. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: Forense, 2013.

ARAÚJO, João Lizardo de. **Regulação de monopólios e mercado: questões básicas**. In: ARAUJO, João Lizardo; OLIVEIRA, Adilson de. **Diálogos da energia: reflexões sobre a última década 1994-2004**. Rio de Janeiro: Letras, 2005.

ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. **Regulatory reform: economic analysis and British experience**. MIT Press, 1994.

ASMILD, M. et al. Combining DEA window analysis with the Malmquist index approach in a study of the Canadian banking industry. **Journal of Productivity Analysis**, n. 21, p. 67-89, 2004.

ASSAF NETO, Alexandre; LIMA, Fabiano Guasti. **Curso de Administração Financeira**. 3. Ed. São Paulo: Atlas, 2014

BAITELO, Ricardo. Energias renováveis: eólica e solar. In: MOREIRA, Paula Franco (Org.). **O setor elétrico brasileiro e a sustentabilidade no século 21: oportunidades e desafios**. 2. ed. Ed. International Rivers Network – Brasil; Brasília: Brasil, nov. 2012.

BALTAGI, Badi. H. **Econometric Analysis of Panel Data**. 3. ed. England: Jonh Wiley & Sons Ltd., 2005.

BANKER, R. D; CHANG, Hsihui. The super-efficiency procedure for outlier identification, not for ranking efficient units. **European Journal of Operational Research**, v. 175. p. 1311-1320, 2006.

BARROSO, Luís Roberto. **Interpretação e aplicação da constituição**: fundamentos de uma dogmática constitucional transformadora. 3. ed. São Paulo: Saraiva, 1999.

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

BELL, Matthew. Performance-Based Regulation: a view from the other side of the pond. **The Electricity Journal**, v. 15, Issue 1, January-February 2002, Pages 66-73. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/journal/10406190>>. Acesso em: 12 ago. 2015.

BERG, Sanford V.; SOTKIEWICZ, Paul. **Introduction to the Fundamentals of incentive Regulation**. SEMINÁRIO REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO, 2000, ANEEL: BRASÍLIA. Audiência Pública 007/2000.

BERK, Jonathan; DEMARZO, Peter. **Finanças empresariais**. Porto Alegre: Bookman, 2009.

BINENBOJM, Gustavo. Agências reguladoras independentes e democracia no Brasil. **REDAE – Revista Eletrônica de Direito Administrativo e Econômico**, n. 3, ago.-set. 2005, Salvador.

BOENTE, Diego Rodrigues. **Eficiência das distribuidoras de energia elétrica**. 2016. 289 f. Tese (Doutorado em Ciência Contábeis) – Universidade de Brasília – UnB, Universidade Federal da Paraíba – UFPB, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, 2016.

BOGETOFT, Peter; OTTO, Lars. **Benchmarking with DEA, SFA and R**. New York: Springer Science & Business Media, 2010.

BOGETOFT, P.; NIELSEN, K. DEA based yardstick competition in natural resource management. In: HELLE, F.; STRANGE, N.; Wichmann, L. **Recent Accomplishment in Applied Forest Economics Research Kluwer Academic Publisher**, Netherlands: Springer Science & Business Media 2013.

BOSWORTH, Barry P.; TRIPLETT, Jack. **Services productivity in the United States: Griliches' Services Volume Revisited**. CRIW CONFERENCE IN MEMORY OF ZVI GRILICHES, BETHESDA, Maryland, September, 2003, Pages 1-65. Paper.

BOYER, Robert. **A teoria da regulação**: uma análise crítica. São Paulo: Nobel, 1990.

BRAGANÇA, G. F. Risco regulatório no Brasil: conceito e contribuição para o debate. **Boletim de Análise Político Institucional**, n. 7, jan./jun. 2015. Disponível em: <[http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/boletim\\_analise\\_politico/150714\\_boletim\\_analisepolitico\\_07\\_cap10.pdf](http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/boletim_analise_politico/150714_boletim_analisepolitico_07_cap10.pdf)>. Acesso em: 2 out. 2017.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica Nº 326/2002/SRE**. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 064/2006/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 20 maio, 2016.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 294/2008a/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de energia do Brasil**. Brasília: Aneel, 2008b.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 025/2011a/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 20 maio 2016.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 180/2011b/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 02 jun. 2016.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 293/2011c/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 294/2011d/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 295/2011e/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 297/2011f/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 306/2011g/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 20 maio 2016.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 106/2014a/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 02 jun. 2016.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 180/2014b/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 02 jun. 2016.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 641/2014c/SRE**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 02 jun. 2016.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Superintendência de Planejamento da Gestão – SPG. **Prestação de Contas Ordinária Anual. Relatório de Gestão do Exercício de 2014**. Brasília, ANEEL, 2015.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Manual de Contabilidade do Setor Elétrico**. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 02 jun. 2016.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Ofício Circular No 351/2009-SFF/ANEEL**: Solicitação de base de dados para subsidiar os estudos de

aprimoramentos metodológicos para o terceiro ciclo de revisão tarifária. Brasília, ANEEL, 2009.

BRASIL. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE**. Setor elétrico. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/setor\\_eletrico?\\_adf.ctrl-state=11hdt17h2\\_4&\\_afLoop=310442032878098#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=11hdt17h2_4&_afLoop=310442032878098#!)>. Acesso em: 21 ago. 2017.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, **Resolução n. 03**, 2013.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Disponível em <<http://www4.planalto.gov.br/legislacao>>. Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. Decreto nº 24.643/34 – **Código de Águas**. Disponível em - <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/d24643.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm)>. Acesso em: 01 nov. 2016.

BRASIL. EPE. **Plano Decenal de Energia 2015**. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategoriaID=345>>. Acesso em: 01 nov. 2016.

BRASIL. EPE. **Balanco Energético Nacional – 2016**. Disponível em - <[https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final\\_2016\\_Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2016_Web.pdf)>. Acesso em: 01 nov. 2016.

BRASIL. **Lei 8.031/90**. Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L8031impresao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8031impresao.htm)>. Acesso em: 01 abr. 2016.

BRASIL. **Lei 8.631/93**. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em: <<http://www4.planalto.gov.br/legislacao>>. Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. **Lei 8.987/95**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www4.planalto.gov.br/legislacao>>. Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. **Lei 9.427/96**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9427cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm)>. Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. **Lei 12.783/13**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em <<http://www4.planalto.gov.br/legislacao>>. Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. **Medida Provisória 579**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm)>. Acesso em: 01 abr. 2015.

BRITO, Érico Henrique Garcia de. **Revisão tarifária e diferenças regionais**: Um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil. 2009. 181f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo: Programa interunidades de Pós-Graduação em Energia PIPGE – EP/FEA/IEE/IF, São Paulo, 2009.

BROWN, Ashley C. et al. **Handbook for Evaluating Infrastructure Regulatory Systems**. Washington DC: The World Bank, 2007.

BUCKLAND, R.; FRASER, P. **Risk and Returns Sensitivity In Uk Electricity Utilities, 1990-1999**. Aberdeen Papers In Accountancy, Finance & Management. 2000. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.243029>>. Acesso em: 21 de maio de 2016.

CARDOSO, Ricardo Lopes et al. Regulação da contabilidade: teorias e análise da convergência dos padrões contábeis brasileiros aos IFRS. **RAP- Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro, 43(4):773-99, jul./ago. 2009.

CARMONA, Charles Ulises de Montreuil. Teoria das carteiras. In: CARMONA, Charles Ulises de Montreuil **Finanças corporativas e mercados**. São Paulo: Atlas, 2009.

CANEIRO, Ricardo. **Estado, mercado e o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro**. Belo Horizonte, 2000. 409 f. Tese (Doutorado em Ciências Humanas – Sociologia e Política) – Sociologia e Política, Universidade Federal de Minas Gerais, 2000.

CASTRO, Nivalde; ROSENTAL, Rubens. **O estado e o setor elétrico brasileiro**. Disponível em <[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/55\\_castro165b.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/55_castro165b.pdf)>. Acesso em: 06 jun. 2017.

CAVES, Douglas W.; CHRISTENSEN, Laurits R.; DIEWERT, W. Erwin. The economic theory of index numbers and the measurement of input, output, and productivity. **Econometrica**, v. 50, n. 6, nov. 1982, 1393-1414.

CHARNES, A.; COOPER, W.; LEWIN, A. Y.; SEIFORD, L. M. Measuring the efficiency of decision making unit. **European Journal of Operational Research**, Amsterdam, v. 2, p. 429-444, 1978.

\_\_\_\_\_. **Data Envelopment analysis: theory, methodology and applications**. Kluwer Academic Publishers, Norwell, 1993.

CHERCHYE, L.; POST, T., Methodological advances in DEA: a survey and an application for the dutch electricity sector. **Statistica Neerlandica**, v. 57, n. 4, p. 410-438, 2003.

COOPER, William W.; SEIFORD, Lawrence M.; TONE, Kaoru. **Introduction to Data Envelopment Analysis and its Uses with DEA-SOLVER Software and References**. New York: Springer, 2006.

COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS. CPC 38 – **Instrumentos financeiros**: reconhecimento e mensuração. Disponível em: <<http://www.cpc.org.br/CPC/Documentos-Emitidos/Pronunciamentos>>. Acesso em: 21 maio 2016.

COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS. CPC 48 – **Instrumentos Financeiros**. Disponível em: <<http://www.cpc.org.br/CPC/Documentos-Emitidos/Pronunciamentos>>. Acesso em: 21 maio 2016.

CORREA, et al. Análise de eficiência: uma comparação das empresas estatais e privadas do setor de energia elétrica brasileiro. **Revista Catarinense de Ciência Contábil – CRCSC**, Santa Catarina, n. 46, p. 9-23, set./dez, 2016.

CORRADO, Carol; SLIFMAN, Lawrence. Decomposition of productivity and unit costs. **American Economic Review** 89. (paper and Proceedings). May/1999. Pages 1-22.

CRESWELL, John W. **Projeto de pesquisa**: método qualitativo, quantitativo e misto. 2. ed. Porto Alegre: Artmed, 2007.

CUÉLLAR, Leila. Poder normativo das agências reguladoras norte-americanas. **Revista de Direito Administrativo**, n. 229, p. 153-176, jul.-set. 2002. Rio de Janeiro: Renovar, 2002.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de investimentos**: ferramentas e técnicas para determinação do valor de qualquer ativo. Trad. Bazan Tecnologia e Linguística. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2009.

\_\_\_\_\_. **Finanças corporativas**: teoria e prática. Trad. Jorge Ritter. São Paulo: Bookman, 2007.

DOUGLAS, M; WILDAVSKY, A. **Risk and culture**. Berkeley, University of California Press, 1983.

DYSON, R. G. et al. Pitfalls and protocols in DEA. **European Journal of Operational Research**, 132 p. 245-249, Elsevier, 2001.

EL HAGE, Fábio S.; FERRAZ, Lucas P. C.; DELGADO, Marco A. P. **A estrutura tarifária de energia elétrica**: teoria e aplicação. Rio de Janeiro: Synergia: ABRADÉE; Brasília: ANEEL, 2011.

ELLIOTT, Dan. Regulating prices and service quality. In: CREW, Michael; PARKER, David. **International Handbook on Economic Regulation**. Massachusetts: Edward Elgar Publishing, 2006.

ERGAS, Henry; HORNBLY, Jeremy; LITTLE, Iain; SMALL, John. **Regulatory, Risk. Regulation and Investment Conference**, Manly, 26-27, March, 2001. Disponível em: <<https://www.acc.gov.au/system/files/Henry%20Ergas%20paper%20-%20Regulatory%20Risk.pdf>>. Acesso em: 05 maio 2016.

FÄRE, Rolf; GROSSKOPF, Shawna. **Intertemporal production Frontier**: with dynamic DEA. Norwel, Massachusetts. Kluwer Academic Publishers, 1996.

FERGUSON, C. E. **Microeconomia**. 3. ed. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 1980

FERREIRA, Carlos Maurício de Carvalho; GOMES, Adriano Provezano. **Introdução à análise de dados: teoria, modelos e aplicações**. Viçosa: Editora UFV, 2009.

FIGUEIREDO, Leonardo Vizeu. **Lições de direito econômico**. 7. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2014.

FRIED, O. Harold.; LOVELL, C. A. Konox; SCHMIDT, S. Shelton., **The Measurement of Productivity Efficiency and Productivity Growth**. Oxford University Press, 2008.

FORSUND, Finn R.; KITTELSEN, Sverre AC. Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities. **Resource and Energy Economics**, v. 20, n. 3, p. 207-224, 1998.

GALVÃO, Paulo José Lopes Normande; SILVA, Raimundo Nonato Sousa; MACEDO, Marcelo Álvaro da Silva. Análise envoltória de dados aplicada ao setor Brasileiro de distribuição de energia elétrica. SIMPÓSIO DE ADMINISTRAÇÃO DA PRODUÇÃO, LOGÍSTICA E OPERACIONAIS INTERNACIONAIS – SIMPOI, 12., 2009, São Paulo. **Anais...** São Paulo: FGV-EAESP, 2009. p. 1-17.

GAMA, Paulo Calmon Nogueira da. O fenômeno da captura das agências reguladoras: fidelização indevida de causas judiciais relacionadas aos setores regulados. **Revista CEJ**, Brasília, n. 26, p. 64, jul-set. 2004. Disponível em: <<http://cjf.gov.br/revista/numero26/artigo10.pdf>>. Acesso em: 03 maio 2016.

GENOUD, C; ARENTSEN, M.; FIRGER, M. Regulation in liberalised energy sectors: introduction and concepts. In: FINON, Dominique; Midttun, Atle. **Reshaping Europe Gas and Electricity Industries: regulation, markets and business strategies**. p. 13-27, London: Elsevier, 2004.

GOMES, Antônio Claret S. et al. **BNDES 50 anos: Histórias setoriais: o setor elétrico**. dez. 2002. Disponível em: [https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro\\_setorial/setorial14.pdf](https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf). Acesso em 12 julho 2016.

GOULART, Diego Dorneles. **Avaliação de Índices de Eficiência e de Produtividade de distribuidoras de energia elétrica no Brasil aplicando Análise Envoltória de Dados (DEA)**. 162f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pampa, 2013.

GREGORY, JON. **Counterparty credit risk: the new challenge for global financial markets**. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2010.

GROTTI, Dinorá Adelaide Musetti. As agências reguladoras. **REDAE – Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico**, Salvador, n. 6, 2006.

GUJARATI, Damodar N.; PORTER, Dawn C. **Econometria básica**. 5. ed. Porto Alegre: McGraw Hill, 2011.

GULLICKSON, William; HARPER, Michael J. Possible Measurement Bias in Aggregate Productivity Growth. **Monthly Labor Review**, 122 (2): 47-67, February, 1999.

HAIR, Joseph F. et al. **Análise multivariada de dados**. 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2005.

HANTKE-DOMAS, Michael. The public interest theory of regulation: non-existence or misinterpretation? **European Journal of Law and Economics**, 15: 165-194, 2003.

HARDIN, James W.; HILBE, Joseph M. **Generalized estimation equations**. United States: Chapman & Hall/CRC, 2003.

HILL, R. Carter; JUDGE, George G.; GRIFFITHS, William E. **Econometria**. 3. ed. São Paulo: Saraiva, 2010.

HIRSCHHAUSEN, C.; CULLMANN, A.; KAPPELER A. Efficiency analysis of German electricity distribution utilities: non-parametric and parametric tests. **Applied Economics, Taylor and Francis Journals**, v. 38, n. 21, p. 2553-2566, 2006.

HJALMARSSON, Lennart; VEIDERPASS, Ann. Efficiency and ownership in Swedish electricity retail distribution. **Journal of productivity analysis**, v. 3, n. 1-2, p. 7-23, 1992.

HSIAO, C. **Analysis of panel data**. Cambridge: Cambridge University Press, 2003.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Cadernos de Política Tarifária**, n. 01. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br/br/boletim>>. Acesso em: 01 maio 2015.

INTERNATIONAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD – IASB. IAS 39 – **Financial Instruments: Recognition and Measurement**. Disponível em: <http://www.ifrs.org/issued-standards/>. Acesso em: 01 dez 2017.

INTERNATIONAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD – IASB. IFRS 09 – **Financial Instruments**. Disponível em: <http://www.ifrs.org/issued-standards/>. Acesso em: 01 dez 2017.

JAMASB, T.; POLLITT, M.; HATTORI, T. Electricity distribution in the UK and Japan: a comparative efficiency analysis 1985-1998. **The Energy Journal, International Association for Energy Economics**, v. 0, n. 2, p. 23-48. 2005.

JAMASB, Tooraj; POLLITT, Michael. International benchmarking and regulation: an application to european electricity distribution utilities. **Energy Policy**, v. 31, p. 1609-1622, 2003.

\_\_\_\_\_. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, v. 9 (3), p. 107-130, 2001.

JOHNSON, B.B, et al. **Serviço públicos no Brasil: mudanças e perspectivas**. São Paulo: Edgard Blucher, 1996.

JORO, Tarja; KORHONEN. Extension of Data Envelopment Analysis with preference information: value efficiency. **International Series in Operations Research & Management Science**, v. 218. New York: Springer, 2015

JUSTEN FILHO, Marçal. **O direito das agências reguladoras independentes**. São Paulo: Dialética, 2002.

KOTHARI, S. P.; RAMANNA, K.; SKINNER, D.J. Implications for GAAP from an analysis of positive research in accounting. **Journal of Accounting and Economics**, v. 50, n. 2, dez. 2010.

KRAUS, Michael. Incentive Regulation for German Energy Network Operators. **The Electricity Journal**, v. 19, n. 7, p. 33-37, 2006

KRUGMAN, Paul; WELLS, Robin. **Introdução à economia**. 3ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

KUOSMANEN, T.; SAASTAMOINEN, A.; SIPILÄINEN, T. What is the best practice for benchmark regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StONED methods. **Energy Policy**, v. 61, p. 740-750, 2013.

LAFFONT, Jean-Jacques; MARTIMORT, David. **The theory of incentives I: the principal-agent model**. Princeton: Princeton University, 2001.

LAKATOS, Eva Maria; MARCONI, Marina Andrade. **Fundamentos de metodologia científica**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1991.

LEITE, André Luis da Silva; CASTRO, Nivalde José. Crescimento e estrutura das firmas: a formação dos conglomerados do setor elétrico brasileiro. **REGGE**, São Paulo, n. 3, v. 21, p-343-359, jul./set. 2014.

LENZA, Pedro. **Direito constitucional esquematizado**. 17. ed. São Paulo: Saraiva, 2013.

LIANG, K. Y.; ZEGER, S. L. Longitudinal data analysis using Generalized Linear Models. **Biometrika**, London, v. 73, n. 1, p. 13-22, 1986.

LIGHT. Contribuição à audiência pública no 23/2014. In: LIGHT. **Metodologias de reversões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica: ganhos de produtividades**. LIGHT, Rio de Janeiro, 2014.

LIMA, Severino Cesário. **Desempenho fiscal da dívida dos grandes municípios brasileiros**. São Paulo, 2011. 193 f. Tese (Doutorado em Ciências Contábeis) –Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2011.

LOUREIRO, Luiz Gustavo Kaerche. Revisão tarifária periódica: sua introdução no ordenamento jurídico brasileiro e o papel do direito em sua construção pelo regulador. In: ROCHA, Fábio Amorim da (Org.). **Temas relevantes no direito de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2014.

LOVELL, K. C. A. **Production Frontiers and Productive Efficiency**. In: FRIED, Harold O.; LOVELL, C. A. Knox; SCHMIDT, Shelton S. **The Measurement of Productive Efficiency**. Oxford: Oxford University Press, p. 3-77, 1993.

\_\_\_\_\_. Applying efficiency measurement techniques to the measurement of productivity change. **Journal of Productivity Analysis**, v. 7, n. 2/3, p. 329-340, 1996.

MARCEDO, et al. Análise da sustentabilidade multidimensional no setor elétrico brasileiro por meio do DEA. **REBRAE. Revista Brasileira de Estratégia**, Curitiba, v.5, n.1, p.59-76, jan./abr. 2012.

MARKOWITZ, H. Portfolio selection. **Journal of finance**, v.7, p.77-91. mar, 1952.

MARQUES, L. D. **Modelos dinâmicos com dados em painel: revisão da literatura**. Série Working Papers do Centro de Estudo Macroeconômico e Previsão – CEMPRE, Faculdade de Economia do Porto, Portugal, 2000.

MARTINS, Gilberto de Andrade; THEÓPHILO, Carlos Renato. **Metodologia da investigação científica para ciências sociais aplicadas**. São Paulo: Atlas, 2007.

\_\_\_\_\_. **Manual para elaboração de monografia e dissertações**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2012.

MATIAS-PEREIRA, José. **Manual de metodologia da pesquisa científica**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2012.

MELLO, J. C. C. B.S et al. **Curso de análise de envoltória de dados**. SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 37., 2005, Gramado.

MELO, Marcus André. Política regulatória: uma revisão da literatur. Rio de janeiro: **Revista Brasileira de Informação Bibliográfica em Ciências Sociais**, n: 50, 2. sem. 2000, p. 7-43.

MELO, Thiago Dellazari. **A “captura” das agências reguladoras: uma análise do risco de ineficiência do Estado Regulador**. 2010. 126 f. Dissertação (Mestrado em Direito) – Universidade Federal de Pernambuco. CCJ. Direito, 2010, p. 39-58.

MUELLER, Hengeler; ZIMMER, Daniel J.; UWER, Dirk. **Electricity regulation in Germany: Overview**. Disponível em: [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/5-524-0808?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/5-524-0808?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)). Acesso em: 01 de dez 2017.

MÜLLER-MONTEIRO, Eduardo. **Métricas e estratégia de bloqueio de uso político nas empresas do setor elétrica brasileiro**. 2011. 475f. Tese (Doutorado em Ciências), Universidade de São Paulo – USP - Programa de Pós-Graduação em Energia, PPGE. (IEE, EP, IF FEA), São Paulo, 2011.

NELDER, J. A; WEDDEERBURN, R. W. M. Generalized linear models. **Journal of the Royal Statistic Society**, Series A, p. 135:370-384, 1972.

OZCAN, Yasar A. **Health Care benchamarking and performance evaluation: an assement using Data Envelopment Analysis (DEA)**. 2. ed. Richamond, VA, USA, 2014,

PAN W. Akaiques Information Criterion in Generalized Estimating Equations. **Biometrics**, 2001, 57(1):120-5.

PARKER, David; DASSLER, Thoralf. SAAL, David. Performance benchmarking in utility regulation: principles and the UK's experience. In: CREW, Michael; PARKER, David. **International Handbook on Economic Regulation**. Massachusetts: Edward Elgar Publishing, 2006.

PEDELL, Burkhard. **Regulatory risk and the cost of capital**: determinants and implications for rate regulation. Springer, Berlin, Heidelberg, 2006.

PESSANHA, J. F. M. et al. Avaliação dos custos operacionais eficientes das empresas de transmissão do setor elétrico brasileiro: uma proposta de adaptação do modelo DEA adotado pela ANEEL. **Pesquisa Operacional**, v. 30, n. 3, p. 521-545, 2010.

PEIXOTO, Fernanda Maciel et al. Corporate Governance and efficiency in the Electricity sector using Data Envelopment Analysis: a study in the Brazilian stock market. **Revista de Ciência da Administração**, v. 13, n. 31, p. 161-189, set/dez, 2011.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz et al. **Economia da energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PLAGNET, M. **Use of Benchmarking Methods in Europe in the Electricity Distribution Sector**. in: 5<sup>th</sup> Conference on Applied Infrastructure Research, 2006, Berlin. Sustainable Infrastructures in Europe under the conditions of competition, regulation, environmental concern, and institutional change. Berlin: DIW e TU Berlin, Berlin, 2006.

POSNER, R. **Theories of Economics Regulation**. **Bell Journal of Economics and Management Science**, p. 335-358, 1974.

RAMANATHAN, R. **An introduction to Data Envelopment Analysis**: a tool for Performance measurement. Índia: Sange Publications, 2003.

REMPEL, Cristiana et al. **Análise da eficiência técnica de empresas brasileiras distribuidoras de energia elétrica**: uma abordagem DEA. CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS, 21., 2014, Natal.

RESENDE, Marcelo. Relative efficiency measurement and prospect for yardstick competition in Brazilian electricity distribution. **Energy Policy** 30, 637-647, 2002.

REZENDE, Marise Santana; MIRANDA, Gilberto José; PEREIRA, Janser Moura. **A regulação tarifária e o impacto no retorno das ações das empresas do setor elétrico**. CONGRESSO USP, 14., 2014, São Paulo.

RIAHI-BELKAOUI, Ahmed. **Accounting theory**. Stamford: Thomson Learning, 2000.

RIBEIRO, Ligia Pitta; MOREIRA, Cássio Franco; BARA NETO, Pedro. O potencial da bioeletricidade na matriz elétrica brasileira. In: MOREIRA, Paula Franco (Org.). **O setor elétrico brasileiro e a sustentabilidade no século 21**: oportunidades e desafios. Brasília: ISA, 2012.

RIBEIRO, Solange; FALCÃO, Maria Isabel S. D. O modelo tarifário brasileiro. In: LANDAU, Elena et al. **Regulação jurídica do setor elétrico**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006.

ROCHA, André. **Existe risco regulatório no setor elétrico brasileiro?**. Disponível em: <<http://www.estrategista.net/existe-risco-regulatorio-no-setor-eletrico-brasileiro/>>. Acesso em: 15 out. 2015.

ROCHA, Katia; CAMACHO, Fernando; FIUZA, Gabriel. **Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Processo de Revisão Tarifária – 2007-2009**. (Texto para Discussão, 1.174. Ipea, 2006).

ROUSSEFF, Dilma Vana. O Rio Grande do Sul e a crise de energia elétrica. In: SCHMIDT, Arloas; CORAZZA, Gentil; MIRANDA, Luiz. **A energia elétrica em debate: a experiência brasileira e internacional de regulação**. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2003.

SAMPIERI, Roberto Hernández; COLLADO, Carlos Fernández; LUCIO, María del Pilar Baptista. **Metodologia de pesquisa**. 5. ed. Porto Alegre: Penso 2013.

SAMUELSON, Paul, A. **Economics**. Nova Iorque: McGraw-Hill Book; 6th edition, 1964.

SANTIAGO JUNIOR, Fernando Antonio. **A regulação do setor elétrico brasileiro**. Belo Horizonte: Fórum, 2010.

SAPPINGTON, David E. M. WEISMAN, Dennis L. **Designing incentive regulation for telecommunications industry**. Cambridge: MIT, 1996.

SARLO NETO, Alfredo. **Relação entre a estrutura de propriedade e a informatividade dos lucros contábeis no mercado brasileiro**. 2009. 189f. Tese (Doutorado em Ciências Contábeis) – Pós-graduação em Ciências Contábeis, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

SAURIN, Valter; LOPES, Ana Lúcia Miranda; COSTA JUNIOR, Newton C. A. da. Eficiência e valor: uma abordagem com base na análise envoltória de dados (DEA) aplicada às empresas do setor elétrico no Brasil. **Revista de Economia e Administração**, v. 9, n. 2, p. 170-190, abr./jun, 2010.

SAURIN, Valter et al. Medidas de eficiência e retorno de investimento: um estudo nas distribuidoras de energia elétrica brasileiras com base em Data *Envelopment Analysis*, índice de Malmquist e ROI. **Revista de Economia e Administração**, v. 6, n. 1, p. 25-38, jan./mar, 2013.

SCOTT, William R. **Financial accounting theory**. 5. ed. Toronto: Pearson, 2009.

SEIFORD, Lawrence M.; ZHU, Joe. An investigation of returns to scale in data envelopment analysis. **The International Journal of Management Science**, Sci 27, p. 1-11, fev. 1999.

SHAKEY, William W. **The theory of natural monopoly**. Cambridge: Cambridge University Press, 1982.

SHLEIFER, A. The theory of yardstick competition. **Rand Journal of Economics**, v. 16, p. 319-327, 1985.

SILVA, Bruno Gonçalves. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional**: uma análise histórica e econométrica de longo prazo. 2011. 162f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Faculdade de Administração, Economia e Contabilidade, Instituto de Eletrotécnica e Energia, Instituto de Física, São Paulo, 2011.

SOLLERO, M. K. V.; LINS, M. P. E. Avaliação de eficiência de distribuidoras de energia elétrica através da análise envoltória de dados com restrições aos pesos. SEMINÁRIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 36., 2004, Minas Gerais. **Anais...** Minas Gerais: SBPO, 2004.

SOLEIMANI-DAMANEH, Kavous. A Fuzzy dynamic DEA model. **Journal of Fuzzy Set Valued Analysis**, v. 2, 2013.

SICILIANO, Alexandre. Regulação incentivada: simplificação ou complicação na supervisão das concessionárias de Eletricidade? **Revista BNDES**, Rio de Janeiro, v. 12. p. 243-266, jun. 2005.

SOUZA, Maria Goretti Nunes. **Avaliação da eficiência energética usando análise envoltória de dados**: aplicação aos países em desenvolvimento. 2012. 178f. Tese (Doutorado em Ciências) – Pós-graduação em Ciências, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Universidade de São Paulo, 2012, São Paulo.

SOUZA, M. P. V.; SOUZA, R. C.; PESSANHA, J. F. M. Custos operacionais eficientes das distribuidoras de energia elétrica: um estudo comparativo dos modelos DEA e SFA. **Gestão & Produção**, v. 17, p. 653-667, 2010.

STIGLER, George J.; FRIEDLAND, Claire. The Theory of Economic Regulation. **Bell Journal of Economics**, v. 2 n. 1, p. 3-21, 1971.

TONE, Kaoru. Radial DEA Models. In: TONE, Kaoru; **Advances ind DEA theory and applications**: with extensions to forecasting models. Tokyo: WILEY, John & Sons, 2017.

TONE, K.; TSUTSUI, M. **Dynamic DEA**: a slacks-based measure approach. *Omega*. v.38 issues 3-4, p.145-156, 2008. *Omega*, Tokyo, v.38, p. 145-156, 2010.

TAFFAREL, Marinês; SILVA, Wesley Viera da; CLEMENTE, Ademir. Risco regulatório e reação do mercado: análise do setor de energia elétrica brasileiro. **Revista Universo Contábil**, Blumenau, v. 9, n. 1. p. 121-134, jan./mar. 2013.

U.S Department of the Theasury. Disponível em: <<https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldAll>>. Acesso em: 01 jan. 2011.

VELLOSO, Raul; FREITAS, Paulo Springer de; ABBUD, Omar. **Energia elétrica a caminho do estrangulamento**: tarifas de energia artificialmente baixas e excesso de intervenção estatal provocam ineficiência econômica e inibem a expansão do setor. Instituto Nacional de Alto Estudos – INAE. São Paulo, 2014.

VINHAES, Élbina A. Silva. O novo modelo da indústria de energia elétrica brasileira. In: SCHMIDT, Arloas; CORAZZA, Gentil; MIRANDA, Luiz. **A energia elétrica em debate: a experiência brasileira e internacional de regulação**. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2003.

VISCUSI, W. Kip; VERNON, John Mitcham; HARRINGSTON, Joseph Emmett. **Economics of Regulation and Antitrust**. Cambridge, Massachusetts: The MIT, 2000.

YWATA, Ricardo K. **Ordem mundial e agências de rating: o Brasil e as agências na era global (1996-2010)**. São Paulo: Senac, 2012.

WATTS, Ross L; ZIMMERMAN, Jerold L. **Positive Accounting Theory**. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1986.

WEDDERBURN, R.W.M. Quase-likelihood functions, generalized linear in Generalized linear models, and the Gauss-Newton method. **Biometrika**, London, v. 16, p. 439-447, Dec. 1974.

WEYMAN-JONES, T. G. Productive efficiency in a regulated industry: the area electricity boards of England and Wales. **Energy Economics**, v. 13, p. 116-122, 1991.

WOOLDRIGE, Jeffrey. **Introdução à econometria: uma abordagem moderna**. São Paulo: Cengage Learning, 2013.

ZHANG, Yun; BARTELS, Robert. The effect of sample size on the mean efficiency in DEA with an application to electricity distribution in Australia, Sweden and New Zealand. **Journal of productivity analysis**, v. 9, n. 3, p. 187-204, 1998.

ZHU, J. Multi-factor performance measure model with an application to fortune 500 companies. **European Journal of operational Research**, n. 123, p. 105-124, 2010.

**APÊNDICES**

APÊNDICE A – Relação dos contratos das distribuidoras

APÊNDICE B – Data de aniversário das concessionárias

APÊNDICE C – DMU's das Distribuidoras

APÊNDICE D – Fronteira de Eficiência para o 3CRTP

APÊNDICE E – Fronteira de Eficiência com a presença de risco regulatório

APÊNDICE F – Fronteira de Eficiência com perdas estimadas no recebimento na presença de risco

APÊNDICE G – Perdas no recebimento reais – Média de 2008-2009

APÊNDICE H – Perdas no recebimento reais ajustadas– Média de 2008-2009

APÊNDICE I – Percentuais regulatórios das perdas no recebimento

APÊNDICE J – Diferença entre as perdas reais e regulatórios sem ajustes

APÊNDICE L – Diferença entre as perdas reais e regulatórios com ajustes dos Outliers

APÊNDICE M – Teste com base no DEA superficiência SBM – Input

APÊNDICE N – Teste com base no DEA superficiência SBM – Output

APÊNDICE O – Gráfico radar Malmquist

## APÊNDICE A – Contratos de concessão das distribuidoras de energia

Nº do Contrato	Origem	Concessionária	UF
001/1995	DNAE	Espírito Santo Centrais Elétricas - ESCELSA	ES
001/1996	DNAE	Light Serviços de Eletricidade SA - LIGHT	RJ
005/1996	DNAE	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ	RJ
001/1997	ANEEL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A. - ENERSUL	MS
002/1997	DNAEE	CEMIG Distribuição S.A. (Denominação anterior: Cia Energética de Minas Gerais - CEMIG-NORTE)	MG
003/1997	ANEEL	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A -CEMAT	MT
003/1997	DNAEE	CEMIG Distribuição S.A. (Denominação anterior: Cia Energética de Minas Gerais - CEMIG-SUL)	MG
004/1997	DNAEE	CEMIG Distribuição S.A. (Denominação anterior: Cia Energética de Minas Gerais - CEMIG-LESTE)	MG
005/1997	DNAEE	CEMIG Distribuição S.A. (Denominação anterior: Cia Energética de Minas Gerais - CEMIG-OESTE)	MG
007/1997	ANEEL	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. (Denominação anterior: Empresa Energética de Sergipe S/A - ENERGEPE)	SE
008/1997	ANEEL	Cia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	RN
010/1997	ANEEL	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	BA
012/1997	DNAEE	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A - AES SUL	RS
013/1997	DNAEE	Rio Grande de Energia S/A. - RGE	RS
014/1997	DNAEE	Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL	SP
001/1998	ANEEL	Cia Energética do Ceará - COELCE	CE
027/1998	ANEEL	Cia Campolarguense de Energia - COCEL	PR
162/1998	ANEEL	Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A. - ELETROPAULO	SP
182/1998	ANEEL	Centrais Elétricas do Pará S/A. - CELPA	PA
187/1998	ANEEL	Elektro Eletricidade e Serviços AS - Elektron	SP
202/1998	ANEEL	Bandeirante Energia S/A. - BANDEIRANTE	SP
012/1999	ANEEL	Empresa Elétrica Bragantina S/A. - EEB	SP
013/1999	ANEEL	CAIUÁ - Distribuição de Energia S.A. (Denominação anterior: Caiuá - Serviços de Eletricidade S.A. - CAIUÁ)	SP
014/1999	ANEEL	Empresa de Distribuição de Energia Vale do Paranapanema S.A. (Denominação anterior: Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEVP)	SP
015/1999	ANEEL	Cia Jaguari de Energia - CJE	SP
016/1999	ANEEL	Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	SP
017/1999	ANEEL	Cia Luz e Força Mococa - CLFM	SP
018/1999	ANEEL	Companhia Leste Paulista de Energia (Denominação anterior: Cia Paulista de Energia Elétrica - CPEE)	SP
019/1999	ANEEL	Cia Sul Paulista de Energia - SUL PAULISTA	SP
020/1999	ANEEL	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A - ELFMS	ES
021/1999	ANEEL	Cia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC	SP
022/1999	ANEEL	Cia Força e Luz do Oeste - CFLO	SP
025/1999	ANEEL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. - EFLUL	SC
026/1999	ANEEL	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. - JOÃO CESA	SC
040/1999	ANEEL	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A. (Denominação anterior: Cia Força e Luz Cataguazes - Leopoldina - CFLCL)	MG
042/1999	ANEEL	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A. (Denominação anterior: Cia de Eletricidade Nova Friburgo - CENF)	RJ
044/1999	ANEEL	Cia Hidroelétrica São Patrício - CHESP	GO
046/1999	ANEEL	COPEL Distribuição S.A. (Denominação anterior: Companhia Paranaense de Energia - COPEL)	PR
049/1999	ANEEL	DME Distribuição S.A. - DMED (Denominação anterior: Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC)	MG
050/1999	ANEEL	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	SC
052/1999	ANEEL	Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	TO
056/1999	ANEEL	CELESC Distribuição S.A. (Denominação anterior: Centrais Elétricas Santa Catarina S/A - CELESC)	SC
066/1999	ANEEL	CEB Distribuição S.A. (Denominação anterior: Cia Energética de Brasília - CEB)	DF
069/1999	ANEEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda. -FORCEL	PR
081/1999	ANEEL	Cia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (Denominação anterior: Cia Estadual de Energia Elétrica - CEEE)	RS
091/1999	ANEEL	Cia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	SE
008/2000	ANEEL	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A. Denominação anterior: Cia Energética da Borborema - CELB)	PB
026/2000	ANEEL	Cia Energética de Pernambuco - CELPE	PE
060/2000	ANEEL	Cia Energética do Maranhão - CEMAR	MA
063/2000	ANEEL	CELG Distribuição S.A. (Denominação anterior: Cia Energética de Goiás - CELG)	GO
084/2000	ANEEL	Centrais Elétricas de Carazinho - ELETROCAR	RS
085/2000	ANEEL	Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI	RS
086/2000	ANEEL	Hidroelétrica Panambi S/A. - HIDROPAN	RS
087/2000	ANEEL	Muxfeldt, Marin & Cia Ltda. - MUXFELDT	RS
004/2001	ANEEL	Cia Energética do Piauí - CEPISA	PI
005/2001	ANEEL	Centrais Elétricas de Rondônia S/A - CERON	RO
006/2001	ANEEL	Cia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	AC
007/2001	ANEEL	Cia Energética de Alagoas - CEAL	AL
019/2001	ANEEL	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. (Denominação anterior: S/A de Eletrificação da Paraíba - SAELPA)	PB
020/2001	ANEEL	Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (Denominação anterior: Manaus Energia S.A. - MANAUS ENERGIA)	AM
021/2001	ANEEL	Boa Vista Energia S/A - Boa Vista	RR
107/2001	ANEEL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	RS
009/2002	ANEEL	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP
145/2002	ANEEL	Cooperativa Aliança - COOPERALIANÇA	SC

Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE B – Calendário das revisões tarifárias

<b>Sigla</b>	<b>Concessionária de Distribuição</b>	<b>UF</b>	<b>Data do processo tarifário</b>
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	RS	19/abr
AME	Amazonas Distribuidora de Energia S/A.	AM	28/nov
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	RJ	15/mar
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S.A.	SP	23/out
BOA VISTA	Boa Vista Energia S/A	RR	28/nov
CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	SP	10/mai
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	28/out
CEB-DIS	CEB Distribuição S/A	DF	22/out
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS	21/nov
CELESC-DIS	Celesc Distribuição S.A.	SC	22/ago
CELG-D	Celg Distribuição S.A.	GO	22/out
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A.	PA	07/ago
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	29/abr
ETO	ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	TO	04/jul
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	MA	28/ago
CEMAT	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	MT	08/abr
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	28/mai
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	28/out
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	RO	20/dez
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	PR	29/jun
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	22/nov
CPFL JAGUARI	Companhia Jaguar de Energia	SP	22/mar
CPFL MOCOCA	Companhia Luz e Força Mococa	SP	22/mar
CPFL SANTA CRUZ	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP	22/mar
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP	10/mai
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR	09/nov
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	22/abr
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	22/abr
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC	29/ago
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A	PR	24/jun
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	22/abr
CPFL LESTE PAULISTA	Companhia Paulista de Energia Elétrica	SP	22/mar
CPFL PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP	23/out
CPFL PAULISTA	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	22/mar
CPFL SUL PAULISTA	Companhia Sul Paulista de Energia	SP	22/mar
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	22/jul
DMED	DME Distribuição S.A. - DMED	MG	22/nov
EBO	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	PB	04/fev
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	SP	10/mai
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S.A.	SP	10/mai
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	SC	29/ago
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.	SC	29/ago
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	SP	27/ago
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	20/dez
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	RS	22/jul
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	SP	04/jul
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	ES	22/ago
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	MG	22/jun
EMG	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	MS	08/abr
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	RJ	22/jun
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	PB	28/ago
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	ES	07/ago
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	22/abr
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	PR	26/ago
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A.	RS	22/jul
IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	SC	29/ago
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A.	RJ	07/nov
MUX-Energia	MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	RS	22/jul
RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS	19/jun
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	SE	22/mai
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	22/mai

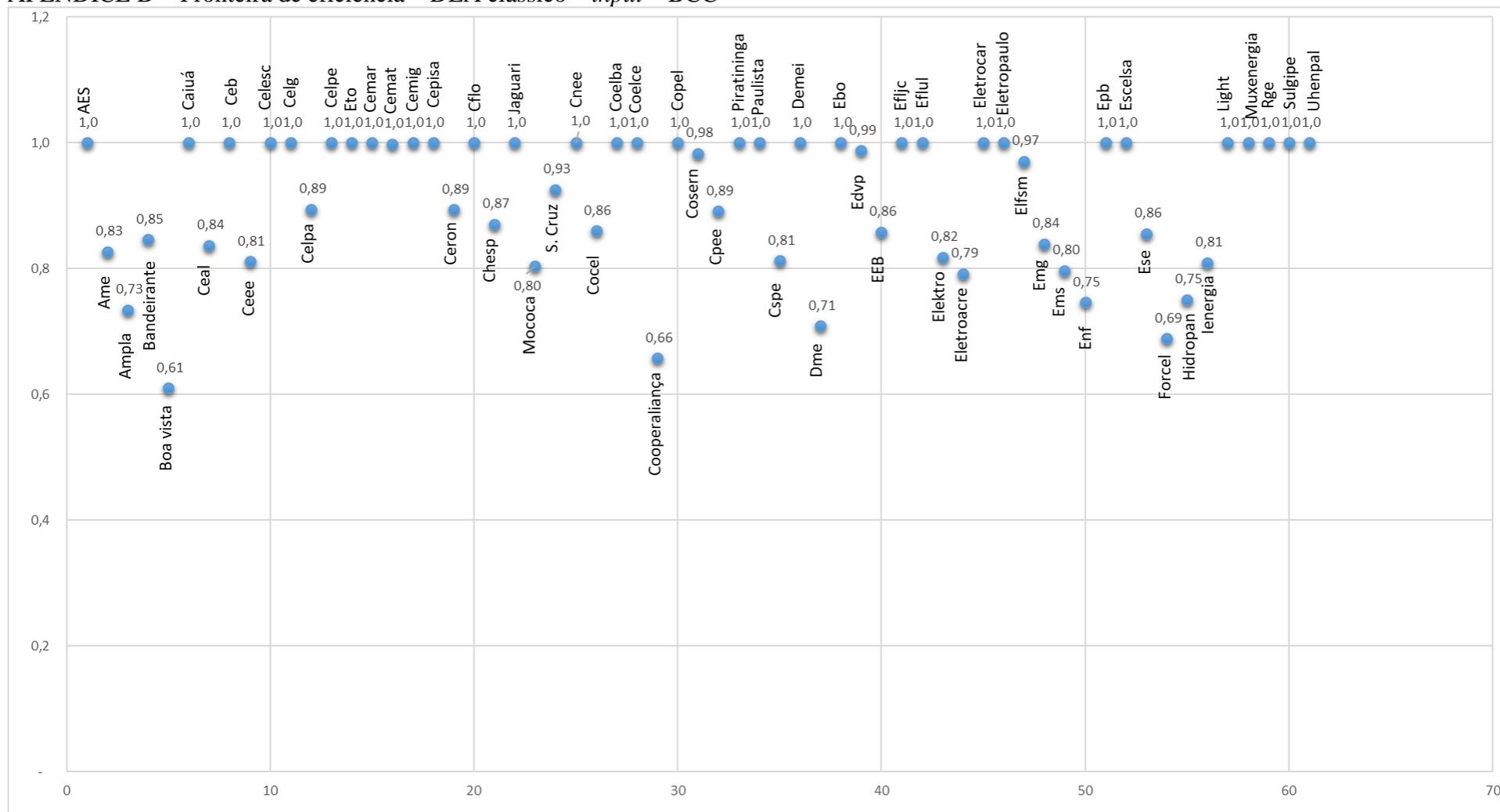
Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE C – DMU's das distribuidoras

DMU	Sigla	Nome Completo	Região
DMU01	AES SUL	AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A.	Sul
DMU02	AME	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	Norte
DMU03	AMPLA	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS	Sudeste
DMU04	BANDEIRANTE	BANDEIRANTE ENERGIA S.A	Sudeste
DMU05	BOA VISTA	BOA VISTA ENERGIA S.A	Norte
DMU06	CAIUÁ - D	CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A	Sudeste
DMU07	CEAL	COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	Nordeste
DMU08	CEB - DIS	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A	Centro Oeste
DMU09	CEEE - D	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	Sul
DMU10	CELESC - DIS	CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A	Sul
DMU11	CELG	CELG DISTRIBUIÇÃO S.A	Centro Oeste
DMU12	CELPA	CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A	Norte
DMU13	CELPE	COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	Nordeste
DMU14	ETO -(CELTINS)	ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	Norte
DMU15	CEMAR	COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	Nordeste
DMU16	CEMAT	ENERGISA MATO GROSSO	Centro Oeste
DMU17	CEMIG-D	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	Sudeste
DMU18	CEPISA	COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	Nordeste
DMU19	CERON	CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A	Norte
DMU20	CFLO	COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE	Sul
DMU21	CHESP	COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	Centro Oeste
DMU22	CPFL JAGUARI	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	Sudeste
DMU23	CPFL MOCOCA	COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA	Sudeste
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ	Sudeste
DMU25	CNEE	COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	Sudeste
DMU26	COCEL	COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	Sul
DMU27	COELBA	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	Nordeste
DMU28	COELCE	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	Nordeste
DMU29	COOPERALIANÇA	COOPERATIVA ALIANÇA	Sul
DMU30	COPEL-D	COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A	Sul
DMU31	COSERN	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	Nordeste
DMU32	CPEE (CPFL LESTE)	COMPANHIA PAULISTA DE ENERGIA ELÉTRICA	Sudeste
DMU33	CPFL PIRATININGA	COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	Sudeste
DMU34	CPFL PAULISTA	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	Sudeste
DMU35	CSPE (CPFL)	COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	Sudeste
DMU36	DEMEI	DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE NERGIA DE IJUÍ	Sul
DMU37	DME (DMEPC)	DME DISTRIBUIÇÃO - POÇOS DE CALDAS	Sudeste
DMU38	EBO (CELB)	ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	Nordeste
DMU39	EDEVP (EEVP)	EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA S.A	Sudeste
DMU40	EEB	EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S.A	Sudeste
DMU41	EFLJC	EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA	Sul
DMU42	EFLUL	EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA LTDA	Sul
DMU43	ELEKTRO	ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A	Sudeste
DMU44	ELETROACRE	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	Norte
DMU45	ELETROCAR	CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S.A	Sul
DMU46	ELETROPAULO	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A	Sudeste
DMU47	ELFSM	EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A	Sudeste
DMU48	EMG (CFLCL)	ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	Sudeste
DMU49	EMS (ENERSUL)	ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	Centro Oeste
DMU50	ENF (CENF)	ENERGISA NOVA FRIBURGO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	Sudeste
DMU51	EPB (SAELPA)	ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	Nordeste
DMU52	ESCELSA	ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICA S.A	Sudeste
DMU53	ESE (ENERGIPE)	ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORADE ENERGIA S.A	Nordeste
DMU54	FORCEL	FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	Sul
DMU55	HIDROPAN	HIDROELÉTRICA PANAMBI S.A	Sul
DMU56	IENERGIA	IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA	Sul
DMU57	LIGHT	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A	Sudeste
DMU58	MUXENERGIA	MUXFELDT MARIN & CIA	Sul
DMU59	RGE	RIO GRANDE ENERGIA S.A	Sul
DMU60	SULGIPE	COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	Nordeste
DMU61	UHENPAL	USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA	Sul

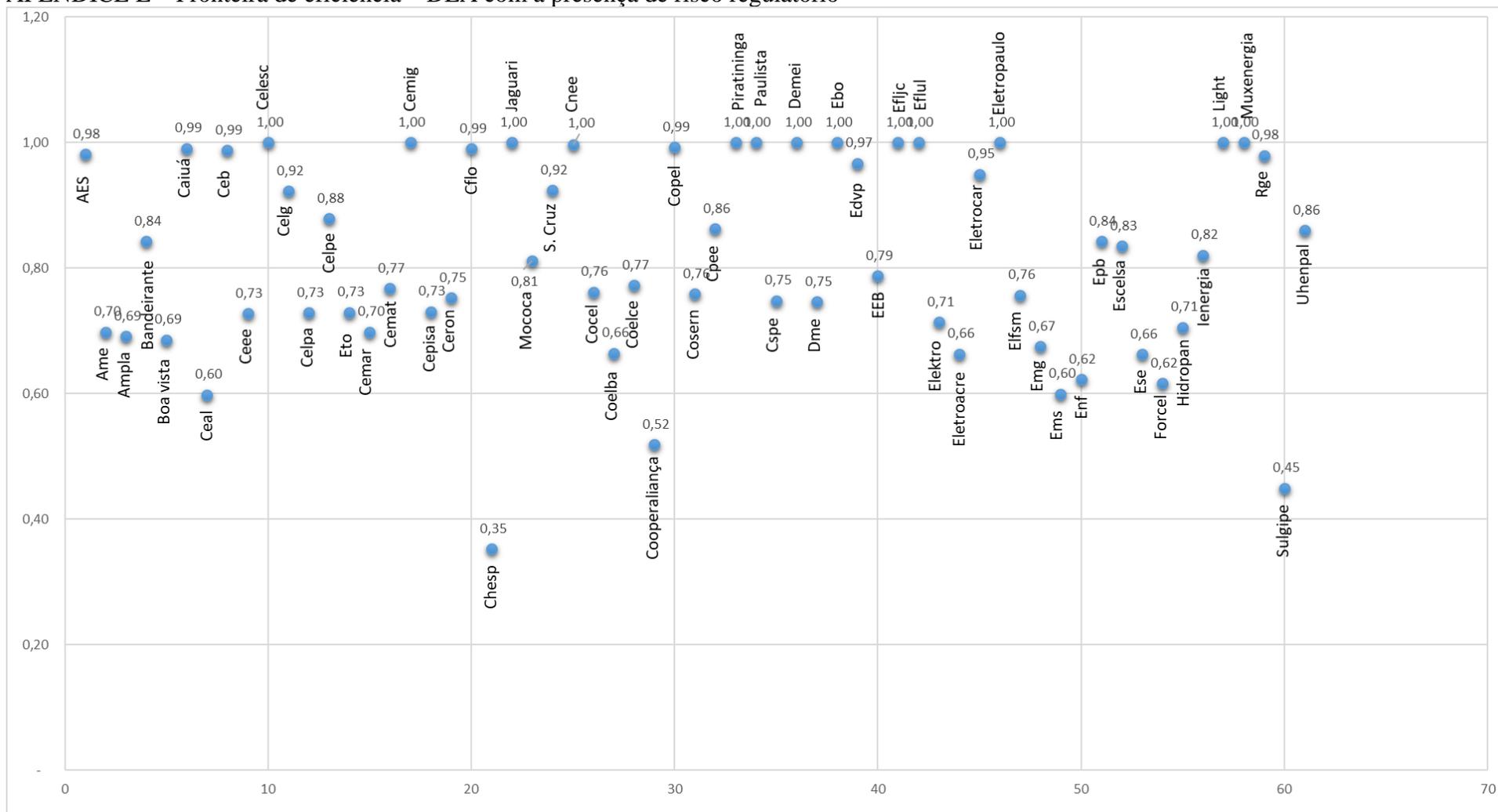
Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE D – Fronteira de eficiência – DEA clássico – *input* – BCC



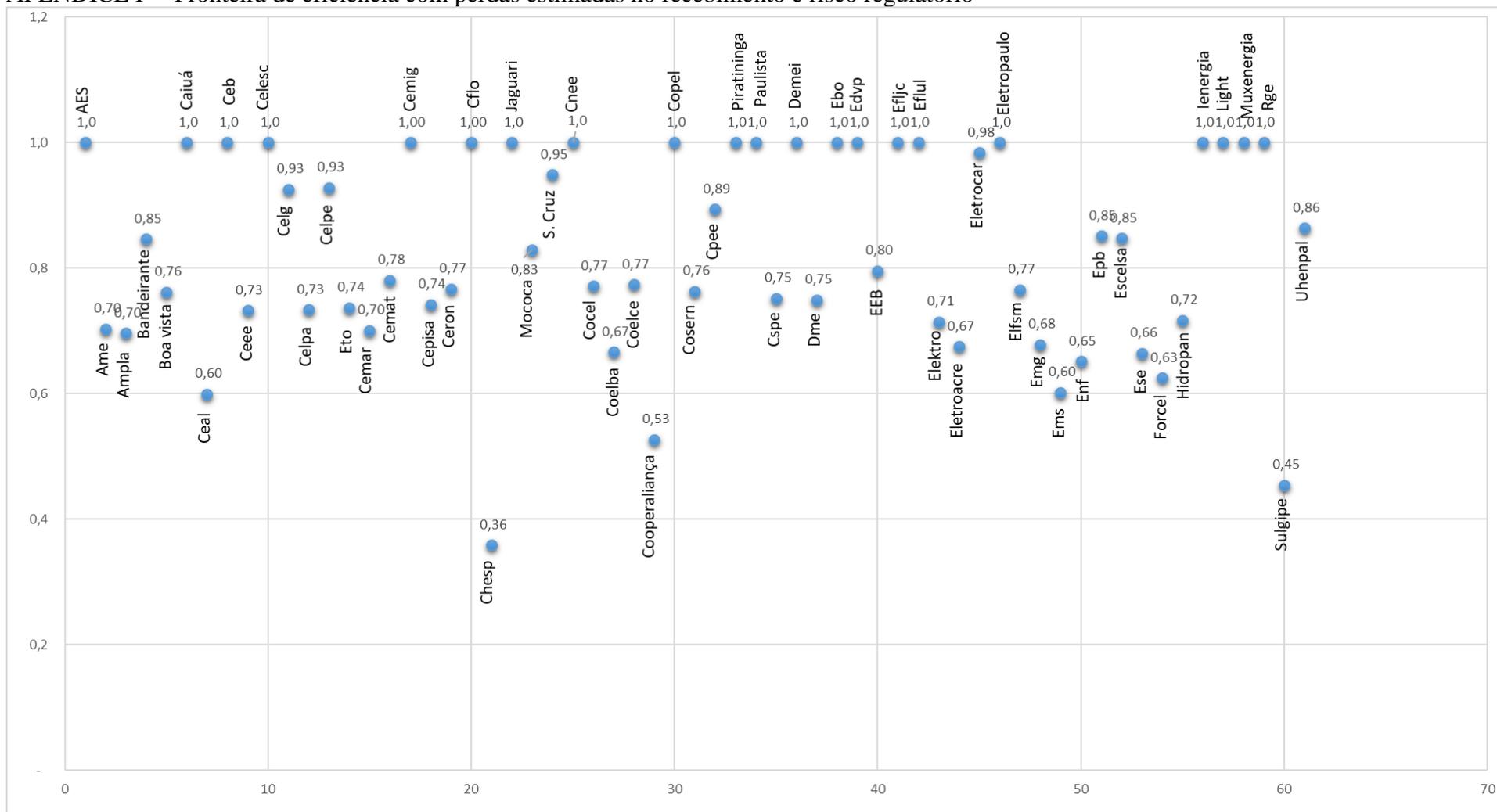
Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE E – Fronteira de eficiência – DEA com a presença de risco regulatório



Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE F – Fronteira de eficiência com perdas estimadas no recebimento e risco regulatório



Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE G – Perdas no recebimento reais – Média dos anos 2008-2009

DMU	Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Iluminação Pública	Poder Público	Serviço Público
DMU01	AES SUL	2,31%	0,77%	1,95%	0,84%	7,51%	3,71%	0,52%
DMU02	AME	23,49%	6,09%	5,96%	12,82%	2,85%	9,23%	8,27%
DMU03	AMPLA	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	7,51%	7,67%	12,96%
DMU04	BANDEIRANTE	4,87%	0,54%	1,94%	1,20%	8,44%	3,48%	0,64%
DMU05	BOA VISTA	5,45%	3,35%	3,87%	10,99%	0,01%	31,40%	46,72%
DMU06	CAIUÁ - D	1,63%	2,76%	1,19%	1,97%	0,17%	1,35%	0,00%
DMU07	CEAL	6,98%	13,91%	5,28%	20,41%	11,57%	22,03%	17,42%
DMU08	CEB - DIS	2,24%	0,84%	1,58%	7,71%	0,04%	0,65%	0,00%
DMU09	CEEE - D	1,54%	1,62%	0,67%	0,98%	15,99%	3,92%	0,05%
DMU10	CELESC - DIS	3,15%	1,99%	1,77%	1,65%	4,06%	5,96%	4,81%
DMU11	CELG	1,85%	2,17%	1,73%	2,94%	8,41%	18,32%	38,44%
DMU12	CELPA	3,90%	3,61%	2,16%	8,87%	0,09%	2,79%	2,44%
DMU13	CELPE	12,32%	3,99%	4,43%	18,12%	12,30%	6,02%	2,44%
DMU14	ETO -(CELTINS)	2,44%	3,35%	2,89%	2,44%	7,34%	4,24%	0,73%
DMU15	CEMAR	9,74%	5,42%	5,03%	13,47%	5,08%	6,87%	8,37%
DMU16	CEMAT	4,22%	7,25%	3,74%	6,46%	1,51%	5,86%	27,22%
DMU17	CEMIG-D	3,65%	1,22%	2,07%	3,75%	3,64%	2,50%	1,27%
DMU18	CEPISA	11,61%	19,79%	8,32%	22,44%	16,22%	25,97%	19,49%
DMU19	CERON	3,73%	2,84%	2,18%	4,92%	12,22%	3,46%	51,10%
DMU20	CFLO	1,76%	1,32%	1,06%	2,36%	0,00%	1,11%	0,00%
DMU21	CHESP	0,93%	1,46%	1,88%	3,03%	27,70%	8,07%	0,00%
DMU22	CPFL JAGUARI	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU23	CPFL MOCOCA	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU25	CNEE	1,64%	2,20%	1,05%	0,46%	0,39%	0,93%	0,82%
DMU26	COCEL	2,19%	0,34%	2,25%	0,63%	0,00%	0,52%	0,00%
DMU27	COELBA	8,60%	2,56%	3,79%	8,58%	7,06%	4,40%	7,15%
DMU28	COELCE	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	7,51%	7,67%	12,96%
DMU29	COOPERALIANÇA	3,99%	3,61%	3,36%	5,00%	10,73%	12,88%	4,17%
DMU30	COPEL-D	2,42%	0,99%	1,13%	1,20%	0,75%	6,93%	0,52%
DMU31	COSERN	3,76%	1,40%	3,11%	10,25%	3,42%	6,20%	19,18%
DMU32	CPEE (CPFL LESTE)	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU33	CPFL PIRATININGA	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU34	CPFL PAULISTA	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU35	CSPE (CPFL)	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU36	DEMEI	8,50%	5,13%	5,19%	0,17%	5,13%	3,09%	0,00%
DMU37	DME (DMEPC)	5,68%	2,49%	3,56%	4,27%	0,00%	0,17%	0,00%
DMU38	EBO (CELB)	2,66%	4,09%	4,25%	6,22%	0,17%	0,76%	0,01%
DMU39	EDEVP (EEVP)	1,61%	0,94%	1,41%	1,37%	0,08%	0,35%	0,36%
DMU40	EEB	1,71%	0,82%	1,43%	1,47%	0,06%	1,01%	1,28%
DMU41	EFLJC	2,94%	2,13%	1,73%	1,18%	0,00%	21,61%	0,00%
DMU42	EFLUL	0,33%	0,61%	0,28%	0,66%	0,00%	0,28%	0,00%
DMU43	ELEKTRO	3,18%	0,73%	1,42%	1,38%	3,21%	1,86%	1,09%
DMU44	ELETROACRE	3,96%	3,13%	4,00%	10,77%	18,59%	7,53%	34,71%
DMU45	ELETROCAR	1,78%	1,96%	3,07%	1,66%	0,00%	0,24%	0,00%
DMU46	ELETROPAULO	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	7,51%	7,67%	12,96%
DMU47	ELFSM	1,87%	1,43%	0,84%	0,90%	9,43%	0,34%	0,13%
DMU48	EMG (CFLCL)	1,58%	1,04%	1,40%	1,76%	0,16%	1,80%	1,46%
DMU49	EMS (ENERSUL)	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU50	ENF (CENF)	2,32%	0,70%	1,17%	4,65%	0,00%	3,13%	0,00%
DMU51	EPB (SAELPA)	3,55%	2,59%	2,06%	21,06%	7,43%	4,14%	6,01%
DMU52	ESCELSA	4,17%	2,00%	2,38%	8,20%	3,13%	2,75%	0,30%
DMU53	ESE (ENERGIPE)	3,80%	2,56%	3,37%	8,27%	2,38%	1,78%	1,45%
DMU54	FORCEL	2,16%	2,09%	2,06%	3,42%	0,00%	6,12%	0,00%
DMU55	HIDROPAN	1,44%	0,07%	0,72%	0,14%	0,00%	0,52%	0,00%
DMU56	IENERGIA	2,19%	0,25%	1,19%	1,02%	0,00%	0,36%	0,00%
DMU57	LIGHT	11,30%	3,41%	3,14%	2,82%	5,99%	9,70%	15,65%
DMU58	MUXENERGIA	1,67%	0,09%	0,69%	0,15%	0,01%	0,14%	0,00%
DMU59	RGE	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU60	SULGIPE	7,32%	1,47%	5,10%	3,64%	9,97%	5,88%	4,51%
DMU61	UHENPAL	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de informações disponíveis no sítio da ANEEL

### APÊNDICE H – Perdas no recebimento reais ajustadas – Média dos anos 2008-2009

DMU	Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Iluminação Pública	Poder Público	Serviço Público
DMU01	AES SUL	2,31%	0,77%	1,95%	0,84%	7,51%	3,71%	0,52%
DMU02	AME	7,52%	6,09%	5,96%	12,82%	2,85%	9,23%	8,27%
DMU03	AMPLA	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	7,51%	7,67%	12,96%
DMU04	BANDEIRANTE	4,87%	0,54%	1,94%	1,20%	8,44%	3,48%	0,64%
DMU05	BOA VISTA	5,45%	3,35%	3,87%	10,99%	0,01%	5,38%	3,13%
DMU06	CAIUÁ - D	1,63%	2,76%	1,19%	1,97%	0,17%	1,35%	0,00%
DMU07	CEAL	6,98%	5,25%	5,28%	11,43%	11,57%	7,67%	17,42%
DMU08	CEB - DIS	2,24%	0,84%	1,58%	7,71%	0,04%	0,65%	0,00%
DMU09	CEEE - D	1,54%	1,62%	0,67%	0,98%	15,99%	3,92%	0,05%
DMU10	CELESC - DIS	3,15%	1,99%	1,77%	1,65%	4,06%	5,96%	4,81%
DMU11	CELG	1,85%	2,17%	1,73%	2,94%	8,41%	4,73%	7,67%
DMU12	CELPA	3,90%	3,61%	2,16%	8,87%	0,09%	2,79%	2,44%
DMU13	CELPE	7,52%	3,99%	4,43%	11,43%	12,30%	6,02%	2,44%
DMU14	ETO - (CELTINS)	2,44%	3,35%	2,89%	2,44%	7,34%	4,24%	0,73%
DMU15	CEMAR	7,52%	5,42%	5,03%	13,47%	5,08%	6,87%	8,37%
DMU16	CEMAT	4,22%	1,92%	3,74%	6,46%	1,51%	5,86%	7,67%
DMU17	CEMIG-D	3,65%	1,22%	2,07%	3,75%	3,64%	2,50%	1,27%
DMU18	CEPISA	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	16,22%	7,67%	19,49%
DMU19	CERON	3,73%	2,84%	2,18%	4,92%	12,22%	3,46%	12,96%
DMU20	CFO	1,76%	1,32%	1,06%	2,36%	0,00%	1,11%	0,00%
DMU21	CHESP	0,93%	1,46%	1,88%	3,03%	3,52%	8,07%	0,00%
DMU22	CPFL JAGUARI	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU23	CPFL MOCOCA	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU25	CNEE	1,64%	2,20%	1,05%	0,46%	0,39%	0,93%	0,82%
DMU26	COCEL	2,19%	0,34%	2,25%	0,63%	0,00%	0,52%	0,00%
DMU27	COELBA	7,52%	2,56%	3,79%	8,58%	7,06%	4,40%	7,15%
DMU28	COELCE	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	7,51%	7,67%	12,96%
DMU29	COOPERALIANÇA	3,99%	3,61%	3,36%	5,00%	10,73%	5,38%	4,17%
DMU30	COPEL-D	2,42%	0,99%	1,13%	1,20%	0,75%	6,93%	0,52%
DMU31	COSERN	3,76%	1,40%	3,11%	10,25%	3,42%	6,20%	19,18%
DMU32	CPEE (CPFL LESTE)	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU33	CPFL PIRATININGA	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU34	CPFL PAULISTA	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU35	CSPE (CPFL)	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%
DMU36	DEMEI	3,01%	5,13%	5,19%	0,17%	5,13%	3,09%	0,00%
DMU37	DME (DMEPC)	5,68%	2,49%	3,56%	4,27%	0,00%	0,17%	0,00%
DMU38	EBO (CELB)	2,66%	4,09%	4,25%	6,22%	0,17%	0,76%	0,01%
DMU39	EDEV (EEVP)	1,61%	0,94%	1,41%	1,37%	0,08%	0,35%	0,36%
DMU40	EEB	1,71%	0,82%	1,43%	1,47%	0,06%	1,01%	1,28%
DMU41	EFLIC	2,94%	2,13%	1,73%	1,18%	0,00%	5,38%	0,00%
DMU42	EFLUL	0,33%	0,61%	0,28%	0,66%	0,00%	0,28%	0,00%
DMU43	ELEKTRO	3,18%	0,73%	1,42%	1,38%	3,21%	1,86%	1,09%
DMU44	ELETROACRE	3,96%	3,13%	4,00%	10,77%	7,51%	7,53%	12,96%
DMU45	ELETROCAR	1,78%	1,96%	3,07%	1,66%	0,00%	0,24%	0,00%
DMU46	ELETROPAULO	7,52%	5,25%	4,00%	11,43%	7,51%	7,67%	12,96%
DMU47	ELFSM	1,87%	1,43%	0,84%	0,90%	9,43%	0,34%	0,13%
DMU48	EMG (CFLCL)	1,58%	1,04%	1,40%	1,76%	0,16%	1,80%	1,46%
DMU49	EMS (ENERSUL)	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU50	ENF (CENF)	2,32%	0,70%	1,17%	4,65%	0,00%	3,13%	0,00%
DMU51	EPB (SAELPA)	3,55%	2,59%	2,06%	11,43%	7,43%	4,14%	6,01%
DMU52	ESCELSA	4,17%	2,00%	2,38%	8,20%	3,13%	2,75%	0,30%
DMU53	ESE (ENERGIPE)	3,80%	2,56%	3,37%	8,27%	2,38%	1,78%	1,45%
DMU54	FORCEL	2,16%	2,09%	2,06%	3,42%	0,00%	6,12%	0,00%
DMU55	HIDROPAN	1,44%	0,07%	0,72%	0,14%	0,00%	0,52%	0,00%
DMU56	IENERGIA	2,19%	0,25%	1,19%	1,02%	0,00%	0,36%	0,00%
DMU57	LIGHT	7,52%	3,41%	3,14%	2,82%	5,99%	9,70%	15,65%
DMU58	MUXENERGIA	1,67%	0,09%	0,69%	0,15%	0,01%	0,14%	0,00%
DMU59	RGE	2,75%	1,92%	1,85%	3,02%	2,50%	4,73%	7,67%
DMU60	SULGIPE	3,01%	1,47%	5,10%	3,64%	9,97%	5,88%	4,51%
DMU61	UHENPAL	3,01%	1,71%	2,17%	2,46%	3,52%	5,38%	3,13%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de informações disponíveis no site da ANEEL

## APÊNDICE I – Percentuais regulatórios das perdas de recebimentos

DMU	Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Iluminação Pública	Poder Público	Serviço Público
DMU01	AES SUL	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU02	AME	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU03	AMPLA	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU04	BANDEIRANTE	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU05	BOA VISTA	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU06	CAIUÁ - D	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU07	CEAL	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU08	CEB - DIS	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU09	CEEE - D	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU10	CELESC - DIS	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU11	CELG	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU12	CELPA	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU13	CELPE	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU14	ETO -(CELTINS)	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU15	CEMAR	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU16	CEMAT	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU17	CEMIG-D	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU18	CEPISA	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU19	CERON	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU20	CFLO	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU21	CHESP	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU22	CPFL JAGUARI	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU23	CPFL MOCOCA	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU25	CNEE	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU26	COCEL	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU27	COELBA	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU28	COELCE	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU29	COOPERALIANÇA	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU30	COPEL-D	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU31	COSERN	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU32	CPEE (CPFL LESTE)	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU33	CPFL PIRATININGA	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU34	CPFL PAULISTA	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU35	CSPE (CPFL)	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU36	DMEI	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU37	DME (DMEPC)	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU38	EBO (CELB)	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU39	EDEVP (EEVP)	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU40	EEB	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU41	EFLIC	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU42	EFLUL	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU43	ELEKTRO	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU44	ELETROACRE	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU45	ELETROCAR	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU46	ELETROPAULO	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU47	ELFSM	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU48	EMG (CFLCL)	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU49	EMS (ENERSUL)	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU50	ENF (CENF)	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU51	EPB (SAELPA)	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU52	ESCELSA	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU53	ESE (ENERGIPE)	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU54	FORCEL	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU55	HIDROPAN	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU56	IENERGIA	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU57	LIGHT	0,89%	0,79%	0,87%	1,40%	0,67%	0,89%	0,36%
DMU58	MUXENERGIA	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU59	RGE	0,46%	0,57%	0,59%	0,28%	0,14%	0,26%	0,00%
DMU60	SULGIPE	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
DMU61	UHENPAL	0,18%	0,02%	0,13%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de informações disponíveis no sítio da ANEEL

## APÊNDICE J – Diferença entre as perdas reais e regulatórias sem ajustes

DMU	Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Iluminação Pública	Poder Público	Serviço Público	Média
DMU01	AES SUL	1,85%	0,20%	1,36%	0,56%	7,37%	3,45%	0,52%	2,19%
DMU02	AME	23,49%	5,30%	5,09%	11,42%	2,18%	8,34%	7,91%	9,10%
DMU03	AMPLA	6,63%	4,46%	3,13%	10,03%	6,84%	6,78%	12,60%	7,21%
DMU04	BANDEIRANTE	4,41%	-0,03%	1,35%	0,92%	8,30%	3,22%	0,64%	2,69%
DMU05	BOA VISTA	5,27%	3,33%	3,74%	10,95%	0,01%	31,40%	46,72%	14,49%
DMU06	CAIUÁ - D	1,17%	2,19%	0,60%	1,69%	0,03%	1,09%	0,00%	0,97%
DMU07	CEAL	6,09%	13,12%	4,41%	19,01%	10,90%	21,14%	17,06%	13,10%
DMU08	CEB - DIS	1,78%	0,27%	0,99%	7,43%	-0,10%	0,39%	0,00%	1,54%
DMU09	CEEE - D	1,08%	1,05%	0,08%	0,70%	15,85%	3,66%	0,05%	3,21%
DMU10	CELESC - DIS	2,69%	1,42%	1,18%	1,37%	3,92%	5,70%	4,81%	3,01%
DMU11	CELG	1,39%	1,60%	1,14%	2,66%	8,27%	18,06%	38,44%	10,22%
DMU12	CELPA	3,01%	2,82%	1,29%	7,47%	-0,58%	1,90%	2,08%	2,57%
DMU13	CELPE	11,43%	3,20%	3,56%	16,72%	11,63%	5,13%	2,08%	7,68%
DMU14	ETO -(CELTINS)	1,55%	2,56%	2,02%	1,04%	6,67%	3,35%	0,37%	2,51%
DMU15	CEMAR	8,85%	4,63%	4,16%	12,07%	4,41%	5,98%	8,01%	6,87%
DMU16	CEMAT	3,76%	6,68%	3,15%	6,18%	1,37%	5,60%	27,22%	7,71%
DMU17	CEMIG-D	3,19%	0,65%	1,48%	3,47%	3,50%	2,24%	1,27%	2,26%
DMU18	CEPISA	10,72%	19,00%	7,45%	21,04%	15,55%	25,08%	19,13%	16,85%
DMU19	CERON	2,84%	2,05%	1,31%	3,52%	11,55%	2,57%	50,74%	10,66%
DMU20	CFLO	1,58%	1,30%	0,93%	2,32%	0,00%	1,11%	0,00%	1,04%
DMU21	CHESP	0,75%	1,44%	1,75%	2,99%	27,70%	8,07%	0,00%	6,10%
DMU22	CPFL JAGUARI	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%
DMU23	CPFL MOCOCA	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU25	CNEE	1,46%	2,18%	0,92%	0,42%	0,39%	0,93%	0,82%	1,02%
DMU26	COCEL	2,01%	0,32%	2,12%	0,59%	0,00%	0,52%	0,00%	0,79%
DMU27	COELBA	7,71%	1,77%	2,92%	7,18%	6,39%	3,51%	6,79%	5,18%
DMU28	COELCE	6,63%	4,46%	3,13%	10,03%	6,84%	6,78%	12,60%	7,21%
DMU29	COOPERALIANÇA	3,81%	3,59%	3,23%	4,96%	10,73%	12,88%	4,17%	6,20%
DMU30	COPEL-D	1,96%	0,42%	0,54%	0,92%	0,61%	6,67%	0,52%	1,66%
DMU31	COSERN	2,87%	0,61%	2,24%	8,85%	2,75%	5,31%	18,82%	5,92%
DMU32	CPEE (CPFL LESTE)	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%
DMU33	CPFL PIRATININGA	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU34	CPFL PAULISTA	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU35	CSPE (CPFL)	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%
DMU36	DEMEI	8,32%	5,11%	5,06%	0,13%	5,13%	3,09%	0,00%	3,83%
DMU37	DME (DMEPC)	5,50%	2,47%	3,43%	4,23%	0,00%	0,17%	0,00%	2,26%
DMU38	EBO (CELB)	1,77%	3,30%	3,38%	4,82%	-0,50%	-0,13%	-0,35%	1,75%
DMU39	EDEVP (EEVP)	1,15%	0,37%	0,82%	1,09%	-0,06%	0,09%	0,36%	0,54%
DMU40	EEB	1,25%	0,25%	0,84%	1,19%	-0,08%	0,75%	1,28%	0,78%
DMU41	EFLJC	2,76%	2,11%	1,60%	1,14%	0,00%	21,61%	0,00%	4,17%
DMU42	EFLUL	0,15%	0,59%	0,15%	0,62%	0,00%	0,28%	0,00%	0,26%
DMU43	ELEKTRO	2,72%	0,16%	0,83%	1,10%	3,07%	1,60%	1,09%	1,51%
DMU44	ELETROACRE	3,07%	2,34%	3,13%	9,37%	17,92%	6,64%	34,35%	10,97%
DMU45	ELETROCAR	1,60%	1,94%	2,94%	1,62%	0,00%	0,24%	0,00%	1,19%
DMU46	ELETROPAULO	6,63%	4,46%	3,13%	10,03%	6,84%	6,78%	12,60%	7,21%
DMU47	ELFSM	1,69%	1,41%	0,71%	0,86%	9,43%	0,34%	0,13%	2,08%
DMU48	EMG (CFLCL)	1,12%	0,47%	0,81%	1,48%	0,02%	1,54%	1,46%	0,99%
DMU49	EMS (ENERSUL)	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU50	ENF (CENF)	2,14%	0,68%	1,04%	4,61%	0,00%	3,13%	0,00%	1,66%
DMU51	EPB (SAELPA)	2,66%	1,80%	1,19%	19,66%	6,76%	3,25%	5,65%	5,85%
DMU52	ESCELSA	3,71%	1,43%	1,79%	7,92%	2,99%	2,49%	0,30%	2,95%
DMU53	ESE (ENERGIPE)	2,91%	1,77%	2,50%	6,87%	1,71%	0,89%	1,09%	2,53%
DMU54	FORCEL	1,98%	2,07%	1,93%	3,38%	0,00%	6,12%	0,00%	2,21%
DMU55	HIDROPAN	1,26%	0,05%	0,59%	0,10%	0,00%	0,52%	0,00%	0,36%
DMU56	IENERGIA	2,01%	0,23%	1,06%	0,98%	0,00%	0,36%	0,00%	0,66%
DMU57	LIGHT	10,41%	2,62%	2,27%	1,42%	5,32%	8,81%	15,29%	6,59%
DMU58	MUXENERGIA	1,49%	0,07%	0,56%	0,11%	0,01%	0,14%	0,00%	0,34%
DMU59	RGE	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU60	SULGIPE	7,14%	1,45%	4,97%	3,60%	9,97%	5,88%	4,51%	5,36%
DMU61	UHENPAL	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de informações disponíveis no sítio da ANEEL

### APÊNDICE L – Diferença entre as perdas reais e regulatórias com ajuste dos outliers

DMU	Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Iluminação Pública	Poder Público	Serviço Público	Média
DMU01	AES SUL	1,85%	0,20%	1,36%	0,56%	7,37%	3,45%	0,52%	2,19%
DMU02	AME	6,63%	5,30%	5,09%	11,42%	2,18%	8,34%	7,91%	6,70%
DMU03	AMPLA	6,63%	4,46%	3,13%	10,03%	6,84%	6,78%	12,60%	7,21%
DMU04	BANDEIRANTE	4,41%	-0,03%	1,35%	0,92%	8,30%	3,22%	0,64%	2,69%
DMU05	BOA VISTA	5,27%	3,33%	3,74%	10,95%	0,01%	5,38%	3,13%	4,54%
DMU06	CAIUÁ - D	1,17%	2,19%	0,60%	1,69%	0,03%	1,09%	0,00%	0,97%
DMU07	CEAL	6,09%	4,46%	4,41%	10,03%	10,90%	6,78%	17,06%	8,53%
DMU08	CEB - DIS	1,78%	0,27%	0,99%	7,43%	-0,10%	0,39%	0,00%	1,54%
DMU09	CEEE - D	1,08%	1,05%	0,08%	0,70%	15,85%	3,66%	0,05%	3,21%
DMU10	CELESC - DIS	2,69%	1,42%	1,18%	1,37%	3,92%	5,70%	4,81%	3,01%
DMU11	CELG	1,39%	1,60%	1,14%	2,66%	8,27%	4,47%	7,67%	3,88%
DMU12	CELPA	3,01%	2,82%	1,29%	7,47%	-0,58%	1,90%	2,08%	2,57%
DMU13	CELPE	6,63%	3,20%	3,56%	10,03%	11,63%	5,13%	2,08%	6,04%
DMU14	ETO -(CELTINS)	1,55%	2,56%	2,02%	1,04%	6,67%	3,35%	0,37%	2,51%
DMU15	CEMAR	6,63%	4,63%	4,16%	12,07%	4,41%	5,98%	8,01%	6,56%
DMU16	CEMAT	3,76%	1,35%	3,15%	6,18%	1,37%	5,60%	7,67%	4,15%
DMU17	CEMIG-D	3,19%	0,65%	1,48%	3,47%	3,50%	2,24%	1,27%	2,26%
DMU18	CEPISA	6,63%	4,46%	3,13%	10,03%	15,55%	6,78%	19,13%	9,39%
DMU19	CERON	2,84%	2,05%	1,31%	3,52%	11,55%	2,57%	12,60%	5,21%
DMU20	CFLO	1,58%	1,30%	0,93%	2,32%	0,00%	1,11%	0,00%	1,04%
DMU21	CHESP	0,75%	1,44%	1,75%	2,99%	3,52%	8,07%	0,00%	2,65%
DMU22	CPFL JAGUARI	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%
DMU23	CPFL MOCOCA	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU25	CNEE	1,46%	2,18%	0,92%	0,42%	0,39%	0,93%	0,82%	1,02%
DMU26	COCEL	2,01%	0,32%	2,12%	0,59%	0,00%	0,52%	0,00%	0,79%
DMU27	COELBA	6,63%	1,77%	2,92%	7,18%	6,39%	3,51%	6,79%	5,03%
DMU28	COELCE	6,63%	4,46%	3,13%	10,03%	6,84%	6,78%	12,60%	7,21%
DMU29	COOPERALIANÇA	3,81%	3,59%	3,23%	4,96%	10,73%	5,38%	4,17%	5,13%
DMU30	COPEL-D	1,96%	0,42%	0,54%	0,92%	0,61%	6,67%	0,52%	1,66%
DMU31	COSERN	2,87%	0,61%	2,24%	8,85%	2,75%	5,31%	18,82%	5,92%
DMU32	CPEE (CPFL LESTE)	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%
DMU33	CPFL PIRATININGA	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU34	CPFL PAULISTA	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU35	CSPE (CPFL)	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%
DMU36	DEMEI	2,83%	5,11%	5,06%	0,13%	5,13%	3,09%	0,00%	3,05%
DMU37	DME (DMEPC)	5,50%	2,47%	3,43%	4,23%	0,00%	0,17%	0,00%	2,26%
DMU38	EBO (CELB)	1,77%	3,30%	3,38%	4,82%	-0,50%	-0,13%	-0,35%	1,75%
DMU39	EDEVP (EEVP)	1,15%	0,37%	0,82%	1,09%	-0,06%	0,09%	0,36%	0,54%
DMU40	EEB	1,25%	0,25%	0,84%	1,19%	-0,08%	0,75%	1,28%	0,78%
DMU41	EFLJC	2,76%	2,11%	1,60%	1,14%	0,00%	5,38%	0,00%	1,86%
DMU42	EFLUL	0,15%	0,59%	0,15%	0,62%	0,00%	0,28%	0,00%	0,26%
DMU43	ELEKTRO	2,72%	0,16%	0,83%	1,10%	3,07%	1,60%	1,09%	1,51%
DMU44	ELETOACRE	3,07%	2,34%	3,13%	9,37%	6,84%	6,64%	12,60%	6,28%
DMU45	ELETROCAR	1,60%	1,94%	2,94%	1,62%	0,00%	0,24%	0,00%	1,19%
DMU46	ELETROPAULO	6,63%	4,46%	3,13%	10,03%	6,84%	6,78%	12,60%	7,21%
DMU47	ELFSM	1,69%	1,41%	0,71%	0,86%	9,43%	0,34%	0,13%	2,08%
DMU48	EMG (CFLCL)	1,12%	0,47%	0,81%	1,48%	0,02%	1,54%	1,46%	0,99%
DMU49	EMS (ENERSUL)	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU50	ENF (CENF)	2,14%	0,68%	1,04%	4,61%	0,00%	3,13%	0,00%	1,66%
DMU51	EPB (SAELPA)	2,66%	1,80%	1,19%	10,03%	6,76%	3,25%	5,65%	4,48%
DMU52	ESCELSA	3,71%	1,43%	1,79%	7,92%	2,99%	2,49%	0,30%	2,95%
DMU53	ESE (ENERGIPE)	2,91%	1,77%	2,50%	6,87%	1,71%	0,89%	1,09%	2,53%
DMU54	FORCEL	1,98%	2,07%	1,93%	3,38%	0,00%	6,12%	0,00%	2,21%
DMU55	HIDROPAN	1,26%	0,05%	0,59%	0,10%	0,00%	0,52%	0,00%	0,36%
DMU56	IENERGIA	2,01%	0,23%	1,06%	0,98%	0,00%	0,36%	0,00%	0,66%
DMU57	LIGHT	6,63%	2,62%	2,27%	1,42%	5,32%	8,81%	15,29%	6,05%
DMU58	MUXENERGIA	1,49%	0,07%	0,56%	0,11%	0,01%	0,14%	0,00%	0,34%
DMU59	RGE	2,29%	1,35%	1,26%	2,74%	2,36%	4,47%	7,67%	3,16%
DMU60	SULGIPE	2,83%	1,45%	4,97%	3,60%	9,97%	5,88%	4,51%	4,74%
DMU61	UHENPAL	2,83%	1,69%	2,04%	2,42%	3,52%	5,38%	3,13%	3,00%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de informações disponíveis no site da ANEEL

APÊNDICE M – Teste com base no DEA supereficiência SBM – *Input*

DMU		Score						
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
DMU01	AES SUL	1,08	1,12	1,00	1,08	1,04	1,02	1,09
DMU02	AME	0,65	0,65	0,84	0,74	0,74	0,72	0,66
DMU03	AMPLA	0,91	0,85	0,89	0,71	0,68	0,63	0,60
DMU04	BANDEIRANTE	0,83	0,82	0,84	0,77	0,85	0,82	0,78
DMU05	BOA VISTA	3,64	0,65	0,60	0,43	0,44	0,46	0,45
DMU06	CAIUÁ - D	0,86	1,01	1,00	1,11	1,08	1,05	1,08
DMU07	CEAL	0,64	0,66	0,80	0,75	0,75	0,80	0,75
DMU08	CEB - DIS	0,82	0,81	1,00	1,07	1,13	1,14	0,90
DMU09	CEEE - D	0,79	0,77	0,82	0,76	0,75	0,75	0,65
DMU10	CELESC - DIS	1,29	1,21	1,00	1,17	1,22	1,14	1,16
DMU11	CELG	1,62	1,75	1,00	1,48	1,36	1,47	1,36
DMU12	CELPA	0,74	0,82	0,88	0,78	0,74	0,79	0,86
DMU13	CELPE	1,13	1,07	1,00	1,05	1,07	1,05	1,04
DMU14	ETO -(CELTINS)	0,70	0,77	1,00	1,57	1,39	1,34	1,37
DMU15	CEMAR	0,64	0,69	0,95	1,03	1,25	1,09	0,95
DMU16	CEMAT	0,86	0,74	0,93	0,82	0,78	0,90	0,86
DMU17	CEMIG-D	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
DMU18	CEPISA	0,74	0,76	0,94	1,14	1,15	1,16	1,10
DMU19	CERON	0,79	0,78	0,80	0,92	0,69	0,72	0,79
DMU20	CFLO	0,91	1,09	1,00	1,14	1,14	0,91	1,14
DMU21	CHESP	0,79	0,68	0,74	0,76	0,91	0,91	0,95
DMU22	CPFL JAGUARI	1,87	1,93	1,00	1,82	1,80	1,90	1,88
DMU23	CPFL MOCOCA	0,63	0,69	0,68	0,67	0,72	1,04	1,04
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	1,01	0,96	0,88	0,80	0,82	0,94	1,04
DMU25	CNEE	0,91	1,03	1,00	1,15	1,12	1,09	1,02
DMU26	COCEL	0,80	0,81	0,89	0,83	0,81	0,84	0,83
DMU27	COELBA	1,18	1,24	1,00	1,38	1,49	1,58	1,57
DMU28	COELCE	1,04	1,11	1,00	1,11	0,94	0,97	0,91
DMU29	COOPERALIANÇA	0,62	0,60	0,68	0,58	0,61	0,62	0,64
DMU30	COPEL-D	1,18	1,19	1,00	1,17	1,14	1,17	1,03
DMU31	COSERN	0,76	0,84	0,96	0,87	0,87	0,99	1,01
DMU32	CPEE (CPFL LESTE)	1,05	0,99	0,91	0,70	0,73	0,91	0,92
DMU33	CPFL PIRATININGA	1,40	1,62	1,00	1,73	1,31	1,37	1,58
DMU34	CPFL PAULISTA	1,36	1,40	1,00	1,39	1,40	1,38	1,36
DMU35	CSPE (CPFL)	0,72	0,73	0,74	0,73	0,76	0,93	1,03
DMU36	DEMEI	2,19	1,56	1,00	1,43	1,57	1,50	1,16
DMU37	DME (DMEPC)	1,09	0,84	0,77	0,72	0,62	0,58	0,57
DMU38	EBO (CELB)	1,82	1,55	1,00	1,58	1,79	1,72	1,34
DMU39	EDEVP (EEVP)	0,77	1,01	1,00	1,00	1,00	1,03	1,02
DMU40	EEB	0,76	0,77	0,90	0,82	0,79	0,75	0,85
DMU41	EFLJC	2,17	1,92	1,00	2,41	2,83	3,05	2,80
DMU42	EFLUL	1,24	1,19	1,00	1,19	1,29	1,23	1,22
DMU43	ELEKTRO	0,82	0,85	0,85	0,80	0,80	0,80	0,82
DMU44	ELETROACRE	0,76	0,78	0,82	0,70	0,67	0,77	0,62
DMU45	ELETROCAR	1,44	1,32	1,00	1,26	1,17	1,14	1,14
DMU46	ELETROPAULO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
DMU47	ELFSM	0,83	0,84	0,91	1,01	0,98	0,97	0,90
DMU48	EMG (CFLCL)	0,76	0,72	0,74	0,83	0,82	0,94	0,91
DMU49	EMS (ENERSUL)	0,70	0,74	0,72	0,62	0,72	0,75	0,80
DMU50	ENF (CENF)	0,80	0,77	0,73	0,64	0,65	0,69	0,72
DMU51	EPB (SAELPA)	1,44	1,39	1,00	1,30	1,12	1,19	1,15
DMU52	ESCELSA	1,02	1,02	1,00	0,91	1,03	1,08	0,90
DMU53	ESE (ENERGIPE)	0,78	0,81	0,86	0,89	0,79	0,79	0,84
DMU54	FORCEL	0,70	0,45	0,59	0,61	0,76	0,78	0,96
DMU55	HIDROPAN	0,71	0,66	0,71	0,68	0,74	0,89	0,74
DMU56	IENERGIA	0,54	0,69	0,83	0,76	1,03	1,05	1,05
DMU57	LIGHT	0,88	1,05	1,00	0,88	0,79	0,83	0,79
DMU58	MUXENERGIA	1,39	1,16	1,00	1,26	1,25	1,27	1,31
DMU59	RGE	1,29	1,13	1,00	1,11	1,16	1,18	1,16
DMU60	SULGIPE	0,83	0,85	0,86	0,87	1,00	1,03	1,10
DMU61	UHENPAL	2,25	3,23	1,00	1,77	1,38	1,33	1,13

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE N – Teste com base no DEA supereficiência SBM – *Output*

DMU		Score						
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
DMU01	AES SUL	1,04	1,12	1,01	1,029	1,020	1,010	1,07
DMU02	AME	0,35	0,38	0,48	0,587	0,587	0,604	0,65
DMU03	AMPLA	0,66	0,58	0,65	0,529	0,493	0,445	0,46
DMU04	BANDEIRANTE	0,73	0,74	0,76	0,738	0,795	0,783	0,76
DMU05	BOA VISTA	1,45	0,02	0,02	0,040	0,034	0,033	0,03
DMU06	CAIUÁ - D	0,03	1,00	1,02	1,048	1,030	1,020	1,06
DMU07	CEAL	0,52	0,46	0,57	0,652	0,705	0,684	0,58
DMU08	CEB - DIS	0,39	0,37	1,00	1,019	1,034	1,039	0,77
DMU09	CEEE - D	0,55	0,46	0,48	0,508	0,564	0,569	0,46
DMU10	CELESC - DIS	1,12	1,08	1,06	1,055	1,064	1,044	1,05
DMU11	CELG	1,12	1,19	1,17	1,154	1,175	1,136	1,13
DMU12	CELPA	0,41	0,34	0,38	0,424	0,518	0,463	0,75
DMU13	CELPE	1,04	1,03	1,02	1,034	1,024	1,023	1,01
DMU14	ETO -(CELTINS)	0,01	0,01	1,01	1,132	1,069	1,056	1,06
DMU15	CEMAR	0,17	0,15	0,34	1,021	1,125	1,053	0,39
DMU16	CEMAT	0,51	0,39	0,49	0,488	0,535	0,650	0,61
DMU17	CEMIG-D	1,52	1,52	1,49	1,513	1,516	1,517	1,51
DMU18	CEPISA	0,35	0,33	0,42	1,052	1,068	1,114	1,04
DMU19	CERON	0,05	0,04	0,04	0,218	0,066	0,104	0,13
DMU20	CFLO	0,12	1,04	1,05	1,056	1,069	0,124	1,13
DMU21	CHESP	0,18	0,12	0,12	0,224	0,350	0,293	0,38
DMU22	CPFL JAGUARI	1,10	1,11	1,10	1,101	1,110	1,140	1,10
DMU23	CPFL MOCOCA	0,05	0,05	0,05	0,097	0,091	1,012	1,01
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	1,00	0,42	0,47	0,298	0,330	0,335	1,01
DMU25	CNEE	0,07	1,01	1,02	1,028	1,033	1,021	1,01
DMU26	COCEL	0,07	0,08	0,09	0,134	0,096	0,097	0,12
DMU27	COELBA	1,03	1,07	1,11	1,120	1,144	1,168	1,18
DMU28	COELCE	1,01	1,02	1,02	1,023	0,838	0,857	0,69
DMU29	COOPERALIANÇA	0,08	0,09	0,08	0,131	0,110	0,104	0,12
DMU30	COPEL-D	1,06	1,06	1,08	1,059	1,054	1,098	1,02
DMU31	COSERN	0,63	0,77	0,80	0,656	0,794	0,959	1,01
DMU32	CPEE (CPFL LESTE)	1,01	0,05	0,05	0,062	0,059	0,079	0,15
DMU33	CPFL PIRATININGA	1,11	1,14	1,18	1,174	1,132	1,163	1,19
DMU34	CPFL PAULISTA	1,19	1,16	1,12	1,191	1,198	1,152	1,18
DMU35	CSPE (CPFL)	0,58	0,53	0,51	0,529	0,599	0,785	1,01
DMU36	DEMEI	1,31	1,16	1,22	1,147	1,180	1,228	1,07
DMU37	DME (DMEPC)	1,02	0,03	0,03	0,051	0,045	0,041	0,05
DMU38	EBO (CELB)	1,37	1,42	1,41	1,363	1,456	1,415	1,22
DMU39	EDEV (EEVP)	0,02	1,00	1,00	1,000	0,413	1,009	1,01
DMU40	EEB	0,67	0,70	0,71	0,742	0,720	0,684	0,75
DMU41	EFLJC	1,00	1,00	1,00	1,000	1,000	1,000	1,00
DMU42	EFLUL	1,05	1,06	1,06	1,055	1,085	1,075	1,08
DMU43	ELEKTRO	0,81	0,86	0,79	0,760	0,776	0,759	0,78
DMU44	ELETROACRE	0,02	0,02	0,02	0,030	0,024	0,024	0,02
DMU45	ELETROCAR	1,14	1,15	1,17	1,199	1,076	1,091	1,08
DMU46	ELETROPAULO	1,16	1,19	1,20	1,213	1,227	1,229	1,23
DMU47	ELFSM	0,03	0,04	0,05	1,003	0,122	0,124	0,08
DMU48	EMG (CFLCL)	0,34	0,44	0,47	0,576	0,628	0,744	0,69
DMU49	EMS (ENERSUL)	0,37	0,34	0,27	0,250	0,346	0,371	0,33
DMU50	ENF (CENF)	0,03	0,02	0,03	0,049	0,044	0,041	0,05
DMU51	EPB (SAELPA)	1,15	1,14	1,11	1,108	1,061	1,077	1,07
DMU52	ESCELSA	1,01	1,01	1,01	0,753	1,011	1,028	0,70
DMU53	ESE (ENERGIPE)	0,69	0,71	0,75	0,818	0,772	0,731	0,73
DMU54	FORCEL	0,50	0,26	0,23	0,374	0,364	0,342	0,69
DMU55	HIDROPAN	0,19	0,21	0,20	0,324	0,265	0,376	0,29
DMU56	IENERGIA	0,08	0,10	0,16	0,428	1,013	1,022	1,03
DMU57	LIGHT	0,64	1,02	1,08	0,766	0,712	0,748	0,81
DMU58	MUXENERGIA	1,00	1,36	1,18	1,404	1,361	1,499	1,98
DMU59	RGE	1,08	1,03	1,04	1,023	1,056	1,089	1,11
DMU60	SULGIPE	0,48	0,46	0,45	0,450	1,002	1,012	1,05
DMU61	UHENPAL	1,20	1,52	1,23	1,187	1,086	1,079	1,04

Fonte: Elaborado pelo autor



**ANEXOS**

ANEXO A – Custo de Capital – 3CRTP

ANEXO B – Folgas dos Inputs e Outputs das DMU's – 3CRTP

ANEXO C – DMU's Benchmarking para DMU's com folgas – 3CRTP

ANEXO D – Base de Remuneração e Risco Regulatório – 3CRTP

ANEXO E - Índice de Malmquist – 3CRTP

ANEXO F – *Window Analysis* – 3CRTP

ANEXO G – Participação na receita por Nível de Tensão

## ANEXO A – Custo de Capital

Valores em Milhões		Base de Remuneração Líquida								Depreciação								Remuneração do Capital								Custo de Capital							
DMU	Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009				
DMU01	AES SUL	881,13	869,22	829,83	817,98	833,09	928,20	796,97	69,11	72,04	73,88	77,10	81,71	90,13	97,12	132,17	130,38	124,47	122,70	124,96	139,23	119,55	201,28	202,43	198,36	199,80	206,67	229,36	216,67				
DMU02	AME	871,42	712,40	582,40	544,15	559,29	574,85	590,84	35,05	32,08	29,36	29,41	31,43	33,58	35,88	130,71	106,86	87,36	81,62	83,89	86,23	88,63	165,76	138,94	116,72	111,03	115,32	119,81	124,50				
DMU03	AMPLA	1545,58	1683,64	1577,17	2002,30	2058,96	2693,13	3277,48	92,79	103,67	104,20	128,31	137,18	172,15	219,12	231,84	252,55	236,57	300,34	308,84	403,97	491,62	324,63	356,22	340,78	428,65	446,03	576,12	710,74				
DMU04	BANDEIRANTE	1524,62	1460,10	1426,72	1352,40	1375,31	1341,79	1192,91	98,50	101,35	105,79	108,62	116,11	121,35	135,45	228,69	219,01	214,01	202,86	206,30	201,27	178,94	327,19	320,36	319,80	311,48	322,41	322,62	314,39				
DMU05	BOA VISTA	7,65	70,18	63,47	72,28	74,23	79,65	103,99	0,07	2,91	2,76	3,32	3,60	4,05	5,65	1,15	10,53	9,52	10,84	11,13	11,95	15,60	1,21	13,43	12,28	14,16	14,73	15,99	21,25				
DMU06	CAIUÁ	117,96	108,46	93,48	82,81	87,87	88,98	88,65	7,04	7,11	6,95	6,99	7,74	8,35	9,82	17,69	16,27	14,02	12,42	13,18	13,35	13,30	24,73	23,38	20,97	19,41	20,92	21,70	23,12				
DMU07	CEAL	463,14	443,35	407,95	367,50	348,24	364,56	464,77	30,99	31,70	31,75	31,64	32,56	35,25	44,55	69,47	66,50	61,19	55,12	52,24	54,68	69,72	100,46	98,20	92,95	86,76	84,80	89,93	114,26				
DMU08	CEB	715,64	726,63	677,55	604,52	533,65	530,10	624,29	39,15	42,43	43,33	43,27	43,32	46,25	57,50	107,35	108,99	101,63	90,68	80,05	79,52	93,64	146,50	151,42	144,96	133,95	123,37	125,77	151,14				
DMU09	CEEE-D	1297,98	1282,89	1257,34	1199,17	1167,98	1210,75	1507,65	83,01	86,78	90,27	92,50	96,02	103,08	128,73	194,70	192,43	188,60	179,88	175,20	181,61	226,15	277,70	279,21	278,87	272,37	271,22	284,69	354,88				
DMU10	CELESC	1849,02	1812,94	1820,49	1848,10	1757,94	1878,62	2058,08	121,03	125,86	133,12	141,63	145,39	158,93	188,10	277,35	271,94	273,07	277,21	263,69	281,79	308,71	398,38	397,80	406,20	418,84	409,08	440,72	496,81				
DMU11	CELG	1239,94	1124,19	1092,63	1099,99	1165,36	1396,86	68,38	67,48	74,14	78,64	85,10	94,59	119,76	185,99	164,79	168,63	163,90	165,00	174,80	209,53	254,37	232,27	242,77	248,54	250,10	269,40	329,28					
DMU12	CELPA	935,51	952,71	954,60	918,12	920,33	1114,39	1042,04	54,88	58,25	61,13	62,54	65,66	76,97	82,68	140,33	142,91	143,19	137,72	138,05	167,16	156,31	195,20	201,15	204,32	200,26	203,71	244,13	238,98				
DMU13	CELPE	1377,18	1407,19	1385,85	1331,19	1464,08	1583,25	1933,63	89,98	96,85	101,58	105,00	118,02	131,16	165,79	206,58	211,08	207,88	199,68	219,61	237,49	290,04	296,55	307,93	309,45	304,68	337,63	368,65	455,83				
DMU14	ETO	214,02	241,94	200,23	81,42	180,25	229,52	340,40	19,96	22,48	22,04	18,25	24,52	28,98	39,53	32,10	36,29	30,03	12,21	27,04	34,43	51,06	52,06	58,77	52,07	30,47	51,55	63,41	90,59				
DMU15	CEMAR	1009,21	928,51	771,65	817,87	543,57	678,90	1304,55	70,75	70,75	67,31	73,04	64,55	75,19	115,01	151,38	139,28	115,75	122,68	81,54	195,68	222,13	210,02	183,05	195,72	177,02	177,02	310,70					
DMU16	CEMAT	673,12	775,41	753,84	735,30	891,33	1058,70	1412,75	44,94	51,89	53,65	55,63	65,52	76,58	100,67	100,97	116,31	113,08	110,30	133,70	158,81	211,91	145,90	168,20	166,72	165,92	199,22	235,39	312,59				
DMU17	CEMIG-D	6608,77	6187,37	5714,17	4822,80	4262,97	5069,97	5189,50	498,13	510,25	521,27	513,74	522,63	596,74	698,10	991,32	928,11	857,13	723,42	639,44	760,50	778,42	1489,45	1438,35	1378,40	1237,16	1162,08	1357,24	1476,53				
DMU18	CEPISA	395,81	371,93	361,46	254,02	256,44	247,13	391,57	21,08	21,67	22,88	19,84	21,75	23,23	33,52	59,37	55,79	54,22	38,10	38,47	37,07	58,73	80,45	77,46	77,09	57,95	60,22	60,30	92,25				
DMU19	CERON	269,17	277,69	286,86	211,56	274,07	286,51	376,04	15,40	16,57	17,83	15,62	19,20	20,84	26,82	40,38	41,65	43,03	31,73	41,11	42,98	56,41	55,78	58,23	60,85	47,36	60,31	63,82	83,23				
DMU20	CFO	11,41	10,13	9,45	9,05	9,42	15,15	13,29	1,09	1,11	1,16	1,22	1,33	1,71	1,93	1,71	1,52	1,42	1,36	1,41	2,27	1,99	2,80	2,63	2,58	2,58	2,75	3,98	3,93				
DMU21	CHESP	14,10	13,73	13,70	11,96	13,38	16,47	20,69	0,78	0,81	0,87	0,84	0,97	1,18	1,51	2,11	2,06	2,05	1,79	2,01	2,47	3,10	2,89	2,87	2,92	2,64	2,98	3,65	4,62				
DMU22	CPFL JAGUARI	29,31	31,29	31,73	32,60	31,75	30,94	30,15	1,82	1,99	2,11	2,26	2,33	2,41	2,63	4,40	4,69	4,76	4,89	4,76	4,64	4,52	6,21	6,69	6,87	7,14	7,09	7,05	7,15				
DMU23	CPFL MOCOCA	23,29	24,19	24,88	24,83	25,13	25,32	25,34	1,26	1,39	1,52	1,63	1,75	1,88	2,16	3,49	3,63	3,76	3,72	3,77	3,80	3,80	4,75	5,02	5,25	5,35	5,52	5,68	5,96				
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	68,20	89,40	85,72	94,92	94,13	92,13	92,75	7,75	9,19	9,56	10,65	11,13	11,70	13,72	10,23	13,41	12,86	14,24	14,12	13,82	13,91	17,98	22,60	22,41	24,79	25,25	25,51	27,64				
DMU25	CNEE	45,96	42,75	38,48	31,93	33,64	38,21	45,21	2,82	2,86	2,86	2,76	3,05	3,48	4,38	6,89	6,41	5,77	4,79	5,05	5,73	6,78	9,71	9,28	8,64	7,55	8,10	9,21	11,16				
DMU26	COCEL	14,49	14,50	13,23	13,52	15,79	17,54	23,04	1,48	1,60	1,67	1,81	2,06	2,30	2,93	2,17	2,18	1,98	2,03	2,37	2,63	3,46	3,66	3,78	3,65	3,84	4,43	4,93	6,39				
DMU27	COELBA	3240,92	3204,89	3157,38	3011,92	2770,42	3019,20	3288,29	193,59	204,31	215,15	222,11	225,56	252,68	302,37	486,14	480,73	473,61	451,79	415,56	452,88	493,24	679,73	685,05	688,76	673,90	641,13	705,56	795,61				
DMU28	COELCE	1227,90	1246,61	1228,46	1241,41	1538,31	1573,41	2109,00	76,68	82,26	86,46	92,35	111,41	119,69	155,94	184,19	186,99	184,27	186,21	230,75	236,01	316,35	260,87	269,25	270,73	278,56	342,15	355,70	472,29				
DMU29	COOPERALIANÇA	10,63	13,40	15,08	16,99	18,73	20,13	23,39	0,67	0,85	0,99	1,14	1,29	1,43	1,73	1,59	2,01	2,26	2,55	2,81	3,02	3,51	2,27	2,86	3,25	3,69	4,10	4,45	5,24				
DMU30	COPEL-D	3303,81	3085,19	2658,74	2547,38	2291,98	2042,24	2699,99	277,37	283,92	281,59	293,81	300,21	307,37	388,74	495,57	462,78	398,81	382,11	343,80	306,34	405,00	772,95	746,70	680,41	675,92	644,01	613,71	793,74				
DMU31	COSERN	686,97	689,12	690,62	627,96	602,84	633,01	704,32	44,97	47,49	50,11	49,92	51,60	56,01	66,82	103,05	103,37	103,59	94,19	90,43	94,95	105,65	148,02	150,86	153,70	144,12	142,03	150,96	172,47				
DMU32	CPFL LESTE	20,47	22,56	23,98	40,80	40,54	41,78	39,91	1,50	1,71	1,89	2,81	2,97	3,20	5,59	3,07	3,38	3,60	6,12	6,08	6,27	5,99	4,57	5,09	5,49	8,93	9,05	9,47	9,57				
DMU33	CPFL PIRATININGA	1292,25	1277,73	1261,15	1208,78	1167,02	1180,71	976,96	77,82	80,93	84,10	85,97	88,41	93,29	99,89	193,84	191,66	189,17	181,32	175,05	177,11	146,54	271,66	272,59	273,27	267,28	263,46	270,40	246,43				
DMU34	CPFL PAULISTA	3536,51	3365,83	3165,20	2895,86	2673,63	2527,44	2389,83	240,46	246,66	251,87	254,26	259,27	268,23	305,32	530,48	504,87	474,78	434,38	401,04	379,12	358,47	770,94	751,54	726,65	688,64	660,31	647,35	663,79				
DMU35	CSPE	52,09	52,63	51,52	52,61	53,01	55,70	58,06	3,35	3,57	3,72	3,98	4,22	4,58	5,30	7,81	7,89	7,73	7,89	7,95	8,36	8,71	11,16	11,46	11,44	11,87	12,17	12,94	14,01				
DMU36	DEMEI	0,98	1,98	2,36	3,47	4,15	3,97	8,47	0,14	0,20	0,23	0,29	0,34	0,35	0,59	0,15	0,30	0,35	0,52	0,62	0,60	1,27	0,29	0,49	0,58	0,81	0,96	0,95	1,86				
DMU37	DME	0,00	0,00	2,51	5,00	6,96	60,40	64,37	0,00	0,00	0,86	1,05	1,23	3,68	4,27	0,00	0,00	0,38	0,75	1,04	9,06	9,66	0,00	0,00	1,23	1,80	2,28	12,74	13,93				
DMU38	EBO	28,30	30,40	32,03	32,08	30,86	34,21	53,67	2,11	2,40	2,69	2,91	3,09	3,52	5,03	4,25	4,56	4,80	4,81	4,63	5,13	8,05	6,36	6,96	7,49	7,72	7,72	8,65	13,08				
DMU39	EDEVP	88,52	76,69	67,63	62,14	65,77	68,45	62,99	5,61	5,48	5,48	5,66	6,29	6,90	7,89	13,28	11,																

## ANEXO A – Custo de Capital (Continuação)

Valores em Milhões		Base de Remuneração Líquida							Depreciação							Remuneração do Capital							Custo de Capital						
DMU	Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
DMU45	ELETROCAR	5,47	6,02	6,17	6,19	8,40	9,63	12,73	0,31	0,38	0,44	0,49	0,64	0,76	1,00	0,82	0,90	0,93	0,93	1,26	1,44	1,91	1,14	1,29	1,36	1,42	1,90	2,21	2,91
DMU46	ELETROPAULO	7196,06	6805,23	6319,13	5932,70	5705,75	5359,04	3332,23	497,60	506,29	511,41	521,21	538,57	551,59	557,88	1079,41	1020,78	947,87	889,91	855,86	803,86	499,83	1577,01	1527,08	1459,28	1411,12	1394,44	1355,45	1057,71
DMU47	ELFSM	56,70	53,02	46,64	44,58	48,58	78,51	103,80	3,42	3,50	3,47	3,64	4,12	5,86	7,74	8,50	7,95	7,00	6,69	7,29	11,78	15,57	11,93	11,46	10,46	10,33	11,41	17,64	23,31
DMU48	EMG	225,61	224,28	211,38	189,69	191,19	179,27	231,72	15,37	16,44	17,02	17,22	18,59	19,45	25,10	33,84	33,64	31,71	28,45	28,68	26,89	34,76	49,21	50,08	48,73	45,67	47,27	46,34	59,85
DMU49	EMS	801,82	765,99	757,15	831,43	714,82	881,37	942,91	45,47	46,67	49,07	55,12	53,50	63,98	74,80	120,27	114,90	113,57	124,71	107,22	132,21	141,44	165,75	161,56	162,64	179,83	160,72	196,19	216,23
DMU50	ENF	51,45	52,63	52,36	50,65	53,23	56,47	64,56	3,17	3,41	3,60	3,73	4,07	4,46	5,38	7,72	7,89	7,85	7,60	7,99	8,47	9,68	10,89	11,31	11,45	11,32	12,05	12,93	15,06
DMU51	EPB	368,08	360,51	410,51	413,47	425,58	426,36	587,44	22,20	23,23	27,05	28,85	31,21	33,27	45,44	55,21	54,08	61,58	62,02	63,84	63,95	88,12	77,41	77,31	88,62	90,87	95,05	97,23	133,55
DMU52	ESCELSA	1096,11	1061,67	1068,58	1066,45	1033,35	1073,40	1090,34	72,28	74,45	78,49	82,35	85,11	91,17	105,65	164,42	159,25	160,29	159,97	155,00	161,01	163,55	236,69	233,70	238,78	242,32	240,12	252,18	269,20
DMU53	ESE	341,03	341,76	335,37	288,36	328,04	352,09	389,53	23,22	24,49	25,48	24,58	27,90	30,67	36,49	51,15	51,26	50,31	43,25	49,21	52,81	58,43	74,38	75,75	75,78	67,84	77,10	83,49	94,92
DMU54	FORCEL	0,31	2,53	3,72	3,87	4,04	4,20	3,80	0,29	0,39	0,39	0,38	0,36	0,34	0,35	0,05	0,38	0,56	0,58	0,61	0,63	0,57	0,33	0,77	0,95	0,96	0,97	0,98	0,92
DMU55	HIDROPAN	4,92	5,31	5,95	5,85	6,10	5,99	9,13	0,25	0,29	0,34	0,36	0,40	0,42	0,61	0,74	0,80	0,89	0,88	0,92	0,90	1,37	0,99	1,09	1,23	1,24	1,31	1,32	1,98
DMU56	IENERGIA	12,22	12,44	11,41	8,95	10,28	11,01	16,10	0,78	0,85	0,86	0,81	0,94	1,06	1,46	1,83	1,87	1,71	1,34	1,54	1,65	2,41	2,62	2,72	2,58	2,16	2,49	2,71	3,87
DMU57	LIGHT	5042,77	4945,62	4942,01	4778,54	4802,39	4628,74	5222,92	268,60	278,89	293,66	302,34	319,46	328,85	398,73	756,41	741,84	741,30	716,78	720,36	694,31	783,44	1025,01	1020,73	1034,96	1019,12	1039,81	1023,16	1182,17
DMU58	MUXENERGIA	2,75	2,78	2,90	3,18	3,74	4,34	5,45	0,12	0,13	0,15	0,17	0,21	0,25	0,33	0,41	0,42	0,44	0,48	0,56	0,65	0,82	0,54	0,55	0,58	0,65	0,77	0,90	1,14
DMU59	RGE	888,26	878,02	853,77	904,87	971,30	1112,44	1191,98	68,70	71,37	73,58	79,07	85,48	95,35	110,53	133,24	131,70	128,07	135,73	145,70	166,87	178,80	201,94	203,07	201,65	214,80	231,18	262,21	289,33
DMU60	SULGIPE	27,53	30,63	32,40	33,24	35,07	37,29	42,84	2,05	2,33	2,58	2,80	3,08	3,40	4,16	4,13	4,59	4,86	4,99	5,26	5,59	6,43	6,18	6,93	7,44	7,78	8,34	8,99	10,59
DMU61	UHENPAL	1,55	0,85	1,72	2,65	3,43	4,19	7,75	0,18	0,18	0,25	0,32	0,39	0,46	0,70	0,23	0,13	0,26	0,40	0,52	0,63	1,16	0,42	0,31	0,51	0,72	0,90	1,09	1,86

Fonte: Dados da pesquisa

ANEXO B – Folgas dos *Inputs e Outputs* das DMU's

No.	DMU	Score	Rank	(I)Opex	(I)Custo Capital	(O)Mercado AT	(O)Mercado M1	(O)Mercado BT	(O)Consumidores	(O)Rede
1	AES SUL	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
2	AME	0,83	47	-	-	246.874,64	-	149.062,91	-	25.124,82
3	AMPLA	0,73	57	-	-	-	3.155.846,93	-	-	32.280,94
4	BANDEIRANTE	0,85	44	162,67	-	-	-	190.244,69	-	11.977,66
5	BOA VISTA	0,61	61	52.781,49	-	21.420,93	-	-	10.520,09	134,07
6	CAIUÁ	1,00	1	-	-	12,12	-	-	0,39	-
7	CEAL	0,84	46	-	-	559.541,16	-	738.805,85	-	16.094,60
8	CEB	1,00	1	-	-	-	4,03	-	0,48	0,07
9	CEEE	0,81	50	-	-	1.936.508,17	1.416.816,36	-	-	-
10	CELESC	1,00	1	-	-	-	-	-	0,29	-
11	CELG	1,00	1	-	-	4,89	-	-	0,27	-
12	CELPA	0,89	37	-	-	2.532.230,60	-	-	-	-
13	CELPE	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
14	ETO	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
15	CEMAR	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
16	CEMAT	1,00	32	-	-	1.023.841,50	1.227.360,44	-	332.941,24	-
17	CEMIG-D	1,00	1	-	-	-	24,02	39,21	0,60	-
18	CEPISA	1,00	1	-	-	16,96	3,37	3,18	-	-
19	CERON	0,89	38	-	-	1.029.733,93	201.138,95	-	46.058,48	-
20	CFLO	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
21	CHESP	0,87	40	-	-	31.980,59	24.138,52	9.363,88	-	-
22	JAGUARI	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
23	MOCOCA	0,80	52	-	-	143.357,20	5.102,36	-	4.108,82	-
24	SANTA CRUZ	0,93	36	-	-	219.622,23	9.856,73	-	12.204,16	-
25	CNEE	1,00	1	-	-	0,91	0,07	-	0,06	-
26	COCEL	0,86	41	-	-	377.590,60	-	-	-	-
27	COELBA	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
28	COELCE	1,00	1	-	-	-	2,70	-	-	0,01
29	COOPERALIANÇA	0,66	60	-	-	209.631,74	-	-	-	-
30	COPEL	1,00	1	-	-	-	15,31	-	3,09	-
31	COSERN	0,98	34	-	-	-	265.545,51	-	-	-
32	CPEE	0,89	39	-	-	187.415,72	14.780,56	-	12.429,35	-
33	PIRATININGA	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
34	PAULISTA	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
35	CSPE	0,81	49	-	-	4.185,20	-	-	-	-
36	DEMEI	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
37	DME	0,71	58	-	-	549.500,63	-	-	-	373,73
38	EBO	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
39	EDEVP	0,99	33	1.984,24	-	308.202,16	-	-	16.649,69	-
40	EEB	0,86	42	-	-	-	-	-	43.752,88	-
41	EFLJC	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
42	EFLUL	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
43	ELEKTRO	0,82	48	-	-	-	1.046.581,41	-	171.370,82	-
44	ELETROACRE	0,79	54	-	-	1.703.476,04	434.422,03	-	40.426,30	-
45	ELETROCAR	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
46	ELETROPAULO	1,00	1	-	-	124,03	49,21	-	4,41	0,67
47	ELFSM	0,97	35	-	-	533.603,25	259.067,44	-	19.965,30	-
48	EMG	0,84	45	-	-	861.628,89	212.831,90	-	40.683,69	-
49	EMS	0,80	53	-	-	1.089.447,54	1.595.087,93	-	65.610,78	-
50	ENF	0,75	56	-	-	594.118,87	125.434,96	-	-	456,80
51	EPB	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
52	ESCELSA	1,00	1	-	-	-	175,30	211,63	20,73	-
53	ESE	0,86	43	-	-	-	-	851.441,40	-	-
54	FORCEL	0,69	59	-	-	44,55	4.502,80	-	370,54	-
55	HIDROPAN	0,75	55	-	-	63.913,83	-	-	-	-
56	IENERGIA	0,81	51	18.042,03	-	55.784,10	-	51.618,41	3.934,94	-
57	LIGHT	1,00	1	-	149,13	-	989,27	-	42,37	7,26
58	MUXENERGIA	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
59	RGE	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
60	SULGIPE	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-
61	UHENPAL	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Dados da pesquisa

## ANEXO C – DMU's benchmarking para DMU's com folgas

No.	DMU	Score	Rank	Benchmarking																			
1	AES SUL	1	1	AES SUL	1																		
2	AME	0,8268	47	AES SUL	0,158	CELESC	0,143	EBO	0,629	EPB	0,07												
3	AMPLA	0,734	57	CAIUÁ	0,195	CEB	0,075	CELPE	0,517	PIRATININGA	0,015	PAULISTA	0,199										
4	BANDEIRANTE	0,8464	44	CELESC	0,018	CELG	0,071	CELPE	0,024	PIRATININGA	0,886												
5	BOA VISTA	0,6101	61	CFLO	0,126	CNEE	0,844	ELETROCAR	0,03														
6	CAIUÁ	1	1	CAIUÁ	1																		
7	CEAL	0,8368	46	CELESC	0,043	CEPISA	0,325	EBO	0,249	EPB	0,383												
8	CEB	1	1	CEB	1																		
9	CEEE	0,8111	50	AES SUL	0,487	CEB	0,294	CELG	0,068	CELPE	0,089	PAULISTA	0,063										
10	CELESC	1	1	CELESC	1																		
11	CELG	1	1	CELG	1																		
12	CELPA	0,8943	37	AES SUL	0,009	CAIUÁ	0,088	CEB	0,147	CELG	0,187	CELPE	0,259	EPB	0,311								
13	CELPE	1	1	CELPE	1																		
14	ETO	1	1	ETO	1																		
15	CEMAR	1	1	CEMAR	1																		
16	CEMAT	0,9978	32	CELG	0,174	ETO	0,423	COELBA	0,079	RGE	0,323												
17	CEMIG-D	1	1	CEMIG-D	1																		
18	CEPISA	1	1	CEPISA	1																		
19	CERON	0,8935	38	CAIUÁ	0,714	CELG	0,092	ETO	0,083	EPB	0,111												
20	CFLO	1	1	CFLO	1																		
21	CHESP	0,8707	40	ETO	0,024	EPB	0,007	MUXENERGIA	0,361	UHENPAL	0,608												
22	JAGUARI	1	1	JAGUARI	1																		
23	MOCOCA	0,8045	52	AES SUL	0,017	DEMEI	0,874	MUXENERGIA	0,109														
24	SANTA CRUZ	0,9255	36	AES SUL	0,043	CAIUÁ	0,088	CNEE	0,831	EPB	0,038												
25	CNEE	1	1	CNEE	1																		
26	COCEL	0,86	41	ETO	0,003	JAGUARI	0,259	EBO	0,113	ELETROCAR	0,043	RGE	0,001	UHENPAL	0,58								
27	COELBA	1	1	COELBA	1																		
28	COELCE	1	1	COELCE	1																		
29	COOPERALIANÇA	0,6573	60	AES SUL	0,003	JAGUARI	0,065	DEMEI	0,154	EBO	0,087	MUXENERGIA	0,44	UHENPAL	0,251								
30	COPEL	1	1	COPEL	1																		
31	COSERN	0,9828	34	CELPE	0,077	COELBA	0,112	PIRATININGA	0,005	PAULISTA	0,05	EBO	0,73	EPB	0,026								
32	CPEE	0,8914	39	AES SUL	0,022	CNEE	0,154	DEMEI	0,758	ELETROCAR	0,066												
33	PIRATININGA	1	1	PIRATININGA	1																		
34	PAULISTA	1	1	PAULISTA	1																		
35	CSPE	0,8121	49	AES SUL	0,041	JAGUARI	0,052	DEMEI	0,442	EBO	0,03	MUXENERGIA	0,29	UHENPAL	0,145								
36	DEMEI	1	1	DEMEI	1																		
37	DME	0,7088	58	AES SUL	0,003	JAGUARI	0,27	PAULISTA	0,006	DEMEI	0,649	EBO	0,072										
38	EBO	1	1	EBO	1																		
39	EDEV	0,9874	33	CAIUÁ	0,41	CELG	0,009	CNEE	0,393	EBO	0,188												
40	EEB	0,858	42	AES SUL	0,003	CAIUÁ	0,114	CELESC	0,01	JAGUARI	0,176	PIRATININGA	0,002	EBO	0,696								
41	EFLJC	1	1	EFLJC	1																		
42	EFLUL	1	1	EFLUL	1																		
43	ELEKTRO	0,8177	48	AES SUL	0,598	CEMIG-D	0,033	COELBA	0,115	PIRATININGA	0,02	PAULISTA	0,234										
44	ELETROACRE	0,792	54	AES SUL	0,032	EBO	0,716	ELETROCAR	0,183	EPB	0,069												
45	ELETROCAR	1	1	ELETROCAR	1																		
46	ELETROPAULO	1	1	ELETROPAULO	1																		
47	ELFSM	0,9703	35	AES SUL	0,043	ELETROCAR	0,153	EPB	0,039	UHENPAL	0,766												
48	EMG	0,839	45	AES SUL	0,059	EBO	0,114	ELETROCAR	0,536	EPB	0,291												
49	EMS	0,7968	53	ETO	0,501	CEMAR	0,063	RGE	0,436														
50	ENF	0,7463	56	CNEE	0,141	PAULISTA	0,008	DEMEI	0,649	EBO	0,202												
51	EPB	1	1	EPB	1																		
52	ESCELSA	1	1	ESCELSA	1																		
53	ESE	0,8552	43	CELPE	0,045	COELBA	0,009	PIRATININGA	0,074	EBO	0,709	EPB	0,13	RGE	0,033								
54	FORCEL	0,6884	59	ETO	0,003	EFLJC	0,621	MUXENERGIA	0,313	UHENPAL	0,063												
55	HIDROPAN	0,7504	55	JAGUARI	0,066	DEMEI	0,296	EBO	0,01	EFLJC	0,519	ELETROCAR	0,013	UHENPAL	0,096								
56	ENERGIA	0,8093	51	ETO	0,001	JAGUARI	0,076	ELETROCAR	0,923														
57	LIGHT	1	1	LIGHT	1																		
58	MUXENERGIA	1	1	MUXENERGIA	1																		
59	RGE	1	1	RGE	1																		
60	SULGIPE	1	1	SULGIPE	1																		
61	UHENPAL	1	1	UHENPAL	1																		

Fonte: Dados da pesquisa

## ANEXO D – Base de Remuneração e Risco Regulatório

## Base de Remuneração líquida - Cálculo do Risco Regulatório

Período: 2003-2009

R\$ Mil

% Risco Regulatório 1,63%

		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009	
		BRL	Risco	BRL	Risco										
DMU01	AES SUL	1.040.104,35	16.953,70	1.041.871,10	16.982,50	1.043.640,84	17.011,35	1.045.413,60	17.040,24	1.047.189,36	17.069,19	1.008.349,82	16.436,10	796.969,80	12.990,61
DMU02	AME	871.419,67	14.204,14	712.402,89	11.612,17	582.403,52	9.493,18	544.148,56	8.869,62	559.288,79	9.116,41	574.850,27	9.370,06	590.844,72	9.630,77
DMU03	AMPLA	2.198.585,54	35.836,94	2.201.414,71	35.883,06	2.407.937,59	39.249,38	2.633.835,14	42.931,51	2.880.924,98	46.959,08	3.151.195,24	51.364,48	3.277.481,95	53.422,96
DMU04	BANDEIRANTE	1.595.090,94	25.999,98	1.549.089,94	25.250,17	1.552.790,59	25.310,49	1.556.500,08	25.370,95	1.560.218,44	25.431,56	1.402.043,64	22.853,31	1.192.909,75	19.444,43
DMU05	BOA VISTA	78.074,18	1.272,61	70.164,97	1.143,69	63.057,00	1.027,83	65.904,86	1.074,25	76.725,24	1.250,62	89.322,12	1.455,95	103.987,18	1.694,99
DMU06	CAIUÁ	139.037,16	2.266,31	106.963,62	1.743,51	108.526,84	1.768,99	110.112,90	1.794,84	111.722,15	1.821,07	111.107,77	1.811,06	88.653,28	1.445,05
DMU07	CEAL	690.443,96	11.254,24	598.980,63	9.763,38	519.633,47	8.470,03	497.866,41	8.115,22	486.580,61	7.931,26	475.550,65	7.751,48	464.770,72	7.575,76
DMU08	CEB	827.692,33	13.491,39	682.866,04	11.130,72	656.907,03	10.707,58	651.647,40	10.621,85	646.429,89	10.536,81	641.254,15	10.452,44	624.288,08	10.175,90
DMU09	CEEE-D	1.786.758,34	29.124,16	1.522.397,58	24.815,08	1.439.509,72	23.464,01	1.433.881,45	23.372,27	1.428.275,17	23.280,89	1.422.690,82	23.189,86	1.507.654,47	24.574,77
DMU10	CELESC	2.691.421,23	43.870,17	2.318.137,30	37.785,64	2.232.984,17	36.397,64	2.199.631,52	35.853,99	2.166.777,03	35.318,47	2.134.413,27	34.790,94	2.058.079,72	33.546,70
DMU11	CELG	1.351.794,19	22.034,25	1.200.819,58	19.573,36	1.066.706,50	17.387,32	1.099.460,80	17.921,21	1.190.795,26	19.409,96	1.289.717,06	21.022,39	1.396.856,50	22.768,76
DMU12	CELPA	1.314.611,73	21.428,17	1.272.760,95	20.746,00	1.236.909,40	20.161,62	1.202.067,72	19.593,70	1.168.207,48	19.041,78	1.106.188,99	18.030,88	1.042.035,08	16.985,17
DMU13	CELPE	2.120.537,05	34.564,75	1.902.023,35	31.002,98	1.746.566,12	28.469,03	1.803.641,67	29.399,36	1.862.582,36	30.360,09	1.923.449,16	31.352,22	1.933.630,28	31.518,17
DMU14	ETM	579.235,25	9.441,53	478.007,78	7.791,53	431.397,84	7.031,78	392.512,93	6.397,96	357.132,99	5.821,27	324.942,10	5.296,56	340.404,29	5.548,59
DMU15	CEMAR	1.522.108,03	24.810,36	1.336.957,10	21.792,40	1.174.328,13	19.141,55	1.181.329,62	19.255,67	1.221.053,37	19.903,17	1.262.112,88	20.572,44	1.304.553,07	21.264,22
DMU16	CEMAT	1.075.105,68	17.524,22	1.103.570,68	17.988,20	1.132.789,34	18.464,47	1.162.781,59	18.953,34	1.193.567,94	19.455,16	1.245.699,23	20.304,90	1.412.747,42	23.027,78
DMU17	CEMIG-D	6.797.626,33	110.801,31	6.705.939,29	109.306,81	6.615.488,93	107.832,47	6.526.258,58	106.378,01	6.438.231,78	104.943,18	6.182.678,15	100.777,65	5.189.495,98	84.588,78
DMU18	CEPISA	544.693,53	8.878,50	467.758,17	7.624,46	401.689,55	6.547,54	391.611,08	6.383,26	391.596,19	6.383,02	391.581,30	6.382,78	391.566,42	6.382,53
DMU19	CERON	365.722,55	5.961,28	340.875,11	5.556,26	317.715,82	5.178,77	318.635,99	5.193,77	336.723,95	5.488,60	355.838,70	5.800,17	376.038,53	6.129,43
DMU20	CFLO	16.626,14	271,01	14.773,15	240,80	15.719,86	256,23	16.727,23	272,65	17.799,16	290,13	17.065,96	278,18	13.285,36	216,55
DMU21	CHESP	19.276,48	314,21	16.553,29	269,82	16.511,26	269,13	17.312,33	282,19	18.152,27	295,88	19.032,97	310,24	20.692,25	337,28
DMU22	CPFL JAGUARI	32.282,63	526,21	34.022,89	554,57	34.731,90	566,13	35.455,68	577,93	36.194,55	589,97	34.938,13	569,49	30.154,64	491,52
DMU23	CPFL MOCOCA	29.506,99	480,96	27.910,60	454,94	28.217,71	459,95	28.528,20	465,01	28.842,11	470,13	28.076,43	457,65	25.338,52	413,02
DMU24	CPFL SANTA CRUZ	168.435,29	2.745,50	191.603,74	3.123,14	168.819,51	2.751,76	148.744,63	2.424,54	131.056,91	2.136,23	112.832,90	1.839,18	92.752,55	1.511,87
DMU25	CNEE	51.914,26	846,20	42.015,39	684,85	43.921,11	715,91	45.913,28	748,39	47.995,80	782,33	49.602,98	808,53	45.211,26	736,94
DMU26	COCEL	24.375,58	397,32	22.149,87	361,04	22.114,07	360,46	22.078,32	359,88	22.042,63	359,29	22.216,72	362,13	23.038,52	375,53
DMU27	COELBA	3.162.013,55	51.540,82	3.222.188,70	52.521,68	3.283.509,02	53.521,20	3.345.996,30	54.539,74	3.409.672,76	55.577,67	3.438.047,31	56.040,17	3.288.293,10	53.599,18
DMU28	COELCE	1.449.207,78	23.622,09	1.537.143,52	25.055,44	1.630.415,06	26.575,77	1.729.346,18	28.188,34	1.837.351,10	29.948,82	1.968.496,45	32.086,49	2.109.002,61	34.376,74
DMU29	COOPERALIANÇA	22.284,72	363,24	23.216,26	378,42	24.186,73	394,24	24.139,88	393,48	23.887,33	389,36	23.637,42	385,29	23.390,13	381,26
DMU30	COPEL-D	2.558.707,78	41.706,94	1.965.086,06	32.030,90	2.143.007,42	34.931,02	2.337.038,00	38.093,72	2.548.636,35	41.542,77	2.779.393,08	45.304,11	2.699.994,29	44.009,91
DMU31	COSERN	650.662,03	10.605,79	665.041,26	10.840,17	679.738,25	11.079,73	694.760,05	11.324,59	710.113,81	11.574,86	720.443,72	11.743,23	704.315,16	11.480,34
DMU32	CPFL LESTE	45.468,64	741,14	45.439,63	740,67	46.260,60	754,05	47.096,41	767,67	47.947,31	781,54	46.210,80	753,24	39.914,28	650,60
DMU33	CPFL PIRATININGA	1.295.536,32	21.117,24	1.258.190,39	20.508,50	1.271.106,21	20.719,03	1.284.154,61	20.931,72	1.297.336,96	21.146,59	1.160.563,89	18.917,19	976.957,59	15.924,41
DMU34	CPFL PAULISTA	3.419.047,09	55.730,47	3.311.838,28	53.982,96	3.207.991,15	52.290,26	3.107.400,28	50.650,62	3.009.963,57	49.062,41	2.846.851,57	46.403,68	2.389.825,24	38.954,15
DMU35	CSPE	51.541,91	840,13	51.623,73	841,47	54.571,15	889,51	57.686,85	940,30	60.980,44	993,98	61.931,53	1.009,48	58.056,15	946,32
DMU36	DEMEI	10.586,30	172,56	10.035,75	163,58	9.513,84	155,08	9.240,39	150,62	8.974,80	146,29	8.716,84	142,08	8.466,30	138,00

## ANEXO D – Base de Remuneração e Risco Regulatório – Continuação

## Base de Remuneração líquida - Cálculo do Risco Regulatório (Continuação)

Período: 2003-2009

R\$ Mil

% Risco Regulatório 1,63%

		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009	
		BRL	Risco	BRL	Risco	BRL	Risco								
DMU37	DME	20.723,67	337,80	42.211,97	688,06	47.454,14	773,50	53.347,31	869,56	59.972,33	977,55	67.420,10	1.098,95	64.368,99	1.049,21
DMU38	EBO	51.505,32	839,54	48.103,61	784,09	46.332,63	755,22	47.463,95	773,66	48.622,89	792,55	49.810,13	811,91	53.668,06	874,79
DMU39	EDEVP	87.225,84	1.421,78	66.373,58	1.081,89	69.825,84	1.138,16	73.457,66	1.197,36	77.278,38	1.259,64	79.407,05	1.294,33	62.985,54	1.026,66
DMU40	EEB	90.743,63	1.479,12	74.470,53	1.213,87	81.358,68	1.326,15	88.883,95	1.448,81	97.105,27	1.582,82	104.755,97	1.707,52	98.354,99	1.603,19
DMU41	EFLIC	925,84	15,09	797,86	13,01	857,95	13,98	922,57	15,04	992,06	16,17	1.061,30	17,30	1.117,96	18,22
DMU42	EFLUL	4.866,96	79,33	3.647,54	59,45	3.914,38	63,80	4.200,73	68,47	4.508,03	73,48	4.650,53	75,80	4.261,65	69,46
DMU43	ELEKTRO	2.502.675,01	40.793,60	2.487.343,24	40.543,69	2.450.597,07	39.944,73	2.414.393,76	39.354,62	2.378.725,30	38.773,22	2.158.011,45	35.175,59	1.925.740,89	31.389,58
DMU44	ELETROACRE	82.958,32	1.352,22	94.681,51	1.543,31	108.061,35	1.761,40	123.514,17	2.013,28	141.325,69	2.303,61	161.705,75	2.635,80	185.024,74	3.015,90
DMU45	ELETROCAR	15.976,27	260,41	13.782,52	224,66	11.890,00	193,81	12.095,67	197,16	12.304,89	200,57	12.517,73	204,04	12.734,26	207,57
DMU46	ELETROPAULO	7.492.936,16	122.134,86	7.272.491,20	118.541,61	7.007.750,38	114.226,33	6.752.646,94	110.068,15	6.506.830,03	106.061,33	4.717.046,54	76.887,86	3.332.230,05	54.315,35
DMU47	ELFSM	54.779,96	892,91	53.078,84	865,19	61.836,02	1.007,93	72.037,99	1.174,22	83.923,14	1.367,95	95.525,93	1.557,07	103.800,60	1.691,95
DMU48	EMG	325.733,59	5.309,46	286.208,11	4.665,19	270.550,86	4.409,98	255.750,15	4.168,73	241.759,13	3.940,67	228.533,50	3.725,10	231.718,94	3.777,02
DMU49	EMS	1.204.279,96	19.629,76	1.162.439,88	18.947,77	1.122.053,44	18.289,47	1.083.070,15	17.654,04	1.045.441,24	17.040,69	1.004.444,80	16.372,45	942.908,46	15.369,41
DMU50	ENF	88.334,16	1.439,85	84.363,10	1.375,12	79.092,06	1.289,20	74.150,36	1.208,65	69.517,41	1.133,13	65.173,94	1.062,34	64.561,20	1.052,35
DMU51	EPB	535.745,16	8.732,65	521.733,31	8.504,25	508.087,94	8.281,83	522.562,03	8.517,76	543.348,60	8.856,58	564.962,02	9.208,88	587.435,18	9.575,19
DMU52	ESCELSA	1.684.480,68	27.457,04	1.356.810,67	22.116,01	1.299.164,53	21.176,38	1.287.737,66	20.990,12	1.276.411,29	20.805,50	1.187.238,42	19.351,99	1.090.340,29	17.772,55
DMU53	ESE	362.113,50	5.902,45	368.153,58	6.000,90	374.294,40	6.101,00	380.537,66	6.202,76	386.885,05	6.306,23	391.864,90	6.387,40	389.530,38	6.349,35
DMU54	FORCEL	306,22	4,99	2.529,15	41,23	3.720,07	60,64	3.874,85	63,16	4.036,07	65,79	4.204,01	68,53	3.795,01	61,86
DMU55	HIDROPAN	8.163,67	133,07	8.082,10	131,74	8.001,34	130,42	8.270,25	134,81	8.548,20	139,34	8.835,49	144,02	9.132,44	148,86
DMU56	IENERGIA	15.486,42	252,43	12.048,29	196,39	12.099,12	197,22	12.786,53	208,42	13.513,01	220,26	14.280,76	232,78	16.095,53	262,36
DMU57	LIGHT	6.871.829,49	112.010,82	6.488.904,48	105.769,14	6.213.837,95	101.285,56	5.950.431,57	96.992,03	5.698.191,06	92.880,51	5.456.643,10	88.943,28	5.222.915,83	85.133,53
DMU58	MUXENERGIA	3.128,65	51,00	3.304,56	53,86	3.490,35	56,89	3.901,73	63,60	4.361,59	71,09	4.875,64	79,47	5.450,29	88,84
DMU59	RGE	1.291.083,48	21.044,66	1.290.447,87	21.034,30	1.289.812,58	21.023,95	1.289.177,60	21.013,59	1.288.542,93	21.003,25	1.273.835,42	20.763,52	1.191.980,56	19.429,28
DMU60	SULGIPE	45.012,77	733,71	37.507,02	611,36	34.779,96	566,91	35.890,97	585,02	37.037,48	603,71	38.220,60	623,00	42.841,22	698,31
DMU61	UHENPAL	4.401,01	71,74	4.629,50	75,46	4.923,27	80,25	5.529,26	90,13	6.209,85	101,22	6.974,20	113,68	7.749,26	126,31

Fonte: Dados da pesquisa

## ANEXO E – Cálculo do Índice de Malmquist

Mudança de Eficiência - Catch-up								Mudança de Técnica - Frontier								Índice de Malmquist							
Catch-up	03=>04	04=>05	05=>06	06=>07	07=>08	08=>09	Média	03=>04	04=>05	05=>06	06=>07	07=>08	08=>09	Média	03=>04	04=>05	05=>06	06=>07	07=>08	08=>09	Média		
AES SUL	1,05	0,96	0,99	0,95	0,86	0,96	0,96	0,99	1,04	1,02	1,04	1,10	1,06	1,04	1,04	1,00	1,01	0,99	0,94	1,02	1,00		
AME	0,98	1,11	1,01	0,99	0,94	0,92	0,99	1,01	1,02	1,02	1,02	1,08	1,08	1,04	0,99	1,14	1,03	1,01	1,02	0,99	1,03		
AMPLA	0,89	0,97	0,83	0,97	0,86	0,94	0,91	1,05	1,07	1,07	1,06	1,07	1,02	1,06	0,93	1,04	0,89	1,03	0,92	0,96	0,96		
BANDEIRANTE	1,00	0,94	0,97	1,11	0,96	0,92	0,99	1,17	1,07	1,06	0,94	1,05	0,95	1,04	1,17	1,01	1,03	1,05	1,01	0,88	1,02		
BOA VISTA	0,18	0,82	0,81	1,02	1,05	0,98	0,81	0,94	1,20	1,11	1,01	0,95	0,96	1,03	0,17	0,98	0,90	1,03	0,99	0,95	0,84		
CAIUÁ	1,18	1,05	1,04	0,96	0,97	1,03	1,04	0,90	1,18	1,06	1,05	0,99	1,01	1,03	1,06	1,24	1,10	1,01	0,96	1,03	1,07		
CEAL	0,99	1,03	0,97	0,97	0,99	0,79	0,96	1,00	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,05	0,99	1,08	1,02	1,04	1,04	0,83	1,00		
CEB	0,99	1,25	1,06	1,05	1,01	0,79	1,02	1,01	1,06	1,07	1,12	1,12	1,07	1,07	0,99	1,32	1,13	1,18	1,13	0,84	1,10		
CEEE	0,97	0,98	0,98	0,97	0,93	0,82	0,94	1,03	1,04	1,06	1,06	1,07	1,03	1,05	0,99	1,02	1,04	1,04	0,99	0,85	0,99		
CELESC	0,93	1,00	0,98	1,04	0,94	0,95	0,97	1,03	1,04	1,01	1,13	1,02	0,95	1,03	0,95	1,04	1,00	1,17	0,97	0,89	1,00		
CELG	1,08	0,99	0,98	0,96	0,68	0,86	0,93	0,99	1,00	1,02	1,20	1,47	1,06	1,12	1,07	0,99	1,01	1,15	0,99	0,91	1,02		
CELPA	1,08	0,98	0,94	0,97	0,92	0,90	0,97	1,01	1,03	1,04	1,08	1,07	1,04	1,04	1,09	1,01	0,98	1,05	0,98	0,94	1,01		
CELPE	0,94	1,06	0,86	0,88	0,99	0,93	0,94	1,00	1,07	1,18	1,09	1,07	1,03	1,07	0,94	1,14	1,02	0,96	1,06	0,95	1,01		
ETO	0,96	1,10	1,27	0,71	0,90	0,87	0,97	0,99	1,08	1,18	1,08	1,06	1,04	1,07	0,95	1,19	1,50	0,77	0,95	0,91	1,05		
CEMAR	1,06	1,24	0,99	1,23	0,84	0,77	1,02	1,00	1,02	1,06	1,08	1,07	1,03	1,04	1,07	1,27	1,05	1,33	0,90	0,79	1,07		
CEMAT	0,86	1,11	0,94	0,88	0,93	0,84	0,93	1,01	1,07	1,05	1,07	1,06	1,03	1,05	0,86	1,18	0,99	0,94	0,99	0,87	0,97		
CEMIG-D	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,03	0,94	1,00	0,99	1,00	0,95	0,98	1,03	0,94	1,00	0,99	1,00	0,95	0,98		
CEPISA	1,01	0,96	1,15	0,94	0,97	0,75	0,96	1,00	1,06	1,09	1,12	1,09	1,02	1,06	1,01	1,01	1,25	1,05	1,05	0,77	1,02		
CERON	0,99	0,92	1,18	0,78	0,97	0,89	0,96	0,98	1,08	1,12	1,10	1,08	1,03	1,07	0,97	1,00	1,32	0,86	1,05	0,92	1,02		
CFLO	1,22	1,03	1,01	1,00	0,78	1,24	1,05	0,91	1,03	1,04	0,97	0,98	0,90	0,97	1,12	1,05	1,05	0,97	0,77	1,12	1,01		
CHESP	0,98	1,01	1,02	0,98	1,19	1,09	1,04	0,94	0,89	0,95	0,96	0,83	0,84	0,90	0,91	0,91	0,97	0,94	0,99	0,92	0,94		
JAGUARI	1,03	0,88	1,07	0,99	1,06	0,99	1,00	1,06	1,02	1,08	1,07	1,13	0,91	1,05	1,10	0,90	1,15	1,06	1,19	0,90	1,05		
MOCOCA	1,11	0,95	1,01	1,04	1,44	1,03	1,09	0,89	1,06	1,05	1,01	0,92	1,00	0,99	0,99	1,00	1,05	1,05	1,32	1,02	1,07		
SANTA CRUZ	0,95	0,87	0,91	1,01	1,11	1,10	0,99	0,93	1,19	1,06	1,05	1,01	1,03	1,04	0,89	1,03	0,97	1,06	1,12	1,13	1,03		
CNEE	1,14	1,09	1,03	0,97	0,97	0,93	1,02	0,87	1,20	1,09	1,03	0,96	1,00	1,03	0,99	1,31	1,12	1,01	0,93	0,92	1,05		
COCEL	1,06	1,08	0,90	0,90	1,05	0,94	0,99	0,96	0,98	1,04	1,02	1,00	0,97	1,00	1,01	1,06	0,94	0,92	1,05	0,91	0,98		
COELBA	1,00	1,05	0,93	1,04	1,02	0,99	1,00	1,05	1,04	1,09	1,05	1,07	1,02	1,05	1,05	1,09	1,01	1,10	1,09	1,01	1,06		
COELCE	1,01	1,01	0,92	0,87	0,98	0,90	0,95	1,03	1,07	1,07	1,06	1,07	1,03	1,05	1,04	1,08	0,99	0,92	1,04	0,93	1,00		
COOPERALIANÇA	1,00	1,07	0,87	0,98	1,06	1,00	1,00	0,95	0,93	1,03	1,01	0,95	0,93	0,97	0,95	1,00	0,89	0,99	1,01	0,92	0,96		
COPEL	0,94	1,23	0,76	1,02	1,30	0,64	0,98	1,13	1,04	1,34	1,20	1,06	1,16	1,15	1,07	1,29	1,02	1,22	1,37	0,74	1,12		
COOSERN	1,04	1,06	0,95	1,04	1,03	0,96	1,01	1,00	1,02	1,07	1,06	1,07	1,03	1,04	1,04	1,08	1,02	1,10	1,09	0,98	1,05		
CPEE	0,94	0,89	0,77	1,02	1,24	1,05	0,98	0,91	1,12	1,07	1,01	0,96	1,00	1,01	0,86	1,00	0,82	1,02	1,18	1,05	0,99		
PIRATININGA	1,15	1,03	1,04	0,76	1,05	1,15	1,03	1,27	0,96	1,02	0,98	1,03	0,89	1,02	1,46	0,99	1,05	0,74	1,08	1,02	1,06		
PAULISTA	1,03	0,94	1,02	1,01	0,98	0,99	1,00	1,17	1,06	1,08	1,06	1,10	0,95	1,07	1,20	0,99	1,10	1,08	1,08	0,95	1,07		
CSPE	1,01	1,01	0,97	1,01	1,11	1,06	1,03	0,99	1,01	1,04	1,02	1,03	1,03	1,02	1,00	1,02	1,01	1,03	1,15	1,09	1,05		
DEMEI	0,83	0,94	0,99	1,13	0,95	0,78	0,94	0,81	0,96	0,94	0,91	0,96	0,85	0,90	0,68	0,89	0,93	1,03	0,91	0,66	0,85		
DME	0,77	0,91	0,93	0,86	0,93	0,96	0,89	0,95	1,00	1,05	1,03	1,04	1,04	1,02	0,74	0,91	0,98	0,88	0,97	1,00	0,91		
EBO	0,83	0,98	1,00	1,14	0,96	0,78	0,95	1,06	1,03	1,02	1,00	1,02	0,89	1,00	0,88	1,01	1,03	1,15	0,98	0,69	0,96		
EDEVP	1,30	0,95	1,02	0,98	1,00	1,01	1,04	0,87	1,27	1,09	1,05	1,00	1,01	1,05	1,13	1,20	1,11	1,03	1,00	1,03	1,08		
EEB	1,01	1,06	1,00	0,96	0,94	0,97	0,99	0,97	1,05	1,04	1,01	1,02	1,04	1,02	0,98	1,11	1,04	0,97	0,96	1,01	1,01		
EFLUC	0,88	1,37	0,92	1,17	1,08	0,92	1,06	0,94	0,89	0,81	0,89	0,90	0,84	0,88	0,83	1,22	0,75	1,05	0,97	0,77	0,93		
EFLUL	0,96	1,02	0,99	1,08	0,95	0,99	1,00	0,94	0,93	1,01	1,08	1,00	0,96	0,99	0,90	0,95	1,00	1,17	0,95	0,95	0,99		
ELEKTRO	0,99	0,97	0,92	0,98	0,97	1,02	0,98	1,05	1,04	1,08	1,06	1,07	1,03	1,05	1,04	1,01	1,00	1,04	1,04	1,05	1,03		
ELETROACRE	1,03	1,02	0,84	0,94	1,07	0,74	0,94	0,96	1,19	1,09	1,04	0,99	1,03	1,05	1,00	1,21	0,91	0,98	1,06	0,76	0,99		
ELETROCAR	1,04	0,99	1,00	0,81	1,05	0,97	0,98	0,82	1,03	0,99	0,98	0,87	0,84	0,92	0,86	1,02	0,99	0,80	0,91	0,82	0,90		
ELETROPAULO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,08	1,00	0,99	1,04	1,05	1,00	1,03	1,08	1,00	0,99	1,04	1,05	1,00	1,03		
ELFSM	0,99	0,92	1,06	0,97	1,03	0,88	0,97	0,96	1,12	1,09	1,01	0,96	1,02	1,03	0,95	1,03	1,15	0,97	0,99	0,89	1,00		
EMG	0,92	0,97	1,07	0,94	1,05	0,87	0,97	1,00	1,07	1,06	1,05	1,02	1,03	1,04	0,92	1,03	1,13	0,99	1,08	0,90	1,01		
EMS	1,05	0,92	0,80	1,02	0,90	1,02	0,95	1,00	1,03	1,05	1,06	1,06	1,03	1,04	1,05	0,94	0,85	1,08	0,95	1,05	0,99		
ENF	0,97	0,86	0,92	0,99	1,09	1,00	0,97	0,93	1,16	1,08	1,01	0,93	0,98	1,02	0,90	1,00	1,00	1,00	1,02	0,98	0,98		
EPB	1,01	0,84	0,96	0,88	1,01	0,83	0,92	0,99	1,12	1,06	1,06	1,05	1,04	1,05	1,01	0,94	1,01	0,93	1,06	0,86	0,97		
ESCELSA	0,97	0,95	0,91	1,17	1,00	0,82	0,97	1,16	1,07	1,05	0,89	1,03	1,02	1,04	1,13	1,01	0,96	1,04	1,04	0,83	1,00		
ESE	1,01	1,04	1,02	0,90	0,95	0,99	0,98	1,03	1,04	1,05	1,02	1,06	1,05	1,04	1,04	1,08	1,07	0,92	1,00	1,04	1,03		
FORCEL	0,70	0,99	1,19	1,13	1,00	1,24	1,04	1,04	0,93	0,91	0,96	1,00	0,89	0,95	0,73	0,93	1,08	1,08	1,00	1,10	0,99		
HIDROPAN	0,95	1,06	0,96	1,05	1,20	0,86	1,01	1,02	0,84	0,98	0,99	0,97	0,86	0,95	0,97	0,90	0,95	1,05	1,16	0,74	0,96		
IENERGIA	1,22	1,17	0,98	0,95	1,52	0,75	1,10	0,93	0,97	1,03	0,97	0,70	0,94	0,92	1,13	1,13	1,00	0,92	1,06	0,70	0,99		
LIGHT	1,22	1,15	0,73	0,90	1,05	0,95	1,00	1,08	1,04	1,03	1,10	1,16	0,92	1,05	1,32	1,20	0,75	0,98	1,22	0,87	1,06		
MUXENERGIA	0,83	1,01	1,08	0,98	1,01	0,98	0,98	1,02	0,99	0,95	0,97	0,99	0,95	0,98	0,84	0,99	1,02	0,95	0,99	0,94	0,96		
RGE	0,90	1,01	0,94	0,99	1,00	0,91	0,94	1,06	1,06	1,00	1,05	1,13	1,01	1,05	0,95	1,07	0,94	1,04	1,02	0,92	0,99		
SULGIPE	1,13	0,91	0,90	1,04	0																		

## ANEXO F – Window Analysis

DMU	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
AES SUL	0,66	0,67	0,66	0,67	0,66	0,63	0,65	0,66
AME	0,39	0,46	0,58	0,65	0,65	0,67	0,64	0,58
AMPLA	0,42	0,41	0,46	0,40	0,38	0,31	0,32	0,39
BANDEIRANTE	0,59	0,71	0,71	0,76	0,76	0,81	0,75	0,73
BOA VISTA	1,00	0,29	0,31	0,28	0,29	0,29	0,26	0,39
CAIUÁ	0,38	0,43	0,52	0,60	0,61	0,59	0,59	0,53
CEAL	0,31	0,33	0,38	0,43	0,46	0,46	0,37	0,39
CEB	0,44	0,45	0,51	0,58	0,68	0,71	0,63	0,57
CEEE	0,41	0,42	0,44	0,46	0,48	0,48	0,38	0,44
CELESC	0,72	0,72	0,76	0,79	0,91	0,89	0,81	0,80
CELG	0,52	0,58	0,58	0,60	0,65	0,63	0,53	0,58
CELPA	0,39	0,40	0,42	0,45	0,48	0,43	0,44	0,43
CELPE	0,48	0,45	0,50	0,53	0,51	0,49	0,43	0,48
ETO	0,21	0,21	0,25	0,43	0,29	0,26	0,21	0,27
CEMAR	0,20	0,22	0,27	0,28	0,39	0,34	0,27	0,28
CEMAT	0,45	0,43	0,47	0,48	0,44	0,41	0,33	0,43
CEMIG-D	0,72	0,79	0,66	0,77	0,86	0,77	0,67	0,75
CEPISA	0,28	0,30	0,33	0,44	0,47	0,49	0,34	0,38
CERON	0,34	0,35	0,36	0,50	0,43	0,44	0,38	0,40
CFLO	0,65	0,70	0,73	0,77	0,74	0,59	0,60	0,68
CHESP	0,31	0,29	0,27	0,27	0,25	0,24	0,22	0,26
JAGUARI	0,74	0,75	0,82	0,87	0,95	1,00	0,95	0,87
MOCOCA	0,38	0,37	0,36	0,37	0,38	0,47	0,51	0,41
SANTA CRUZ	0,50	0,43	0,46	0,42	0,44	0,48	0,47	0,46
CNEE	0,42	0,44	0,53	0,61	0,61	0,57	0,51	0,53
COCEL	0,50	0,50	0,53	0,50	0,46	0,47	0,40	0,48
COELBA	0,32	0,36	0,40	0,38	0,40	0,49	0,50	0,40
COELCE	0,41	0,43	0,46	0,46	0,40	0,40	0,37	0,42
COOPERALIANÇA	0,44	0,39	0,39	0,34	0,34	0,34	0,31	0,36
COPEL	0,51	0,59	0,68	0,71	0,81	0,91	0,71	0,70
COSERN	0,38	0,42	0,45	0,47	0,51	0,51	0,49	0,46
CPEE	0,56	0,50	0,50	0,35	0,36	0,40	0,45	0,45
PIRATININGA	0,76	0,92	0,96	0,99	0,92	1,00	1,00	0,94
PAULISTA	0,74	0,84	0,85	0,92	0,94	1,00	0,98	0,89
CSPE	0,42	0,41	0,42	0,42	0,44	0,55	0,65	0,47
DEMEI	1,00	0,81	0,78	0,73	0,71	0,61	0,47	0,73
DME	0,59	0,42	0,38	0,37	0,33	0,32	0,32	0,39
EBO	0,92	0,87	0,88	0,91	1,00	1,00	0,71	0,90
EDEV	0,35	0,40	0,48	0,50	0,50	0,53	0,52	0,47
EEB	0,54	0,57	0,63	0,68	0,65	0,61	0,54	0,60
EFLIC	1,00	0,97	1,00	0,86	0,87	0,83	0,62	0,88
EFLUL	0,57	0,54	0,52	0,54	0,60	0,59	0,58	0,56
ELEKTRO	0,43	0,48	0,45	0,47	0,48	0,50	0,49	0,47
ELETROACRE	0,25	0,26	0,32	0,28	0,25	0,23	0,19	0,26
ELETROCAR	0,84	0,69	0,73	0,71	0,61	0,57	0,44	0,65
ELETROPAULO	0,62	0,81	0,81	0,83	0,90	1,00	1,00	0,85
ELFSM	0,30	0,29	0,31	0,35	0,34	0,31	0,31	0,31
EMG	0,31	0,31	0,32	0,38	0,38	0,41	0,34	0,35
EMS	0,31	0,33	0,33	0,30	0,35	0,30	0,29	0,32
ENF	0,31	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,26	0,29
EPB	0,50	0,51	0,50	0,51	0,51	0,53	0,40	0,49
ESCELSA	0,53	0,60	0,60	0,62	0,66	0,65	0,55	0,60
ESE	0,46	0,48	0,52	0,60	0,54	0,52	0,49	0,52
FORCEL	0,57	0,45	0,41	0,43	0,43	0,43	0,46	0,45
HIDROPAN	0,54	0,52	0,47	0,44	0,46	0,54	0,43	0,49
IENERGIA	0,39	0,43	0,50	0,51	0,48	0,55	0,48	0,48
LIGHT	0,47	0,70	0,80	0,66	0,62	0,74	0,77	0,68
MUXENERGIA	1,00	0,89	0,87	0,86	0,82	0,83	0,81	0,87
RGE	0,61	0,62	0,63	0,61	0,63	0,63	0,63	0,62
SULGIPE	0,33	0,32	0,30	0,29	0,30	0,28	0,26	0,30
UHENPAL	0,78	1,00	0,73	0,63	0,38	0,35	0,30	0,59
Média	0,52	0,52	0,53	0,55	0,55	0,55	0,50	0,53

Fonte: Dados da Pesquisa

## ANEXO G – Participação na receita por Nível de Tensão

DMU	AT	MT	BT	DMU	AT	MT	BT
AES	3,30%	30,83%	65,87%	CPFLESTE	0,00%	20,48%	79,52%
AME	5,30%	39,60%	55,10%	PIRATININGA	10,55%	27,75%	61,70%
AMPLA	5,09%	18,10%	76,81%	PAULISTA	5,96%	25,39%	68,65%
BANDEIRANTE	11,82%	26,17%	62,01%	CSPE	3,12%	21,64%	75,24%
BOA VISTA	0,00%	26,98%	73,02%	DEMEI	0,00%	10,25%	89,75%
CAIUÁ	0,62%	26,47%	72,91%	DME	0,00%	31,55%	68,45%
CEAL	6,26%	21,08%	72,66%	EBO	10,21%	21,96%	67,83%
CEB	3,68%	23,92%	72,40%	EDEVP	2,85%	17,78%	79,37%
CEEE	2,71%	21,08%	76,21%	EEB	6,18%	25,85%	67,97%
CELESC	6,09%	31,13%	62,78%	EFLJC	0,00%	29,62%	70,38%
CELG	3,12%	18,69%	78,19%	EFLUL	0,00%	62,07%	37,93%
CELPA	2,43%	26,00%	71,57%	ELEKTRO	7,26%	25,07%	67,67%
CELPE	4,39%	25,17%	70,44%	ELETROACRE	0,00%	19,32%	80,68%
ETO	0,00%	18,25%	82,09%	ELETROCAR	0,00%	25,68%	74,32%
CEMAR	1,03%	17,07%	81,90%	ELETROPAULO	4,36%	26,61%	69,04%
CEMAT	5,22%	27,65%	67,13%	ELFSM	0,00%	24,30%	75,70%
CEMIG	13,78%	17,99%	68,23%	EMG	8,16%	17,49%	74,35%
CEPISA	2,38%	14,37%	83,25%	EMS	2,65%	22,66%	74,69%
CERON	0,27%	26,33%	73,40%	ENF	1,06%	15,89%	83,05%
CFLO	0,00%	23,90%	76,10%	EPB	6,91%	17,91%	75,18%
CHESP	0,00%	9,62%	90,38%	ESCELSA	16,06%	24,37%	59,57%
JAGUARI	7,04%	45,75%	47,22%	ESE	9,35%	31,87%	58,78%
MOCOCA	0,00%	18,55%	81,45%	FORCEL	0,00%	31,05%	68,95%
SANTA CRUZ	3,42%	23,05%	73,53%	HIDROPAN	0,00%	22,95%	77,05%
CNEE	4,79%	20,87%	74,34%	IENERGIA	0,00%	31,87%	68,13%
COCEL	0,00%	29,73%	70,27%	LIGHT	11,19%	24,34%	64,47%
COELBA	5,34%	23,60%	71,06%	MUXENERGIA	0,00%	20,55%	79,45%
COELCE	3,95%	17,87%	78,18%	RGE	4,25%	35,89%	59,86%
COOPERALIANÇA	0,00%	25,51%	74,49%	SULGIPE	5,86%	18,95%	75,19%
COPEL	4,36%	27,14%	68,51%	UHENPAL	0,00%	10,32%	89,68%
COSERN	6,75%	23,92%	69,33%				

Fonte: Nota Técnica 295/2011