



ROBINSON SEMOLINI

**Eficiência dos Custos Operacionais das Empresas de
Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**

**Campinas
2014**



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE ECONOMIA

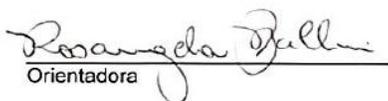
ROBINSON SEMOLINI

**Eficiência dos Custos Operacionais das Empresas de
Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**

Profa. Dra. Rosângela Ballini – Orientadora

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, área de concentração: Desenvolvimento Econômico, Espaço e Meio Ambiente, do Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de doutor em Desenvolvimento Econômico, na área de concentração: Desenvolvimento Econômico, Espaço e Meio Ambiente.

**ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA PELO ROBINSON SEMOLINI E
ORIENTADA PELA PROFA. DRA. ROSANGELA
BALLINI.**


Orientadora

CAMPINAS
2014

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca do Instituto de Economia
Maria Teodora Buoro Albertini - CRB 8/2142

Se54e Semolini, Robinson, 1971-
Eficiência dos custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil / Robinson Semolini. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.

Orientador: Rosangela Ballini.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia elétrica - Regulamentação - Brasil. 3. Eficiência. 4. Econometria. I. Ballini, Rosangela, 1969-. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Efficiency of operational costs of electric power distribution companies in Brazil

Palavras-chave em inglês:

Electric power distribution
Electric power regulation - Brazil
Efficiency
Econometrics

Área de concentração: Desenvolvimento Econômico, Espaço e Meio Ambiente

Titulação: Doutor em Desenvolvimento Econômico

Banca examinadora:

Rosangela Ballini [Orientador]
Marcelo Pereira da Cunha
Paulo Sergio Franco Barbosa
Michelle Carvalho Metanias Hallack
José Francisco Moreira Pessanha

Data de defesa: 03-12-2014

Programa de Pós-Graduação: Desenvolvimento Econômico



TESE DE DOUTORADO

ROBINSON SEMOLINI

**Eficiência dos Custos Operacionais das Empresas de
Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**

Defendida em 03/12/2014

COMISSÃO JULGADORA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Rosângela Ballini".

Profa. Dra. **ROSANGELA BALLINI**
Instituto de Economia / UNICAMP

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Marcelo Pereira da Cunha".

Prof. Dr. **MARCELO PEREIRA DA CUNHA**
Instituto de Economia / UNICAMP

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Paulo Sérgio Franco Barbosa".

Prof. Dr. **PAULO SÉRGIO FRANCO BARBOSA**
FEC / UNICAMP

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Michelle Carvalho Metanias Hallack".

Profa. Dra. **MICHELLE CARVALHO METANIAS HALLACK**
Faculdade de Economia / UFF

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "José Francisco Moreira Pessanha".

Prof. Dr. **JOSÉ FRANCISCO MOREIRA PESSANHA**
IME / UERJ

*É com muito orgulho que dedico esta tese à
minha querida esposa Andrea Ferreira Semolini
e a nossos filhos Marcos e Fernando, por serem
as pessoas que mais me incentivaram e ajudaram
na realização deste trabalho.*

Agradecimentos

A minha orientadora, professora Rosangela Ballini, pela excelente orientação na condução desta tese e, principalmente, por ter acreditado no meu trabalho dado minhas limitações de não ter formação anterior em economia.

Ao Instituto de Economia (IE) da UNICAMP pela estrutura financeira.

Aos membros da banca examinadora pelas contribuições na geração final desta tese, professores: Paulo Barbosa, Marcelo Cunha, Michelle Hallack e José Francisco Pessanha.

Aos professores do IE da UNICAMP Alexandre Gori e José Maria Silveira pela grande apoio dado durante todo o meu Doutorado.

A equipe da secretaria da Pós-Graduação do IE, por toda a ajuda e atenção que tiveram por mim.

A ELEKTRO por ter me dado a oportunidade da realização deste Doutorado, principalmente a ajuda de meus amigos João Gilberto Mazzon, Marcelo Fernandez e Sergio Altieri. A todos os meus colegas de trabalho que direta, ou indiretamente, contribuíram para esta tese.

Ao pesquisador Carlos Costa que me introduziu ao tema desta tese, além dos valiosos conselhos e sugestões.

As pesquisadoras Leontina Pinto e Mariana De Santis, pelos conselhos e dicas para a execução desta tese.

A minha amiga Sandra Xavier pela grande ajuda na disponibilização de artigos e dados para a execução deste trabalho.

Ao meu colega de doutorado Roney Fraga Souza que tanto me ajudou na realização das disciplinas.

A DEUS por ter me dado forças e inspiração para superar todos os obstáculos.

Resumo

Em substituição ao Modelo Normativo de Empresa de Referência, que vigorava no Brasil desde 2003, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) implementou, em 2011, metodologia de *benchmarking* para o cálculo dos custos operacionais regulatórios para cada uma das 63 Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, baseada na média dos resultados dos modelos de Análise Envoltória de Dados (DEA) e Mínimos Quadrados Corrigidos (COLS). A partir dos problemas identificados nesta metodologia de *benchmarking* e, fundamentado em estudo das práticas regulatórias internacionais na aplicação de *benchmarking* para regular os custos operacionais de distribuidoras, o objetivo desta tese é propor uma metodologia de *benchmarking* para a regulação dos custos operacionais das distribuidoras de energia no Brasil, baseada nos seguintes princípios: uso de base de dados e metodologias estatísticas aplicadas; construção de método para a estimação da eficiência a partir de um modelo estruturado, interpretável e que utiliza técnicas de modelagem econométrica; consideração das particularidades do país: grande heterogeneidade climática, geográfica, socioeconômica e, principalmente, da forma de gestão e propriedade; e factível e simples de ser implementado pelo regulador para o caso brasileiro. Partindo destes princípios, as seguintes melhorias para compor a proposta foram alcançadas: (i) agrupar as distribuidoras em 3 *clusters* de acordo com a forma de gestão e propriedade: distribuidoras públicas, privadas independentes e privadas pertencentes a *holdings*. Esta *clusterização* mostrou ser estatisticamente significativa com relação à eficiência e à produtividade dos grupos; (ii) uso dos produtos mercado, clientes e rede, corrigindo o problema da multicolinearidade entre estas variáveis com auxílio da técnica estatística de Análise de Componentes Principais, resultando na construção de uma Variável de Escala Composta; (iii) uso do TOTEX como insumo, conforme preferência dos reguladores para tratar o incentivo das distribuidoras de contabilizarem seus custos operacionais (OPEX) como investimentos (CAPEX); (iv) inclusão da Qualidade do fornecimento como insumo, por meio da variável Energia não Suprida, para tratar o *trade-off* entre Qualidade, OPEX e CAPEX; (v) aplicação do modelo paramétrico de Análise de Fronteira Estocástica (SFA), recomendado como melhor método a ser utilizado, quando da presença de quantidade de dados suficientes, como o caso do Brasil; (vi) tratamento das heterogeneidades entre as distribuidoras diretamente na modelagem da função de custos, para evitar que estes fatores sejam incorretamente atribuído à ineficiência; (vii) SFA aplicado a dados em painel, por meio do modelo com Verdadeiros Efeitos Aleatórios. A eficiência estimada considerando os 7 itens para cada *cluster*, evidenciou ser mais adequada quando comparada aos resultados da metodologia da ANEEL. Por fim, a proposta de implementação do modelo de *benchmarking*, em termos de aumentar o incentivo na busca da eficiência dos custos operacionais, tendo a preocupação adicional de manter o equilíbrio na questão da manutenção dos investimentos das distribuidoras, mostrou ser mais simples, intuitiva, eficiente e factível de ser implementada.

Palavras-chave: setor elétrico, distribuição de energia elétrica, regulação econômica, eficiência, custos operacionais, fronteira estocástica, componentes principais.

Abstract

Replacing the Normative Model of Reference Company, which prevailed in Brazil since 2003, the National Agency of Electric Energy (ANEEL) implemented, in 2011, benchmarking methodology to calculate regulatory operational costs for each of the 63 Dealers of Electric Power Distribution based on the average results of Data Envelopment Analysis (DEA) and Corrected Least Squares (COLS). Based on problems identified in the ANEEL benchmarking methodology and grounded on studies of the international regulatory practices, applied to benchmarking regulatory operational costs of distribution, the objective of this thesis is to propose a methodology of benchmarking to regulatory operational costs of the power distributors in Brazil, based on the following principles: use database and statistical applied methodologies; building method for efficiency estimation from a structured and interpretable model, using econometric modeling techniques; considerate particularities of the country: large climate heterogeneity, geography, socioeconomic and, especially, the form of management; feasible and simple to be implemented by the regulator for the Brazilian case. Based on these principles the following improvements compose the proposed methodology: (i) grouping distributors in 3 clusters according to the form of management and ownership: public, private independent and private belonging to holdings. This clustering was shown to be statistically significant with respect to the efficiency and productivity of the groups; (ii) use of the products - market, customers and network - correcting the multicollinearity problem among them, through the statistical technique of Principal Component Analysis, resulting in the construction of a Composite Scale Variable; (iii) use of TOTEX as input, preferred by regulators to address the incentive of distributors to account their operational cost (OPEX) as investments (CAPEX); (iv) inclusion of Power Supply Quality as input, using the variable Energy Not Supplied to address the trade-off between Quality, OPEX and CAPEX; (v) application of Parametric Model of Stochastic Frontier Analysis (SFA), recommended as the best method to be used when exists sufficient amount of data, which is the Brazilian case; (vi) treatment of heterogeneities among distributors directly modeling the cost function to avoid these factors being incorrectly attributed to inefficiency; (vii) SFA applied to panel data, through True Random Effects Model. The estimated efficiency considering the 7 items for each cluster, showed to be more adequate compared to the results of the ANEEL methodology. Finally, the implementation proposed to the benchmarking model, in terms of increasing the incentive to seek efficiency in operational costs, with the additional concern of conserving the balance considering the maintenance of the distribution investments, proved to be more simple, intuitive, efficient and feasible to implement.

Keywords: electrical sector, electric power distribution, economic regulation, efficiency, operational costs, stochastic frontier, principal component.

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Métodos de <i>Benchmarking</i> utilizados por reguladores de diversos países	42
Tabela 2.2: Insumos utilizados por reguladores de diversos países	47
Tabela 2.3: Produtos utilizados por reguladores de alguns países	49
Tabela 3.1: Análise descritiva dos três <i>Clusters</i> de Distribuidoras	83
Tabela 4.1: Resultado do Modelo COLS-ANEEL	102
Tabela 4.2: Correlação de Pearson – 3 produtos	103
Tabela 4.3: Resultado do Modelo CSV-OFGEM	104
Tabela 4.4: Autovalores da Matriz de Correlação	104
Tabela 4.5: Coeficientes da 1ª. CP	104
Tabela 4.6: Resultados do Modelo CP-COLS	105
Tabela 4.7: Coeficientes dos 3 Produtos para o Modelo CP-COLS	105
Tabela 4.8: Participação dos Coeficientes dos Produtos	107
Tabela 4.9: Estatística <i>VIF</i> para o Modelo COLS-ANEEL	110
Tabela 4.10: Autovalores da Matriz de Correlação	110
Tabela 4.11 Coeficientes da 1ª. CP	110
Tabela 4.12: Resultados do Modelo CP-COLS	111
Tabela 4.13: Coeficientes dos 3 Produtos para o Modelo CP-COLS	112
Tabela 5.1: Estimação da elasticidade do Custo em relação ao Tempo	135
Tabela 5.2: Coeficientes estimados para o modelo SFA-NT - <i>Cluster 1</i>	138
Tabela 5.3: Evolução da construção do modelo e estimação da eficiência	141
Tabela 5.4: Coeficientes estimados para o modelo SFA-NT – <i>Cluster 2</i>	144
Tabela 5.5: Evolução da construção do modelo e estimação da eficiência	146
Tabela 5.6: Coeficientes estimados para o modelo SFA-TRE-NT - <i>Cluster 3</i>	149

Tabela 5.7: Evolução da construção do modelo e estimação da eficiência	150
Tabela 6.1: Evolução da Eficiência antes e após a implantação do modelo de <i>Benchmarking</i> da ANEEL para o 3CRTP	164
Tabela 6.2: Definição da meta de OPEX e do prêmio ao WACC. <i>Cluster 1</i> - Distribuidoras Públicas	166
Tabela 6.3: Definição da meta de OPEX e do prêmio ao WACC. <i>Cluster 2</i> - Distribuidoras Privadas Independentes	166
Tabela 6.4: Definição da meta de OPEX e do prêmio ao WACC. <i>Cluster 3</i> - Distribuidoras Privadas pertencentes a <i>Holdings</i>	167

Lista de Figuras

Figura 1.1: Localização geográfica das Distribuidoras de Energia	11
Figura 1.2: Localização geográfica das Distribuidoras de Energia localizadas nos estados de MG, SP, PR, SC e RS	12
Figura 1.3: Participação dos componentes da Parcela B	24
Figura 1.4: Ilustração das Revisões Tarifárias, Reajustes Tarifários e CRTTP para uma distribuidora com revisões a cada 4 anos	26
Figura 1.5: Participação média dos componentes do Custo Operacional (OPEX)	28
Figura 1.6: Histórico da Regulação dos Custos Operacionais	32
Figura 2.1: Metodologias para análise de <i>Benchmarking</i>	39
Figura 2.2: Metodologia Proposta para <i>Benchmarking</i> dos Custos Operacionais	64
Figura 3.1: Eficiência Modelo COLS x ln(mercado). Análise dos 2 grupos de distribuidoras da ANEEL	72
Figura 3.2: Produtividade medida pelo Índice Tornqvist. Análise das 8 Distribuidoras da <i>holding</i> CPFL Energia	79
Figura 3.3: Eficiência medida pelo Modelo COLS. Análise das 8 Distribuidoras da <i>holding</i> CPFL Energia	80
Figura 4.1: Fronteira de Custos	88
Figura 4.2: Estimação da eficiência por meio de MQO e COLS	92
Figura 4.3: Representação Gráfica das CPs	98
Figura 4.4: Comparação da eficiência para os 3 modelos COLS	106
Figura 5.1: Exemplo de estimação da fronteira de produção por meio de COLS, SFA e OLS	116
Figura 5.2: Exemplos de distribuições dos componentes do erro do modelo SFA	117
Figura 5.3: Estimação da eficiência por de SFA	118

Figura 5.4: Distribuição Meio-Normal	120
Figura 5.5: Distribuição Normal Truncada	122
Figura 5.6: Evolução da Eficiência em relação ao OPEX ao longo do Tempo	135
Figura 5.7: Evolução da Eficiência em relação ao TOTEX ao longo do Tempo	135
Figura 5.8: Distribuição dos termos do erro v_{it} e u_{it} do modelo SFA-NT	140
Figura 5.9: Comparação do <i>Ranking</i> do modelo COLS ANEEL com os modelos para os 3 <i>clusters</i> , ambos para o ano de 2012	152
Figura 6.1: Incentivos e Controles Regulatórios para o <i>VPB</i> no 3CRTP	156
Figura 6.2: Modelo de <i>Benchmarking</i> proposto - Incentivo ao Investimento	160

Lista de Abreviaturas e Siglas

ACP: Análise de Componentes Principais

ABRADEE: Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BAR: Base de Anuidade Regulatória

BRR: Base de Remuneração Regulatória

CAA: Custo Anual dos Ativos

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção

CAPEX: *Capital Expenditure* - despesas ou investimento em bens de capital

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CENS: Custo da Energia Não Suprida

COLS: Mínimos Quadrados Corrigidos

COLS-ANEEL: Modelo paramétrico COLS da ANEEL do 3CRTP

CP: Componente Principal

CP-COLS: Modelo paramétrico COLS com a aplicação de ACP aos produtos

CRS: Retornos Constantes de Escala

CRTP: Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

CSV: Variável de Escala Composta

CSV-OFGEM: Modelo paramétrico COLS da OFGEM

DEA: Análise Envoltória de Dados

DEC: Duração Equivalente de Interrupções do fornecimento de energia

DIC: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

ENS: Energia Não Suprida

FEC: Frequência Equivalente de Interrupções do fornecimento de energia

FIC: Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

IRT: Índice de Reajuste Tarifário

MME: Ministério de Minas e Energia

MQO: Mínimos Quadrados Ordinários

NDRS: Retornos Não Decrescentes de Escala

NINT: Número Total de Interrupções do fornecimento de energia

NVE: Regulador da Noruega

OFGEM: *Office of Gas and Electricity Markets* - regulador da Grã-Bretanha

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPEX: *Operational Expenditure* - despesas operacionais

PRORET: Procedimentos de Regulação Tarifária

PRODIST: Procedimentos de Distribuição

QRR: Quota de Reintegração Regulatória

RC: Remuneração do Capital

RI: Receitas Irrecuperáveis

RV: Receita Verificada

SFA: Análise de Fronteira Estocástica

SFA-NT: Modelo SFA com distribuição Normal Truncada para a ineficiência

SFA-TFE: Modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Fixos

SFA-TFE-NT: Modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Fixos e distribuição Normal Truncada para a ineficiência

SFA-TRE: Modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Aleatórios

SFA-TRE-NT: Modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Aleatórios e distribuição Normal Truncada para a ineficiência

TFE: Verdadeiros Efeitos Fixos

TFP: Produtividade Total dos Fatores

TINT: Tempo Total das Interrupções do fornecimento de energia

TOTEX: OPEX + CAPEX

TRE: Verdadeiros Efeitos Aleatórios

VIF: Estatística *Variance Inflating Factor* – Fator de Inflação da Variância

VRS: Retornos Variáveis de Escala

VPA: Total da Parcela A - custos não gerenciáveis

VPB: Total da Parcela B - custos gerenciáveis

WACC: *Weighted Average Cost of Capital* - custo de capital

Sumário

Introdução	1
Objetivos e Contribuições	4
Organização da Tese	5
Capítulo 1: Regulação do Setor de Distribuição de Energia no Brasil	9
1.1 Introdução ao Setor Elétrico Brasileiro	9
1.2 Regulação Econômica do Setor de Distribuição de Energia no Brasil	17
1.2.1 Conceitualização	17
1.2.2 Regulação Econômica aplicada pela ANEEL	19
1.3 Regulação dos Custos Operacionais no Brasil	27
1.3.1 Histórico da Regulação dos Custos Operacionais	30
1.3.2 O Modelo de <i>Benchmarking</i> para os Custos Operacionais utilizado no 3CRTP	32
Capítulo 2: Regulação dos Custos Operacionais por <i>Benchmarking</i>	37
2.1 Experiência Regulatória Internacional em <i>Benchmarking</i>	37
2.1.1 Metodologias	38
2.1.2 Banco de Dados	44
2.1.3 Insumos	46
2.1.4 Produtos	48
2.1.5 Variáveis Ambientais	50
2.1.6 Qualidade do Serviço de Distribuição	52

2.1.7 Estudo dos principais reguladores Europeus	55
2.1.7.1 Noruega	55
2.1.7.2 Grã-Bretanha	56
2.2 Criticas ao Modelo Brasileiro	58
2.3 Proposta de Modelo para o caso Brasileiro	63
Capítulo 3: Heterogeneidade das Distribuidoras de Energia no Brasil	67
3.1 Introdução	67
3.2 Heterogeneidade Tecnológica	69
3.2.1 Empresas Públicas e Privadas	74
3.2.2 <i>Holdings</i>	76
3.3 Aplicação: Agrupamento das Distribuidoras	82
3.4 Conclusão	84
Capítulo 4: Estimação da Função de Custos	87
4.1 Introdução	87
4.2 Estimação da Eficiência com auxílio da função Cobb-Douglas	91
4.3 Problema de Multicolinearidade	93
4.4 Análise de Componentes Principais	95
4.4.1 Análise de Componentes Principais em Análise de Regressão	99
4.5 Estimação da função Cobb-Douglas Modificada	100
4.6 Cálculo da CSV por meio da metodologia da OFGEM	101
4.7 Aplicação 1: Comparação com os modelos da ANEEL e OFGEM	102
4.7.1 Estimação do Modelo COLS-ANEEL	102

4.7.2	Estimação do Modelo da OFGEM para a Grã-Bretanha (CSV-OFGEM)	103
4.7.3	Modelo com Componentes Principais (CP-COLS)	104
4.7.4	Comparação dos Modelos	105
4.7.5	Resumo dos Resultados da Aplicação 1	108
4.8	Aplicação 2: Aplicação do modelo CP-COLS nos <i>Clusters</i>	109
4.9	Conclusão	112
Capítulo 5:	Estimação Estocástica da Função de Custos	115
5.1	Modelo de Fronteira Estocástica (SFA)	115
5.2	SFA com Distribuição Normal Truncada para a Ineficiência	121
5.3	Estimação da Eficiência com Dados em Painel	123
5.3.1	Modelos em Painel com a ineficiência invariante no tempo	124
5.3.2	Modelos em Painel com a ineficiência variando no tempo	126
5.3.2.1	Modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Fixos	127
5.3.2.2	Modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Aleatórios	129
5.4	Função Distância para aplicação de Múltiplos Insumos	130
5.5	Aplicação	132
5.5.1	Estudo da evolução da Eficiência ao longo do tempo	134
5.5.2	Modelo <i>Cluster</i> 1	136
5.5.3	Modelo <i>Cluster</i> 2	143
5.5.4	Modelo <i>Cluster</i> 3	147
5.5.5	Comparação com o Modelo da ANEEL do 3CRTP	151
5.6	Conclusão	153

Capítulo 6: Implementação do Modelo de <i>Benchmarking</i>	155
6.1 A Estrutura Regulatória Atual	155
6.2 Relação entre OPEX, CAPEX e Qualidade na implementação do Modelo de <i>Benchmarking</i>	159
6.3 Comportamento das Distribuidoras perante o Incentivo à Eficiência	162
6.4 Estratégia para Implementação do Modelo de <i>Benchmarking</i>	165
6.5 Conclusão	169
Capítulo 7: Conclusões	173
7.1 Trabalhos Futuros	180
Referências Bibliográficas	183
Apêndice I: Descrição das Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil	191

Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro é composto pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Neste trabalho o foco será o segmento de distribuição de energia, o qual recebe energia do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada para todos os consumidores: residenciais, comerciais e industriais.

As distribuidoras de energia são consideradas produtoras múltiplas: atendem clientes, vendem energia elétrica e capacidade, de maneira simultânea. Não podem gerenciar a evolução de seus produtos, que dependem do crescimento horizontal e vertical do mercado de suas áreas de concessões. Desta forma, o foco da distribuidora é atender ao crescimento de seus produtos, dentro de padrões de qualidade do fornecimento de energia, com o menor custo possível.

Dada a característica de monopólio natural da atividade de distribuição de energia, no Brasil esse segmento tem suas atividades reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que procura estabelecer uma série de incentivos em direção à eficiência econômica do serviço de distribuição de energia elétrica, proporcionando condições favoráveis para que o desenvolvimento do setor de distribuição de energia ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. O regime econômico-financeiro adotado pela ANEEL para a regulação por incentivos é o *Price Cap*, em que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas, estimulando as concessionárias a reduzirem os custos e se tornarem mais eficientes.

No regime de preços máximos, as tarifas de fornecimento de energia são revisadas periodicamente, de acordo com o cronograma de Revisão Tarifária Periódica de cada empresa regulada. Neste processo merece destaque pelo regulador a definição dos custos operacionais regulatórios da distribuidora, que serão repassados para as tarifas dos consumidores finais. Caso a distribuidora tenha seus custos operacionais acima dos custos operacionais regulatórios, ela não terá o excedente repassado para as tarifas, e com isto, não haverá uma receita compatível com os seus gastos.

Os custos operacionais são referentes a aproximadamente 60% da receita gerenciável da empresa, e envolvem as despesas relacionadas com as atividades de operação e manutenção, atividades comerciais e administrativas. Contabilmente, as maiores parcelas são o custo com pessoal e os serviços de terceiros, respectivamente 49% e 41% do total.

A experiência de vários países demonstra que, uma vez introduzidos mecanismos de incentivo à sua redução, os custos operacionais oferecem grande oportunidade para ganhos de produtividade, tornando-se foco sobre mecanismos regulatórios de incentivo. Isto porque são fortemente dependentes da gestão da empresa e podem ser reduzidos em função de avanços nas técnicas de gestão administrativa e da introdução de novas tecnologias (JAMASB & POLLITT, 2001).

Conforme exposto por HANEY & POLLITT (2009), metodologias de *benchmarking* são utilizadas pelos reguladores para mensurar a eficiência dos custos operacionais das distribuidoras e, mediante regulação por incentivos, melhorar a eficiência dos custos operacionais das empresas, recompensando o bom desempenho em relação a um *benchmark*.

Em 2011, a ANEEL implementou para o 3º. Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3CRTP) das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, a metodologia de *benchmarking* para o cálculo de custos operacionais regulatórios (ANEEL, 2010; 2011a; 2011b) para cada uma das distribuidoras, em substituição ao Modelo Normativo de Empresa de Referência (AGRELL & BOGETOFT, 2003), que vigorava no Brasil desde 2003. Essa ação foi resultado da Audiência Pública ANEEL nº 040 de 2010, que teve por objetivo obter subsídios e informações adicionais para o estabelecimento da metodologia.

A metodologia de *benchmarking* implantada pela ANEEL, para estimar os custos operacionais eficientes, é baseada em modelos de fronteira de eficiência: Análise Envoltória de Dados (DEA) e Mínimos Quadrados Corrigidos (COLS). A abordagem aplica o *benchmarking* nos custos operacionais, OPEX¹, o insumo, a partir de três produtos: extensão de redes de distribuição, quantidade de unidades consumidoras e mercado de energia. Além disto, considera a heterogeneidade das diversas áreas de concessão de duas

¹ *Operational Expenditure* - despesas operacionais.

maneiras. A primeira divide, a priori, as distribuidoras em dois grupos de acordo com o porte de seu mercado, ou seja, as grandes e pequenas empresas. Por fim, a metodologia é aplicada em cada grupo. A segunda maneira, a partir da média de eficiência dos modelos DEA e COLS, aplica-se um segundo estágio para corrigir a eficiência média, considerando a inclusão de variáveis ambientais² com o objetivo de capturar as heterogeneidades entre as áreas de concessão das distribuidoras.

No âmbito das contribuições dos agentes de distribuição e especialistas do setor, na Audiência Pública ANEEL nº 040 de 2010, houve críticas para a nova metodologia de *benchmarking* implementada pelo regulador, das quais se destacam, a seguir, aquelas pertinentes a este trabalho:

- Utilização da média da eficiência obtida por meio de duas metodologias distintas, DEA e COLS;
- Divisão a priori das distribuidoras em dois grupos de acordo com o porte de seu mercado, de forma arbitrária³;
- Utilização do COLS ao invés de Modelos de Fronteira Estocástica (SFA);
- Aplicação da base de dados em painel na forma de dados empilhados⁴;
- Escolha do OPEX como insumo, não considerando também os gastos com investimentos, CAPEX⁵ e, conseqüentemente, não capturando no modelo possíveis compensações⁶, *trade-off*, entre eles;
- Modelo não contempla a questão da má qualidade do fornecimento de energia por algumas distribuidoras;
- Conjunto incompleto de variáveis ambientais e a forma inadequada de inseri-las no modelo;

Objetivos e Contribuições

² Denominação dada às variáveis que capturaram as heterogeneidades entre as firmas, como exemplo para o setor de distribuição de energia: nível médio salarial, densidade demográfica das unidades consumidoras por área de atuação, índice de incidência de chuvas, florestas, complexidade socioeconômica, entre outras.

³ Arbitrária em relação à definição do ponto de corte adotada pela ANEEL para a divisão dos dois grupos (1 TWh/ano).

⁴ Dados empilhados, em inglês *Pooled time series*, referem-se ao mesmo indivíduo (firma) sendo observado ao longo do tempo, sendo estas observações assumidas independentes. Desta forma, principalmente quando há poucos indivíduos, o número de observações aumenta e os parâmetros do modelo podem ser estimados com uma maior precisão.

⁵ *Capital Expenditure* - despesas de capital ou investimento em bens de capital pela distribuidora.

⁶ Muitas distribuidoras de energia contabilizam indevidamente gastos de OPEX como CAPEX, incentivadas pelo modelo atual de *benchmarking* da ANEEL que considera como insumo apenas o OPEX.

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia de *benchmarking* para a regulação dos custos operacionais das distribuidoras de energia no Brasil, construída a partir das melhores práticas aplicadas pelos mais influentes reguladores internacionais, levando em consideração: (i) uso de base de dados e metodologias estatísticas aplicadas; (ii) construção de método para a estimação da eficiência a partir de um modelo estruturado, interpretável, utilizando técnicas de modelagem econométrica; (iii) consideração das particularidades de nosso país: grande heterogeneidade climática, geográfica, socioeconômica e, principalmente, da forma de gestão; e (iv) factível de ser implementado pelo regulador para o caso brasileiro.

Os resultados empíricos da metodologia proposta nesta tese serão comparados ao atual modelo da ANEEL, mostrando ser mais coerente aos dados e alinhados com as melhores práticas regulatórias.

Para alcançar o objetivo estabelecido, foi necessário avançar em tópicos inovadores para a regulação internacional do setor de distribuição de energia, como:

- Tratamento da heterogeneidade das distribuidoras devido à forma de gestão, analisando duas dimensões: (i) empresas públicas e privadas; e (ii) empresas pertencentes a *holdings*;
- Correção do problema da multicolinearidade em relação aos produtos (mercado de energia, quantidade de clientes e extensão de rede) com auxílio da técnica estatística de Análise de Componentes Principais;
- Aplicação do modelo SFA para a estimação da eficiência, tratando as heterogeneidades das distribuidoras diretamente na modelagem do termo do erro atribuído a ineficiência, inseridas na parametrização da média da distribuição Normal Truncada da ineficiência (STEVENSON, 1980);
- Utilização dos dados como um painel para a aplicação de SFA, incorporando as heterogeneidades não observadas por meio de efeitos fixos, ou aleatórios, conforme metodologia proposta por W. Greene (GREENE, 2004; 2005).

Além dos tópicos listados anteriormente, também podem ser elencadas as seguintes contribuições, as quais são frutos de pesquisa de adequadas práticas entre os reguladores:

- Uso do TOTEX⁷ como insumo, ao invés de somente o OPEX, para tratar o *trade-off* entre custos operacionais (OPEX) e investimentos (CAPEX);
- Inclusão da má qualidade do fornecimento de energia como produto para tratar o *trade-off* entre qualidade e TOTEX;
- Proposta efetiva de implementação do modelo de *benchmarking*, em termos de aumentar o incentivo à busca da eficiência operacional, tendo a preocupação adicional de manter o equilíbrio na questão da manutenção dos investimentos das distribuidoras.

É também uma contribuição deste trabalho a atualização das práticas regulatória internacional na aplicação de *benchmarking* para regular os custos operacionais das distribuidoras de energia, como será exposto no Capítulo 2, Seção 2.1.

Organização da Tese

Este trabalho está organizado em 7 capítulos, além desta introdução que apresentou o contexto em que este trabalho foi desenvolvido, bem como a motivação para o desenvolvimento do modelo de *benchmarking* proposto.

O Capítulo 1 introduz as características básicas do setor elétrico brasileiro, principalmente o segmento de distribuição de energia, explicando sua forma de regulação econômica, os ciclos de revisão tarifária, dando maior enfoque na regulação dos custos operacionais. Por fim, será apresentada a metodologia atual de *benchmarking* utilizada pela ANEEL no 3CRTP.

O Capítulo 2 consolida e sintetiza, por meio de um estudo entre os principais reguladores de diversos países, os melhores procedimentos para a aplicação de *benchmarking* com a finalidade de regular os custos operacionais das distribuidoras de energia. A partir deste estudo será possível confrontar as práticas da regulação internacional com o modelo de *benchmarking* da ANEEL, para, por fim, propor um modelo robusto e adequado para regular as distribuidoras de energia.

⁷ TOTEX = OPEX+CAPEX.

O Capítulo 3 focará na questão da heterogeneidade entre as distribuidoras de energia no Brasil, dividindo as fontes de heterogeneidade em dois grupos: (i) provenientes de questões ambientais e (ii) de tecnologia. Esta última contemplará a questão da forma de gestão e propriedade como geradoras de diferenças na tecnologia. Por isto, na aplicação contida neste capítulo, as distribuidoras serão divididas em três grupos (*clusters*) homogêneos, considerando informação de propriedade pública, privada e *holdings*, no qual será estudada a significância estatística destes *clusters*.

O Capítulo 4 tratará de estimar a função de custos para cada um dos 3 *clusters*, a partir da função Cobb-Douglas, orientada ao insumo, o OPEX, e os produtos, sendo: mercado de energia, extensão de rede de distribuição e quantidade de clientes. O problema desta análise é a multicolinearidade, dada a presença de forte relação linear entre os produtos. O objetivo deste capítulo será tratar o problema da multicolinearidade por meio da técnica estatística de Análise de Componentes Principais, resultando na construção de uma Variável de Escala Composta, denominada componente principal, que consolidará os 3 produtos em uma única variável.

O Capítulo 5 introduzirá o modelo paramétrico de Fronteira Estocástica (SFA), em substituição ao modelo COLS, incorporando também as heterogeneidades das distribuidoras diretamente no modelo por meio da parametrização da distribuição de ineficiência sendo Normal Truncada, com o valor médio obtido em função dos fatores ambientais de cada área de concessão das distribuidoras. Além disto, os dados serão tratados como um painel, sendo necessário introduzir o modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Fixos (TFE) e com Verdadeiros Efeitos Aleatórios (TRE) para estimar os custos operacionais eficientes das distribuidoras. Desta forma, na aplicação deste capítulo, será possível estimar o modelo SFA para cada um dos 3 clusters, contemplando todas as contribuições destacadas nos objetivos e contribuições desta introdução.

O Capítulo 6 apresenta como objetivo a proposição da metodologia de implementação dos modelos de *benchmarking* construídos no Capítulo 5, em termos de aumentar o incentivo à busca da eficiência operacional. Ainda neste capítulo será discutida a reação das distribuidoras perante o incentivo à eficiência - convergência ao conluio, a dinâmica da estrutura regulatória atual para o cálculo do Valor da Parcela B (custos

gerenciáveis pela distribuidora), abordando a relação de dependência entre OPEX, CAPEX e Qualidade de fornecimento, além da exposição da regra para estipular os incentivos à eficiência do OPEX e a manutenção dos investimentos.

Por fim, o Capítulo 7 tratará das conclusões e considerações finais.

Capítulo 1: Regulação do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil

O propósito deste capítulo é realizar uma introdução das características do setor elétrico brasileiro, principalmente para o segmento de distribuição de energia, foco deste trabalho, no qual será estudado sua forma de regulação econômica, os ciclos de revisão tarifária, dando um maior enfoque na regulação dos custos operacionais.

1.1 Introdução ao Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro é composto pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. No aspecto técnico, a menos de pequenas cargas isoladas, todo o sistema é eletricamente conectado, exigindo o balanço constante e instantâneo entre tudo o que é produzido e consumido, incluindo as perdas elétricas no transporte da geração ao consumidor final. No aspecto regulatório, o setor é constituído por agentes independentes que produzem, transportam, comercializam ou consomem a energia elétrica. Os fluxos financeiros no sistema são diferentes dos fluxos energéticos físicos, isso pelo fato de que não se pode receber a energia diretamente de um único gerador, mas sim de todos os geradores ao mesmo tempo (ABRADEE, 2013).

A geração é o segmento responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para que chegue aos consumidores. O segmento de geração é bastante pulverizado, atualmente⁸ contando com 2.661 empreendimentos geradores, sendo 1.570 de usinas termelétricas de médio porte, movidas a gás natural, biomassa, óleo diesel, óleo combustível e carvão mineral. Apesar disso, 70% da capacidade instalada no país, e 74% da energia gerada, são de origem hidrelétrica e limpa, contando com 199 empreendimentos de grande porte, 418 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 385 micro usinas hidrelétricas (ABRADEE, 2013).

⁸ Informações referentes a Dezembro de 2012.

O segmento de transmissão é encarregado de transportar, em altas tensões, grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras. No Brasil, esse segmento conta com aproximadamente 100 concessionárias, responsáveis pela administração e operação de mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão espalhadas pelo país, conectando os geradores aos grandes consumidores ou, como é o caso mais comum, às empresas distribuidoras.

O segmento de distribuição⁹ de energia recebe energia do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada para todos os consumidores. No Brasil, esse segmento é composto por 63 concessionárias de distribuição de energia, que atuam em uma área de concessão exclusiva, monopólio geográfico, as quais são responsáveis pela administração e operação das redes de transmissão de média e baixa tensão. Este segmento é responsável pela distribuição da energia elétrica ao consumidor final: residências, comércios e indústrias.

As Figuras 1.1 e 1.2 mostram a localização geográfica das 63 distribuidoras de energia que operam no Brasil.

⁹ Além das distribuidoras, há as cooperativas de eletrificação rural, entidades de pequeno porte que transmitem e distribuem energia elétrica para seus associados. Atuam em aproximadamente 1.402 municípios, o que corresponde a 25% do total de municípios brasileiros, atendendo em torno de 600 mil consumidores em todo o país.



Fonte: ANEEL

Figura 1.1: Localização geográfica das Distribuidoras de Energia



Fonte: ANEEL

Figura 1.2: Localização geográfica das Distribuidoras de Energia localizadas nos estados de MG, SP, PR, SC e RS

Na comercialização de energia elétrica existem aproximadamente 150 agentes no Brasil. Os agentes de comercialização de energia elétrica compram energia por meio de contratos bilaterais no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) podendo vender energia

aos consumidores livres¹⁰, no próprio ACL, ou aos distribuidores por meio dos leilões do Ambiente de Comercialização Regulado (ACR). No Brasil o primeiro contrato de comercialização de energia elétrica ocorreu no ano de 1999 (CCEE¹¹, 2012).

Partindo dos anos 80, o setor elétrico se caracterizava pelo acirramento da crise do antigo paradigma estatal até então vigente, via o enorme déficit de investimentos acarretados pelo estrangulamento financeiro das concessionárias de energia, advindos da manutenção da tendência de deterioração das tarifas reais e dos pesados encargos financeiros, ao qual se somava então a generalização da inadimplência. Neste momento que se consolida e se evidencia um projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

TAVARES (2005) expõe que o presidente Fernando Henrique Cardoso (FHC) enviou, no início de 1995, como projeto de emenda à Constituição, relativo às reformas da ordem econômica, a quebra dos monopólios estatais nos serviços de utilidade pública e de exploração de petróleo, e o fim das restrições ao capital estrangeiro nos setores de telecomunicações, energia e transportes. Estes projetos permitiram acelerar os resultados do Plano Nacional de Desenvolvimento (PND), contribuindo para a redução da dívida pública.

Assim, a partir da década de 1990, buscando eficiência e autonomia econômica, o setor elétrico passou por reformas estruturais em sua forma de operação, tendo como resultado a separação dos negócios de geração, transmissão e distribuição de energia e, a partir de 1999, a comercialização de energia. Assim, estes segmentos são administrados e operados por agentes distintos. A ideia predominante foi a de que a livre concorrência deveria prevalecer, relegando ao Estado o papel da regulação onde necessário.

Neste contexto, os segmentos de geração e comercialização foram caracterizados como segmentos competitivos, dada a existência de muitos agentes e também pelo fato do produto, a energia elétrica, ser uma *commodity*. Os geradores são livres para negociar seus preços, seja diretamente com consumidores livres, com agentes de comercialização, ou por meio de leilões regulados no ACR.

¹⁰ Consumidor Livre: consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica, conforme definido nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/95 e no decreto nº 5.163/04.

¹¹ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Os setores de transmissão e distribuição de energia são considerados monopólios naturais, uma vez que exigem um elevado volume de capital fixo, sendo economicamente irracional a duplicação dessas redes, tornando-se inviável a competição entre dois agentes em uma mesma área de concessão. Assim, nestes dois segmentos, predomina o modelo de regulação de preços ou regulação por incentivos.

Desta forma, diferentemente do segmento de geração, a transmissão e a distribuição de energia, no Brasil, têm seus preços regulados pela ANEEL. Essas empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que usualmente contam com mecanismos que limitam lucros e estabelecem revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora.

Segundo ABRADÉE (2013), pode-se caracterizar sucintamente o setor elétrico brasileiro da seguinte forma: desverticalização da indústria de energia elétrica; coexistência de empresas públicas e privadas; planejamento e operação centralizados; regulação das atividades de transmissão e distribuição pelo regime de incentivos, ao invés do custo do serviço; concorrência na atividade de geração; coexistência de consumidores cativos e livres; livre negociação entre geradores, comercializadores e consumidores livres; leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos; preços distintos para cada área de concessão, em substituição à equalização tarifária anteriormente adotada; mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão e distribuição.

O mapeamento organizacional (teórico) atual das instituições que dão corpo ao setor elétrico nacional, concebida sob um ideal de equilíbrio institucional entre agentes de governo, agentes públicos e privados, é composto pelas seguintes instituições:

- Ministério de Minas e Energia (MME) – órgão do Governo Federal, responsável pela condução das políticas energéticas do país, estabelece o planejamento setorial, monitora a segurança do suprimento e define ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia;

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – órgão interministerial, criado em 1997 pela Lei 9.478, visando a formulação de políticas e diretrizes energéticas e assessoramento da Presidência da República;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – órgão sob coordenação do MME, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento de energia;
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – órgão criado em 2004 pela Lei 10.847, vinculado ao MME, com a finalidade de prestar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar e dar apoio técnico ao planejamento do setor energético;
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – agência reguladora, autarquia federal, criada pela Lei 9.427, de 26.12.1996, vinculada ao MME, e com a responsabilidade de regulação e fiscalização em todos os segmentos do setor elétrico e, a partir de 2004, realização dos leilões de energia;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – instituída em 2004 pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, é uma associação civil sem fins lucrativos, responsável pela contabilização e pela liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia. Para tanto, é incumbida do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A CCEE absorveu as funções e estruturas organizacionais e operacionais do antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE);
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – criado em 1998 pela Lei nº 9.648/98, e regulamentado pelos Decretos nº 2.655/98 e 5.081/04, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como administrar a rede básica¹² de transmissão de energia elétrica no Brasil, com o objetivo principal de atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema;
- ELETROBRÁS – empresa de capital aberto, controlada pelo Governo Federal, e que atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia. Controla o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Suporta programas do governo,

¹² Rede Básica: sistema elétrico interligado constituído pelas linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, ou instalações em tensão inferior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o Programa Nacional de Universalização de acesso e uso de Energia Elétrica (Luz para Todos) e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). A empresa também gerencia fundos setoriais.

O setor de energia elétrica estrutura-se a partir dos seguintes conceitos:

- O governo é responsável pela qualidade e continuidade de suprimento, inclusive pela expansão do sistema para atendimento às necessidades do país. O Ministério de Minas e Energia é o braço do governo que cuida desta responsabilidade. Por este motivo, o Planejamento e a Monitoração do sistema são realizados por instituições ligadas ao governo. Seguindo ainda o mesmo conceito, a Agência Reguladora, ANEEL, é ligada ao governo, apesar de ser, em tese, uma autarquia independente;
- O governo possui ainda um “braço” executivo, a ELETROBRÁS, que, além de instrumento de fomento e incentivos, dispõe de geradoras, distribuidoras e um centro de pesquisa (CEPEL);
- O sistema é operado por um agente independente, o ONS, responsável pelo despacho de geração e pela integridade da rede, de modo a garantir a melhor qualidade possível para a energia consumida no país;
- O mercado de energia divide-se em dois: o Mercado Cativo, atendido pelas distribuidoras, é fortemente regulado e seu suprimento garantido¹³ pelas instituições governamentais. O Mercado Livre é (teoricamente) desregulado (ou pouco regulado) e baseia-se em contratos livres entre fornecedores e consumidores. Ambos os mercados são contabilizados pela CCEE;
- A CCEE cuida do mercado de energia elétrica, realizando a contabilização e a liquidação do mercado, bem como todos os processos associados (garantias, monitoramentos, medição, entre outros).

¹³ No sentido da realização de leilões de energia exclusivos para o atendimento a este mercado, que em tese deveriam cobrir toda a necessidade das distribuidoras.

Sendo o foco deste trabalho o segmento de distribuição de energia, as próximas seções descreverão sua forma de regulação.

1.2 Regulação Econômica do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil

1.2.1 Conceitualização

Dos conceitos da microeconomia, uma empresa é considerada monopolista quando ela é a única vendedora de um produto, onde não há substitutos. O monopólio é o extremo oposto da concorrência perfeita; o primeiro se caracteriza pela presença de uma única empresa dominando o mercado, enquanto no segundo, existem vários produtores ofertando o mesmo produto.

Para as atividades de infraestrutura, que constituem monopólios naturais, submetidos universalmente a processos de reestruturação e privatização total ou parcial, a regulação trata de preservar tanto quanto possível um ambiente competitivo, favorável à prática de preços não monopolistas e à qualidade dos serviços prestados, bem como à incorporação e difusão de novas tecnologias e serviços mais modernos, tendo em vista favorecer a eficiência econômica e o bem-estar social (POSSAS *et al.*, 1997).

Segundo MANKIW (2010), da mesma forma que as empresas competitivas, as empresas monopolistas buscam a maximização do lucro, porém ao analisar o custo social dos monopólios, percebe-se que o monopolista produz uma quantidade inferior a quantidade eficiente. Diante do exposto, o Estado intervém no monopólio com o objetivo de diminuir os possíveis efeitos nocivos para a sociedade, e ele o faz mediante leis antitruste, estatização e regulação.

Para BRAGANÇA & CAMACHO (2012), setores de infraestrutura são tipicamente caracterizados por falhas de mercado. Na ausência de um marco regulatório adequado, estas falhas podem comprometer importantes objetivos de política pública, como a modicidade tarifária e o estímulo eficiente a investimentos. De maneira geral, a área de regulação

econômica procura estudar mecanismos que, respeitando o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, aproximem os resultados obtidos em setores caracterizados por falhas de mercado dos resultados que seriam obtidos na ausência das mesmas.

Para Jean-Jacques Laffont¹⁴, “regulação é a face pública e econômica da organização industrial. A Regulação explora as diversas maneiras pelas quais os governos interferem nas atividades industriais, para o bem e para o mal”.

VISCUSI *et al.* (2000) expõe que a regulação na busca da eficiência econômica pode atuar na determinação de preços ou quantidades produzidas, no controle sobre a integração vertical ou horizontal da indústria, na fixação das condições de entrada ou saída de um mercado e na definição de direitos de propriedade.

Neste sentido, POSSAS *et al.* (1997) argumenta que, a regulação ativa, a dos serviços públicos de infraestrutura, pelo seu caráter mais diretamente interventivo, constitui uma intervenção voltada não a induzir maior concorrência, mas a substituí-la por instrumentos e metas administrados publicamente, em atividades econômicas caracterizadas por falhas de mercado. O principal, mas não único pressuposto, é o de que nesses casos uma estrutura de mercado mais competitiva levaria a maior ineficiência, devido à presença de significativas economias de escala. Considera-se também que a presença de importantes economias externas para outros setores, outra típica falha de mercado, justifica a ação reguladora nos serviços de infraestrutura, que tem atuação permanente e de caráter interventivo, mantendo contínua monitoração no desempenho das empresas em questão. Assim, a meta da atuação regulatória não é a concorrência em si, mas a eficiência econômica, tradicionalmente identificada como eficiência alocativa. Dada a inviabilidade operacional e, em muitos casos, inclusive teórica, de alterar a estrutura de mercado numa direção mais competitiva, o enfoque regulatório, em geral, dispensa-a como objetivo central, satisfazendo-se com a administração de preços “razoáveis” (não abusivos, próximos dos custos) e outras condições aceitáveis.

Pelo exposto pelos autores citados, ao contrário do que pode parecer, o objetivo central da regulação de atividades econômicas não é promover a concorrência como um fim em si mesmo, mas aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados

¹⁴ Foi um economista francês especializado em economia pública e economia da informação.

correspondentes. Portanto, a regulação econômica pode ser definida como um conjunto de imposições, aos quais os agentes econômicos em determinado setor estão sujeitos, que visam favorecer a eficiência econômica e o bem-estar social. A eficiência econômica, segundo PIRES & PICCININI (1998), pode ser vista sob dois aspectos: (i) a eficiência alocativa em que os serviços devem ser providos, tal que os preços sejam estabelecidos de acordo com o custo marginal da provisão dos serviços; e (ii) a eficiência produtiva em que incentivos devem ser dados para que os provedores de serviço reduzam os custos.

1.2.2 Regulação Econômica aplicada pela ANEEL

A ANEEL, com relação à regulação econômica do setor de distribuição de energia, atendendo aos comandos do contrato de concessão¹⁵ firmados entre o poder concedente e as distribuidoras, que dispõem, na cláusula que trata sobre as tarifas aplicáveis na prestação do serviço de distribuição de energia, a realização de revisões periódicas de acordo com o cronograma apresentado nesta cláusula. Desta forma, o regulador procede às revisões dos valores das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, levando em conta as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis tarifários observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas.

O primeiro processo de revisão tarifária conduzido pela ANEEL foi o da Distribuidora ESCELSA, em 1998, discutido na Consulta Pública nº 3/1998. O Contrato de Concessão da empresa foi assinado em 1995 prevendo uma revisão tarifária a cada 3 anos. Assim, em 2001, foi realizado seu segundo processo de revisão tarifária, discutido na Audiência Pública nº 5/2001.

As demais distribuidoras, que tiveram seus contratos de concessão assinados entre 1996 e 2001, passaram a ter revisões de suas tarifas a partir de 2003. A ANEEL inaugurou em 2003 o chamado 1º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (1CRTP), que foi realizado entre 2003 e 2006. Cada Contrato de Concessão prevê uma data específica de revisão

¹⁵ Os contratos de concessão assinados entre a ANEEL e as empresas prestadoras dos serviços de distribuição de energia estabelecem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores. Da mesma forma, define penalidades para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades.

tarifária e, inclusive, uma periodicidade diferenciada para ela ocorrer. Há empresas que possuem contratos que preveem revisões a cada 4 anos, outras a cada 5 e a ESCELSA, cujo contrato prevê revisões a cada 3 anos. A estipulação de um chamado “Ciclo de Revisões” teve como principal objetivo uniformizar as regras para as empresas que passariam por revisão entre 2003 e 2006. Já que todas as empresas, exceto a ESCELSA, passariam por sua primeira revisão tarifária, buscou-se por coerência adotar a mesma metodologia para todas.

Após o 1CRTP, a ANEEL refinou as regras de revisão tarifária por meio da AP n° 52/2007, iniciada em 2006 e concluída em 2008. Foram as novas regras aplicadas para as distribuidoras que passaram por revisão tarifária entre 2007 e 2010. Esse foi o chamado 2° Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2CRTP).

Por fim, em 2010, a ANEEL realizou o último aprimoramento nas regras de revisão tarifária, o chamado 3° Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3CRTP), entre 2011 e 2014, ainda vigente. Essas normas aprovadas foram consolidadas nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET, 2011), documento que agrupa todos os regulamentos sobre tarifas aplicadas pela ANEEL.

A regulamentação vigente pela ANEEL limita o repasse de todos os custos incorridos pelas distribuidoras às tarifas do consumidor final com o objetivo de promover a modicidade tarifária e estimular as empresas do setor de distribuição a fazer uma contratação e a gestão eficiente da energia a ser entregue ao consumidor. Sendo a distribuição um segmento de atividade estritamente regulado, a ótica tarifária que tende a prevalecer é a de regulação por incentivos, *Price Cap*, em substituição à prática de “Tarifa pelo Custo”, utilizada no passado.

Segundo PIRES & PICCININI (1998), *Price Cap* é o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas, estimulando as concessionárias a reduzirem os custos e se tornarem mais eficientes. A determinação do nível de preços é associada à eficiência produtiva. A distribuição dos custos entre os diferentes usuários é de acordo com o uso marginal, eficiência alocativa, sendo que no ponto de equilíbrio a receita iguala ao custo e, assim, é definida a tarifa.

No regime de preços máximos, as tarifas de fornecimento são revisadas periodicamente, de acordo com o cronograma do CRTP de cada empresa regulada. No

início do CRTP, a ANEEL procede à revisão tarifária periódica. No ano de realização da revisão periódica as tarifas são reposicionadas em um nível compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com a remuneração adequada¹⁶ dos investimentos realizados prudentemente pelas distribuidoras, garantindo a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Essa etapa da revisão tarifária é denominada de reposicionamento tarifário.

O cálculo do reposicionamento tarifário médio é o resultado da razão entre a receita requerida (em R\$) e a receita verificada (em R\$).

A receita verificada (*RV*) corresponde à receita anual de fornecimento, de suprimento, de consumo de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último processo tarifário e o mercado de referência, excluindo PIS/PASEP, COFINS, ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário. As tarifas utilizadas para o cálculo da receita verificada são as definidas no processo tarifário anterior à revisão. O mercado de referência compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturado no período de referência correspondente ao período de 12 meses imediatamente anterior ao mês da revisão tarifária (PRORET, 2011).

A receita requerida é a receita que reflete os ganhos potenciais de produtividade no período de vigência das tarifas estabelecidas na revisão, de forma que os usuários sejam beneficiados pela maior eficiência que a concessionária obteve no período anterior. Da receita requerida são descontadas as outras receitas, que devem ser revertidas para a modicidade tarifária. O cálculo do reposicionamento tarifário (*RT*), de acordo com PRORET (2011), tem a seguinte formulação matemática:

¹⁶ Admite-se aqui que o cálculo da Remuneração do Capital regulamentada pela ANEEL (PRORET, 2011) seja adequado para o setor de distribuição de energia.

$$RT = \left(\frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}} - 1 \right) \times 100 \quad (1.1)$$

em que,

$$\text{Receita Requerida} = VPA + VPB(1 - Pm)(1 - m\Delta X) \quad (1.2)$$

sendo:

VPA: total da Parcela A, que são custos não gerenciáveis;

VPB: total da Parcela B, que são os custos gerenciáveis;

Pm: fator de ajuste de mercado;

m: multiplicador;

ΔX : diferencial de X, resultante da transição do cálculo do Fator X entre o 2CRTP e o 3CRTP.

O *VPA* compreende os custos relacionados com conexão e o uso do sistema de distribuição e transmissão de energia, aos encargos da geração de energia, custo da compra de energia, encargos setoriais definidos em legislação específica, cujos montantes e preços não são gerenciáveis pela distribuidora.

O *VPB* é dado pelos custos próprios da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária. Os custos são divididos em dois tipos:

- Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM): São os custos operacionais e receitas irre recuperáveis¹⁷;
- Custo Anual dos Ativos¹⁸ (CAA), que inclui:
 - i. Remuneração do Capital (RC) correspondente à remuneração dos investimentos realizados pela distribuidora, que depende da Base de

¹⁷ Receita irre recuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que possivelmente não será arrecadada em função da inadimplência por parte dos consumidores. Representa uma perda financeira, e por isto é considerada como um custo para a empresa.

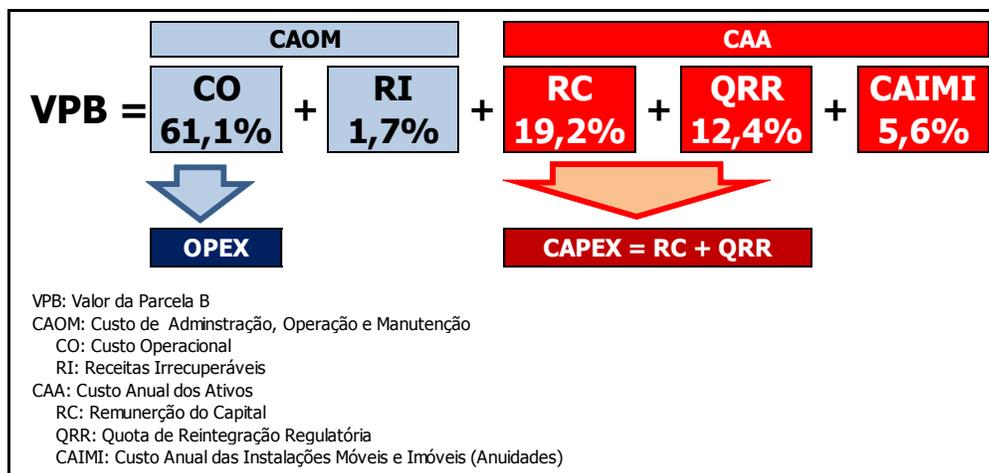
¹⁸ O Custo Anual dos Ativos é regulamentado pela ANEEL por meio do PRORET (2011), submódulos 2.3 e 2.4.

- Remuneração Regulatória (BRR) e do custo de capital¹⁹ (*Weighted Average Cost of Capital*, WACC);
- ii. Quota de reintegração regulatória (QRR), que corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, tendo por finalidade recompor os ativos afetados à prestação de serviço ao longo da sua vida útil. O QRR depende da BRR e da taxa média de depreciação;
 - iii. Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI, Anuidades) referente aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em *hardware*, *software*, veículos e infraestrutura de edifícios de uso administrativo. É determinado em função dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR), não considerada para compor a BRR, sendo calculadas em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

Analisando as 63 distribuidoras durante o período do 3CRTP, com relação à Receita Requerida, equação (1.2), o *VPA* representa em média 70% do total, onde o custo de compra de energia é a maior parcela, representando em média 75% do *VPA*, seguido pelos encargos setoriais, 15%, e transporte de energia, 10%. O *VPB* corresponde aos 30% restantes da Receita Requerida. A Figura 1.3 mostra a participação média dos componentes do *VPB*, além do conceito do OPEX e CAPEX²⁰ utilizado neste trabalho.

¹⁹ Para o 3CRTP, o custo de capital é calculado com auxílio do método de risco/retorno CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). A metodologia de cálculo do WACC, assim como todo o cálculo do Custo Anual dos Ativos, está detalhada na Nota Técnica n.º. 296/2011-SRE/ANEEL e Nota Técnica n.º. 297/2011-SRE/ANEEL, além de estar regulamentada pela ANEEL por meio do PRORET (2011).

²⁰ Para o cálculo do CAPEX não é somado o CAIMI, uma vez que seu valor é estipulado pela ANEEL em função da Base de Remuneração Bruta (BRR), mais especificamente do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) e do Índice de Aproveitamento Integral, conforme regulado no PRORET (2011). Assim, o CAIMI pode ser aproximadamente calculado em função do AIS. Os valores de CAIMI que ultrapassam o valor estipulado pela ANEEL não são reconhecidos na tarifa.



Fonte: Elaboração própria

Figura 1.3: Participação dos componentes da Parcela B

O *VPB* compreende o valor remanescente da receita envolvendo, principalmente, as despesas com distribuição de energia elétrica. São custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária. A experiência de vários países demonstra que, uma vez introduzidos mecanismos de incentivo à sua redução, os custos operacionais oferecem grande oportunidade para ganhos de produtividade. Isto porque são fortemente dependentes da gestão da empresa e podem ser reduzidos em função de avanços nas técnicas de gestão administrativa e da introdução de novas tecnologias.

O valor do fator de ajuste de mercado (*Pm*), equação (1.2), a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária no ajuste do Valor da Parcela B, é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre os CRTPs.

O valor do multiplicador (*m*) na equação (1.2) é de: 1,13 para concessionárias que têm revisões tarifárias a cada 3 anos; 1,76 para revisões a cada 4 anos; e 2,43 para 5 anos.

O ΔX é a diferença entre o Fator X calculado para o 3CRTP (atual) e o definido no 2CRTP (anterior).

A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com

o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

O Fator X é composto por três componentes:

$$Fator X = Pd + Q + T \quad (1.3)$$

Sendo:

Pd : Mede os ganhos de produtividade associado à distribuição decorrente da relação entre o crescimento do mercado e a evolução dos custos com distribuição de energia, subdivididos em custos operacionais e os custos de capital;

Q : Componente de qualidade do serviço. Tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do CRTP, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, são considerados os indicadores “Duração Equivalente de Interrupção” (DEC) e “Frequência Equivalente de Interrupção” (FEC);

T : Tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes, que será abordado na Seção 1.3.

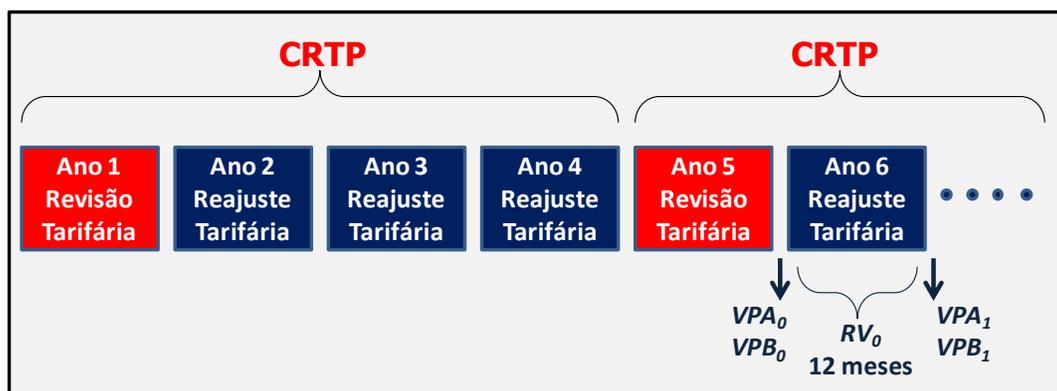
Os componentes Pd e T são definidos “*ex-ante*”, no momento da revisão tarifária. O componente Q é calculado “*ex-post*”, em cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária.

No período entre duas revisões tarifárias, as tarifas são reajustadas anualmente pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT) com a finalidade de assegurar que o equilíbrio econômico-financeiro da concessão não sofra a corrosão do processo inflacionário.

Nos termos do contrato de concessão, o IRT é calculado da seguinte forma:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0(IGPM - X)}{RV_0} \quad (1.4)$$

A Figura 1.4 ilustra uma simulação de um reajuste tarifário para o ano 7, mostrando em que momento são calculados o VPA_1 , VPB_0 e RV_0 , a receita anual de fornecimento e suprimento de energia elétrica no período de referência.



Fonte: Elaboração própria

Figura 1.4: Ilustração das Revisões Tarifárias, Reajustes Tarifários e CRTP para uma distribuidora com revisões a cada 4 anos

Da equação (1.4) verifica-se que são calculados todos os valores da Parcela A no momento do reajuste (VPA_1), ou seja, todo o valor gasto pela distribuidora é repassado para o reajuste tarifário, por isto não é alvo da regulação buscar implementar mecanismos para a eficiência desta parcela, sendo, portanto, o foco da regulação por incentivos à Parcela B, em que o VPB_0 , Parcela B do ano anterior, é corrigido pela aplicação do IGPM e principalmente pelo Fator X.

Desta forma, o Fator X tem por objetivo garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do CRTP, corrigindo o VPB pelo IGPM menos o Fator X²¹. Assim, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

Portanto, a aplicação do componente T do Fator X nos anos entre as revisões tarifárias e a definição dos custos operacionais regulatórios no momento da revisão

²¹ Apesar de na maioria das aplicações o Fator X ser um redutor (sinal negativo), é possível também que ele tenha sinal positivo, caso a distribuidora seja beneficiada em algum de seus componentes, Pd , Q ou T .

tarifária, contemplam a definição de novos padrões de produtividade dos custos operacionais por parte do regulador, que foram implementados no 3CRTP.

1.3 Regulação dos Custos Operacionais no Brasil

A questão da assimetria de informação está no cerne da crítica ao chamado Regime de Regulação pelo Custo do Serviço ou Regime de Remuneração Garantida (*Rate of Return Regulation*, ROR), regime que antecedeu o atualmente aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica. Esse regime caracteriza-se pela redefinição das tarifas anualmente, a partir dos custos reais observados (ANEEL, 2013a).

O nível de custos praticado por cada distribuidora pode, teoricamente, ser decomposto em três partes:

- Nível mínimo possível, dada a tecnologia existente;
- Parcela atribuível a variáveis que fogem do controle da empresa, definida aqui como “fatores ambientais”;
- Parcela relacionada ao “esforço” da distribuidora, que pode envolver tanto o nível de desembolsos quanto a sua capacidade gerencial.

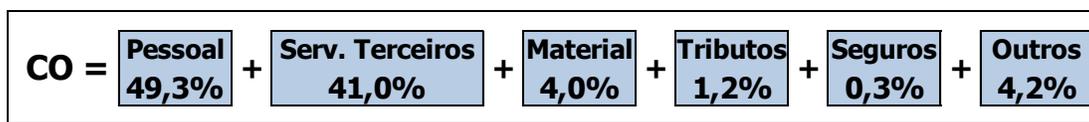
O problema da assimetria de informação caracteriza-se pelo fato de que, no mundo real, observa-se somente a soma desses três efeitos. Certamente, o ideal para o consumidor seria as tarifas compatíveis com o maior nível de esforço por parte das empresas, porém, essa é uma variável não observável.

É conhecida a crítica de que na definição das tarifas a partir dos custos reais praticados pelas concessionárias, há um desincentivo a empregar um maior nível de esforço para reduzir seus custos, uma vez que toda a redução seria repassada para os consumidores no momento seguinte, e o esforço empreendido pela concessionária não seria recompensado. Os custos que se observariam, nesse caso, seriam aqueles compatíveis com um menor nível de esforço, o que se traduziria em maiores tarifas para os consumidores.

O desafio enfrentado pelas agências reguladoras dos diversos países é dosar a apropriação de ganhos por parte das empresas e o repasse desses ganhos à modicidade tarifária no momento do CRTP. Uma solução intuitiva seria, na revisão tarifária, repassar às tarifas os custos eficientes praticados pelas empresas. Há dois problemas com essa abordagem: (i) algumas empresas podem, apesar dos incentivos, não alcançar custos eficientes; (ii) há, assim como no regime anterior, algum desincentivo à redução de custos, em especial nos anos imediatamente anteriores à revisão tarifária. O problema aqui, de novo, é que a assimetria de informação não permite identificar esses efeitos.

Em função desses efeitos, muitos países têm utilizado a Análise Comparativa (*Yardstick Competition*). A ideia, desenvolvida por SCHLEIFER (1985) é inferir quais seriam os níveis eficientes de custos para uma empresa a partir da observação das demais. O desafio principal dessa abordagem é identificar empresas comparáveis. O problema está na possibilidade de que parte da ineficiência atribuída a uma empresa seja decorrente de fatores ambientais fora de seu controle, e não de gestão. Assim, de forma a mitigar o problema da assimetria de informação, a ANEEL vem adotando análise comparativa no cálculo de uma série de parâmetros envolvidos no processo de revisão tarifária, como os custos operacionais. Em todos os casos, porém, o problema dos fatores ambientais é, de alguma forma, levado em consideração.

Os custos operacionais, ou OPEX, como verificado na Figura 1.3, correspondem, em média, a 61% do VPB. Estes custos dizem respeito às despesas relacionadas com as atividades de operação e manutenção, atividades comerciais e administrativas. A Figura 1.5 mostra a participação média de seus componentes, analisando as 63 distribuidoras nos anos de 2010, 2011 e 2012.



Fonte: Elaboração própria

Figura 1.5: Participação média dos componentes do Custo Operacional (OPEX)

Contabilmente, os custos operacionais (OPEX) são custos com pessoal, serviços de terceiros, materiais, tributos, seguros e outros, sendo os custos com pessoal a maior parcela, chegando a 90,3% do total, se consideradas as despesas com pessoal embutidas nos custos com serviços de terceiros.

Os custos operacionais caracterizam-se por serem recorrentes. Além disto, são mais flexíveis que os custos de capital e podem ser ajustados com maior rapidez. Os custos de capital possuem uma característica mais próxima de custos fixos, necessitando de um tempo maior para serem ajustados. Por exemplo, o ajuste de um eventual volume inadequado de serviços de terceiros contratados pode ser feito em um ou dois anos, enquanto a troca de um transformador demora um tempo bastante superior, na medida em que a vida útil desse ativo é de aproximadamente 25 anos.

A aplicação internacional da regulação por mecanismos de incentivo têm demonstrado que são os custos operacionais que sofrem as maiores reduções. A explicação para esse fenômeno é justamente sua maior flexibilidade. Logo, o foco sobre mecanismos de incentivo sobre este item normalmente é maior (HANEY & POLLITT, 2009).

Em um mundo ideal, devem ser considerados no cálculo tarifário apenas custos operacionais eficientes. Custos eficientes podem ser definidos como os menores possíveis, (i) dada a tecnologia existente, (ii) o “volume de serviço” a ser prestado, (iii) os padrões de qualidade definidos pelo órgão regulador e (iv) as condições reais de operação e manutenção da área de atuação das concessionárias. As variáveis que definem as condições reais foram definidas anteriormente como “fatores ambientais”. Se a agência reguladora obtivesse informação precisa acerca dos custos eficientes de cada empresa, a definição dos custos operacionais no processo de revisão tarifária seria trivial.

Ocorre que esse não é o caso. Todas as agências reguladoras, ao definir este parâmetro no cálculo tarifário, inferem quais seriam os custos eficientes para cada área de concessão. Há diversas formas de fazer essa inferência e a experiência internacional é vasta. Após a estimativa desses custos, é preciso ainda definir a forma de repasse para as tarifas, que pode ser feito tanto imediatamente, quanto gradativamente ao longo do tempo.

O problema pode então ser segregado em duas partes. A primeira é como inferir quais são os custos eficientes de cada área de concessão. Aqui é preciso definir o nível de

eficiência a ser adotado, se eficiência máxima, média, etc. A segunda é como repassá-los para as tarifas, que pode ser considerado integralmente no processo de revisão e/ou por meio de uma meta a ser alcançada ao longo do ciclo.

1.3.1 Histórico da Regulação dos Custos Operacionais

Do início da assinatura do Contrato de Concessão pelas distribuidoras em 1995, até o início do 1CRTP, as concessionárias tiveram seus custos operacionais reajustados pelo índice do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, de acordo com a cláusula oitava do Contrato de Concessão. Não havia neste período nenhum incentivo econômico para redução dos custos operacionais pelas distribuidoras.

No 1CRTP, entre os anos de 2003 e 2006, a ANEEL adotou o método denominado de Empresa de Referência, que consistia na estimativa desagregada dos custos associados a cada atividade operacional da empresa, manutenção, faturamento, leitura, contabilidade, *call center*, etc., a partir de uma metodologia específica para cada atividade. De forma simplificada, suas etapas de cálculo eram: (i) listagem completa das atividades operacionais; (ii) frequência de execução de cada atividade; (iii) definição de equipe e materiais relacionados a cada atividade; (iv) estimativa de custos de pessoal e de materiais; (v) somatório dos custos de cada atividade.

Segundo AGRELL & BORGETOFT (2003), o “Modelo Normativo de Empresa de Referência” baseia-se no desenvolvimento de padrões para os custos associados a uma “empresa modelo” (para um conjunto particular de saídas, características de redes, etc.), desenhados a partir de uma análise econômica e de engenharia. A vantagem deste modelo é o seu elevado grau de detalhamento na modelagem das atividades da distribuidora, o que permite ao regulador definir custos operacionais mais próximos daqueles de uma empresa eficiente operando naquela concessão, considerando todas as suas especificidades. A desvantagem desta abordagem é a sua modelagem minuciosa, intensiva em dados necessários à formulação do modelo, trazendo dificuldades na sua implementação prática e potencializando o efeito da assimetria da informação entre o regulador e os agentes regulados.

O modelo da Empresa de Referência voltou a ser utilizado pela ANEEL no 2CRTP, 2007 a 2010, porém bastante reformulado. A reformulação do modelo foi amplamente discutida na Audiência Pública 052/2007. Uma grande inovação foi a introdução da Análise de Consistência Global, que trouxe uma segunda dimensão na definição dos custos operacionais. Definidos os parâmetros do modelo de Empresa de Referência, era avaliado por meio de uma análise de consistência se o valor resultante da aplicação do modelo refletia suas premissas teóricas, dentre elas o nível médio de eficiência do setor de distribuição. Ressalta-se, no entanto, que essa análise não foi discutida em audiência pública e nem disponibilizada nos processos específicos, servindo apenas como um instrumento de apoio.

No 3CRTP, de 2011 a 2014, a ANEEL optou por não aplicar mais o modelo de Empresa de Referência em razão da dificuldade prática observada em sua aplicação, decorrente, principalmente, da elevada assimetria de informação entre o regulador e o regulado. A opção no 3CRTP foi por atualizar os custos operacionais definidos no 2CRTP pelos ganhos de produtividade estimados mediante crescimento da rede, consumidores, mercado e preços. Em paralelo, adotou-se um modelo de *benchmarking* para gerar um intervalo de valores esperados para os custos atualizados. Com isso, se estabeleceu uma trajetória de eficiência de custos operacionais a ser atingida ao longo do CRTP. Qualquer diferença geraria um adicional ou uma dedução do Fator X, por meio do componente T. Na prática, a metodologia implicou uma transição dos custos definidos pelo modelo Empresa de Referência para aqueles estimados via análise de *benchmarking*.

A metodologia de *benchmarking* implantada pela ANEEL na definição dos custos operacionais regulatórios no 3CRTP foi fundamentada nos seguintes conceitos: (i) incentivos à eficiência; (ii) redução da assimetria da informação, ponto crítico na metodologia anterior (Empresa de Referência); (iii) transparência e reprodutibilidade; (iv) estabilidade regulatória; e, (v) simplificação do método.

A Figura 1.6 resume o histórico da evolução da regulação dos custos operacionais pela ANEEL.

1995 a 2001: Assinatura do Contrato de Concessão pelas Distribuidoras
1995 a 2002: Custos Operacionais reajustados pelo IGPM
2003 a 2006: 1CRTP → Implantação da “**Empresa de Referência**”
2007 a 2010: 2CRTP → **Reformulação** do modelo de “Empresa de Referência”
2011 a 2014: 3CRTP → Implantação da metodologia de “**Benchmarking**”
2015 a 2018: 4CRTP → **Revisão** do modelo de “*Benchmarking*”

Fonte: Elaboração própria

Figura 1.6: Histórico da Regulação dos Custos Operacionais

Para o 4CRTP, com início em 2015, a ANEEL está revisando o modelo atual de *benchmarking*, por meio da Audiência Pública ANEEL 023/2014 “Metodologias e critérios gerais para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica”. O término deste processo está previsto para o início de 2015, mas a tendência é que a metodologia do 3CRTP seja mantida com revisões pontuais.

1.3.2 O Modelo de *Benchmarking* para os Custos Operacionais utilizado no 3CRTP

A ANEEL implementou em 2011, para o 3CRTP, metodologia de cálculo de custos operacionais regulatórios (ANEEL, 2010; 2011a; 2011b) para cada uma das distribuidoras de energia, resultado da Audiência Pública nº 040 de 2010, teve por objetivo obter subsídios e informações adicionais para o estabelecimento da metodologia de estimação dos custos operacionais eficientes das empresas do setor de distribuição de energia elétrica.

A estimação da fronteira de custos pela ANEEL foi realizada a partir de dados provenientes de um painel observado em um período de 7 anos, 2003 a 2009, ou seja, 7 observações para cada uma das 59 distribuidoras²² analisadas – 413 observações, utilizados na forma de dados empilhados. O modelo empregado estimou a eficiência dos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica segundo a seguinte metodologia:

²² Do total das 63 distribuidoras de energia no Brasil, 4 delas foram excluídas da análise por não apresentarem à ANEEL informações suficientes para a aplicação dos modelos de benchmarking.

Passo (1) – Dados:

A ANEEL utilizou as seguintes variáveis para a formulação da fronteira de custos:

Insumo: Custos Operacionais (OPEX) - custos com gestão de pessoas, materiais, serviços de terceiros, tributos e seguros;

Produtos:

- Rede: extensão de redes elétrica de distribuição da empresa, medida em Km;
- Cliente: quantidade de unidades consumidoras atendidas pela distribuidora;
- Mercado: mercado consumidor de energia da distribuidora, medido em MWh no ano, ponderando os níveis de tensão pelos seus respectivos custos operacionais.

Passo (2) - Grupos Homogêneos:

Para diminuir a questão da grande heterogeneidade entre as distribuidoras, a ANEEL dividiu as 59 distribuidoras em 2 grupos de acordo com o mercado faturado: das grandes - mercado maior que 1 TWh/ano, 29 distribuidoras; e pequenas empresas - mercado menor que 1 TWh/ano, 30 distribuidoras.

Passo (3) – Modelos²³:

Para cada grupo foi calculado um índice de eficiência utilizando dois métodos de estimação:

- Paramétrico: Método de estimação Mínimos Quadrados Corrigidos - COLS (RICHMOND, 1974). A estimação da eficiência, por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), foi realizada sobre o logaritmo da forma funcional da função de custos Cobb-Douglas, função frequentemente empregada na distribuição de energia;
- Não Paramétrico: Método de Análise Envoltória de Dados – DEA (CHARNES, COOPER & RHODES, 1978; BANKER, CHARNES & COOPER, 1984). Utilizou-se DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS), em que o aumento da escala

²³ Uma explicação mais detalhada dos modelos paramétricos e não paramétricos será realizada no Capítulo 2 deste trabalho.

não resulta em elevação do custo médio, aderente com a característica do serviço de distribuição de energia elétrica.

O resultado final é a utilização da eficiência média das empresas pelos 2 métodos.

Passo (4): Variáveis Ambientais:

Para capturar a heterogeneidade entre as distribuidoras, o índice de eficiência médio, estimado por meio do COLS e DEA, é corrigido inserindo as variáveis ambientais, com a finalidade da construção de limites de tolerância para o custo operacional regulatório de cada distribuidora. Os seguintes fatores ambientais foram utilizados:

- Salário: Nível médio salarial de ocupações relacionadas à distribuição de energia na área da distribuidora;
- Densidade: Densidade das Unidades Consumidoras por Área de Atuação, construída pela razão entre número de unidades consumidoras e número de conjuntos elétricos de cada distribuidora. Quanto menor a densidade pode implicar em um maior custo com a logística da empresa, maior número de equipes, quantidade maior de gerências regionais e maiores custos com deslocamentos;
- Precipitação: Índice de incidência de chuvas na área de atuação. Esta variável é correlacionada com os custos de operação e manutenção. Quanto maior incidência de chuvas, maior o número de desligamentos da rede e maior a necessidade de intervenções;
- Complexidade: Índice que mensura a heterogeneidade socioeconômica existente entre as áreas de concessão das distribuidoras no que se refere à dificuldade no combate às perdas não técnicas de energia elétrica;

Para esta tarefa a ANEEL optou por realizar regressões distintas para cada grupo de empresa, no qual a variável resposta é a eficiência média do COLS e DEA, e as variáveis explicativas os fatores ambientais. Foram utilizados três métodos de estimação de regressão: (i) modelo de SIMAR & WILSON (2007); (ii) modelo de BANKER & NATARAJAN (2008); (iii) modelo Tobit para variável dependente truncada (BALTAGI, 2005). No final a ANEEL utiliza a média dos coeficientes estimados pelas 3 metodologias.

Passo (5) – Aplicação:

A partir do resultado da média dos modelos, Passo (3), para o ano de 2009²⁴, (*Eff_2009*) a eficiência é ajustada da seguinte maneira:

$$Eff_Ajustada_2009_i = (Eff_2009_i) / (média(Eff_2009_j))$$

sendo o índice *i* variando de 1 a 29, para o grupo das grandes distribuidoras, e de 1 a 30, para o grupo das pequenas distribuidoras. O índice *j* referente apenas às distribuidoras que atendem a seguinte condição, dentro do grupo:

$$[(Eff_2009_i) / (média(Eff_{it}))] > 1, t \text{ variando de } 2003 \text{ a } 2008$$

Ou seja, o ajuste da eficiência para o ano de 2009 é realizado relativizando este valor pela média daquelas distribuidoras que evoluíram, em 2009, sua eficiência em relação ao período de 2003 a 2008.

Para o 3CRTP, no final do período do ciclo tarifário, a distribuidora deve ter seu custo operacional dentro de uma meta definida a partir da *Eff_Ajustada_2009* e tendo faixas de tolerância mínima e máxima, implementadas da seguinte maneira:

- É atribuído um intervalo de eficiência mínimo de -10% e o máximo de +10%, ou seja, 20% de amplitude;
- Os limites do intervalo são ajustado de acordo com o resultado das variáveis ambientais do Passo (4), em que as distribuidoras que operam sob condições ambientais desfavoráveis terão o centro e os limites do intervalo aumentados. No caso inverso, condições favoráveis, as distribuidoras terão o centro e os limites do intervalo diminuídos.

Caso a empresa não atenda a meta, não terá seu custo operacional integralmente repassado para as tarifas.

A implementação das metas dos custos operacionais, valores permitidos do 1º. ano ao 4º. ano do CRTP, se dará pelo Fator X, o componente T (Seção 1.3), que tem por objetivo

²⁴ A opção da ANEEL foi estimar o modelo com dados de 7 anos na forma empilhada para aumentar o tamanho da amostra e, assim, minimizar problemas relacionados ao tamanho amostral. Para a aplicação do modelo, a ANEEL considerou apenas a eficiência estimada no ano de 2009, o último da série.

estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios, uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes.

Quando o valor de partida dos custos operacionais (VP_{CO}) para determinada distribuidora para o 3CRTP, já estiver contido dentro do intervalo de eficiência, não haverá aplicação do componente T . Caso contrário, o cálculo será baseado na diferença entre o VP_{CO} e o limite do intervalo mais próximo.

Pelo 3CRTP ser considerado um período de transição de metodologias, Empresa de Referência para *benchmarking*, o valor do componente T foi limitado a mais ou menos 2 % ao ano, para os 4 anos da trajetória.

Do Passo (5), da aplicação, tem-se que das 59 distribuidoras analisadas, nenhuma delas foi beneficiada com o componente T positivo. Por outro lado, aquelas que tiveram o componente T negativo, e deveriam ser penalizadas, foram beneficiadas pelo limitador de no máximo 2% na penalização, não tendo seu custo operacional reduzido na proporção indicada pela metodologia.

Assim, é evidente que a aplicação do modelo de *benchmarking* para os custos operacionais, utilizado no 3CRTP, não foi empregado em sua plenitude, não gerando nenhum incentivo econômico, prêmio, para as empresas serem mais eficientes, e também não penalizando de maneira adequada as ineficientes. Este tópico será discutido em maior profundidade no Capítulo 6 deste trabalho.

Capítulo 2: Regulação dos Custos Operacionais por *Benchmarking*

O objetivo deste capítulo é consolidar e sintetizar os procedimentos para a aplicação de *benchmarking* com a finalidade de regular os custos operacionais das distribuidoras de energia, por meio de um estudo entre os principais reguladores de diversos países. A partir deste estudo será possível confrontar as práticas da regulação internacional com o modelo de *benchmarking* da ANEEL para, por fim, propor um modelo robusto e adequado para regular as distribuidoras de energia elétrica brasileira nesta questão.

2.1 Experiência Regulatória Internacional em *Benchmarking*

A adoção da regulação por incentivos ao setor de distribuição de energia tem sido uma parte importante da agenda de reformas em vários países. Como parte desse processo regulatório, os incentivos são postos em prática para melhorar a eficiência de custos operacionais das empresas de distribuição, recompensando o bom desempenho em relação a um *benchmark*. As técnicas utilizadas para estabelecer *benchmarks* são fundamentais para a melhoria da eficiência. Segundo HANEY & POLLITT (2009) experiências foram adquiridas internacionalmente na aplicação e aferição de técnicas e, agora, se tem uma compreensão sólida dos principais indicadores das melhores práticas, que incluem o uso de métodos baseados em fronteira de eficiência, um conjunto de dados de alta qualidade e dados em painel.

A maioria dos países, por meio da implementação da regulação por incentivos - *Price Cap* e *Yardstick Competition* - utiliza avaliação de *benchmarking*, ou comparativa, como medida de referência da eficiência, recompensando as empresas mais eficientes nos custos com respeito ao ponto de referência ou *benchmark*. Na maioria dos países o processo de *benchmarking* é realizado por organismos reguladores independentes, com exceção do Chile e Japão, no qual os ministérios governamentais funcionam como autoridades reguladoras (QUANTUM, 2010).

Entre os países que adotam o *benchmarking* como método de avaliação de eficiência se destacam Noruega e Grã-Bretanha, por serem os primeiros países que implementaram reformas orientadas ao mercado (HANEY & POLLITT, 2009), e por isto serão estudados em detalhes neste capítulo.

A utilização de *benchmarking* está presente na maioria das regulações avançadas do mundo. A tendência ao longo do tempo é da regulação sustentar-se cada vez mais tendo como base os resultados de estudos econométricos, que possuam robustez técnica e permitam ao regulador ter uma medição da eficiência com que opera cada empresa.

Os reguladores, ao decidirem aplicar *benchmarking* nos custos operacionais de suas distribuidoras, deparam inicialmente com questões como: qual metodologia e especificações técnicas utilizar, como estruturar o banco de dados, o que usar como insumo e produto, utilizar ou não variáveis ambientais, inserir ou não a questão da qualidade no modelo e como tratar as empresas públicas com relação às privadas, entre outros fatores. A seguir, será apresentado o que, atualmente, os reguladores estão aplicando para estas questões.

2.1.1 Metodologias

De acordo com a pesquisa realizada por JAMASB & POLLITT (2001) e HANEY & POLLITT (2009) sobre os principais métodos de *benchmarking* usados na regulação do serviço de distribuição de energia em diferentes países, esses autores propuseram uma classificação das abordagens de medição da eficiência em *Bottom-Up* e *Top Down*, conforme Figura 2.1.

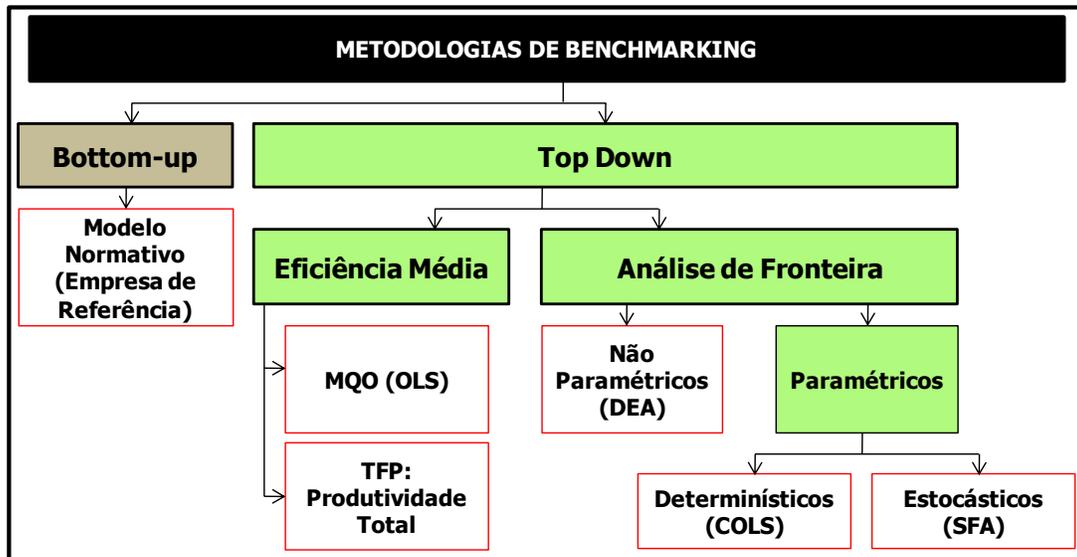


Figura 2.1: Metodologias para análise de *Benchmarking*

A metodologia *Bottom-Up* corresponde ao Modelo Normativo de Empresa de Referência que, conforme apresentado na Seção 1.3.1, apresenta a vantagem do elevado grau de detalhamento na modelagem das atividades da distribuidora e a desvantagem de ser uma metodologia minuciosa, intensiva em dados necessários à sua formulação, trazendo dificuldades na sua implementação e potencializando o efeito da assimetria da informação entre o regulador e os agentes regulados (AGRELL & BORGETOFT, 2003).

A metodologia *Top-Down* está relacionada à análise de eficiência. Pode ser calculada pela eficiência média ou análise de fronteira de eficiência.

Quando aplicada eficiência média, o desempenho atual da distribuidora é comparado com a eficiência média do grupo de distribuidoras em estudo, aqui denominado de *benchmark*, via dois métodos mais comumente utilizados:

- MQO: Método estatístico de regressão, estimado por mínimos quadrados ordinários. Estima uma função de produção, ou uma função de custos, mediante informações dos produtos, insumos e variáveis ambientais;
- TFP (Produtividade Total dos Fatores): Estimação da produtividade calculada por meio dos índices de Malmquist ou Tornqvist. Estes índices medem o incremento na

produtividade comparando a quantidade de produtos obtidos com as quantidades de insumos utilizados durante um período (COELLI *et al.*, 2005).

De acordo com JAMASB & POLLITT (2001), os métodos de eficiência média são aplicados quando as firmas possuem custos relativamente similares.

Os avanços mais recentes no campo de estudos sobre eficiência, da teoria microeconômica e da econométrica, estão focados sobre a análise da fronteira de eficiência. A fronteira de produção é definida pelas mínimas combinações de insumos requeridas para atingir diferentes níveis de produção, ou pelo máximo produto alcançável com diferentes combinações de insumos, dada a tecnologia. As empresas que se encontram produzindo na fronteira são chamadas eficientes e as que se encontram abaixo são chamadas ineficientes. No enfoque dual, a fronteira de custo se caracteriza pelo mínimo gasto em que se deve incorrer para um nível de produção determinada, dada a tecnologia disponível. As empresas que têm custos superiores são ineficientes. Como as fronteiras não são observáveis, a eficiência é determinada mediante fronteiras empíricas (estimadas), calculadas por metodologias que podem ser classificadas em não paramétricas e paramétricas:

- DEA (Análise Envoltória de Dados): Método não paramétrico no qual as empresas que integram ou definem a fronteira envolvem as firmas menos eficientes, as quais ficam acima da fronteira de custos. A envolvente é uma fronteira poligonal que se calcula mediante técnica de programação linear. Esta técnica admite diferentes variantes de cálculo, tais como a eficiência orientada a insumos ou a produtos, pressuposto de retornos constantes, variáveis, não crescentes, ou não decrescentes de escala, além de múltiplos insumos e produtos (CHARNES, COOPER & RHODES, 1978; BANKER, CHARNES & COOPER, 1984);
- COLS (Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos): Consiste na estimação paramétrica de uma função de custo médio usando Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) e posterior correção do intercepto dessa função de maneira que a empresa que apresentou o melhor desempenho da amostra obtenha uma eficiência de 100% (RICHMOND, 1974). Na presença de dados em painel, a abordagem paramétrica de cálculo da eficiência utilizada é a de SCHMIDT & SICKLES (1984) – COLS com

dados em painel - com efeitos fixos ou aleatórios, que permite dispor de um maior número de observações, incrementando os graus de liberdade e capturando a heterogeneidade não observável entre os indivíduos ou no tempo;

- SFA (Modelo de Fronteira Estocástica): Método paramétrico proposto por AIGNER, LOVELL & SCHMIDT (1977) e MEEUSEN & BROECK (1977) baseado em análise de regressão por Máxima-Verossimilhança. A fronteira estocástica é constituída por um componente determinístico e por um componente estocástico, que inclui o efeito da ineficiência de cada empresa e de erros aleatórios na medida da fronteira. Quando se dispõe de um painel de dados, pode-se estudar a ineficiência das firmas sendo fixa ou variável ao longo do período estudado.

Com relação às metodologias paramétricas baseada em fronteira, COLS assume que todo o erro de estimação entre insumos e produtos é devido à ineficiência. SFA pressupõe que parte do erro seja constituído por um componente determinístico da fronteira, devido à não inclusão de alguma variável explicativa ou a erros de medição, bem como por um componente estocástico, que inclui o efeito da ineficiência de cada empresa

Quando comparamos as metodologias frequentemente empregadas, não paramétrica DEA com a paramétrica SFA, verifica-se que (BAUER, 1990; COELLI *et al.*, 2005; JAMASB & POLLITT, 2001):

- DEA não precisa assumir nenhuma hipótese quanto à forma funcional da função de produção, ou de custos, e da distribuição de probabilidade para os erros estocásticos. Em modelos SFA isto é necessário;
- Por outro lado, em SFA não é necessário assumir nenhuma hipótese a respeito de retornos de escala, enquanto no DEA isto é fundamental;
- DEA é muito sensível ao aumento do número de variáveis consideradas na análise, tanto para insumos como produtos. O número de firmas eficientes tende a aumentar com o aumento das variáveis, insumos e produtos;
- Os resultados do DEA são sensíveis à presença de erros de medição e, com isto, a fronteira calculada pode ser distorcida. SFA apresenta vantagem quanto a pouca

sensibilidade a problemas de erros de medida, menos sensível à presença de valores extremos.

- SFA permite estimar intervalos de confiança para a ineficiência, determinar as variáveis que mais explicam a ineficiência e conhecer o efeito dos insumos nos produtos.
- SFA possui a vantagem de separar o termo do erro em dois componentes, a ineficiência e a parte determinística, atribuída a erros de especificação do modelo ou a erros de medição.

A Tabela 2.1 mostra os métodos de *benchmarking* utilizados por órgãos reguladores de diversos países que empregam regimes de regulação por incentivos.

Tabela 2.1: Métodos de *Benchmarking* utilizados por reguladores de diversos países

País	Qtd. Distribuidoras	Método de Benchmarking
Chile	34	Empresa de Referência
Hungria	6	Empresa de Referência
Irlanda	1	Empresa de Referência
Peru	21	Empresa de Referência
EUA (Califórnia)	1	TFP
Estônia	40	COLS
Grã-Bretanha	14	DEA, COLS
México	2	DEA, COLS
Áustria	120	DEA, COLS
Brasil	59	DEA, COLS
Colômbia	31	DEA
Eslovênia	5	DEA
Alemanha	850	SFA e DEA
Austrália	32	SFA, DEA, TFP
Bélgica	27	SFA, DEA, COLS
Finlândia	87	SFA, DEA, StoNED ^(*)
Noruega	158	SFA, DEA, MQO
Suécia	380	SFA, DEA, MQO
Portugal	3	SFA

(*) Método Semi-paramétrico baseado nos conceitos de SFA e DEA – *Stochastic Non-Smooth Envelopment of Data*.

Fonte: JAMASB & POLLITT (2001); HANEY & POLLITT (2009); (QUANTUM, 2010); NORDREG(2011).

Da Tabela 2.1, observa-se que a maioria dos reguladores prefere a aplicação de mais de um método de *benchmarking*. Os diferentes métodos de *benchmarking* podem levar a discrepâncias nas estimações ou ranking de eficiência, por isto muitos reguladores utilizam mais de uma técnica de avaliação comparativa para examinar a consistência dos resultados e a solidez da ordem do ranking. O regulador norueguês, como exemplo, utiliza DEA e MQO, e aplica SFA para analisar que variáveis devem ser incluídas nos modelos.

Dos 19 reguladores estudados, 21% preferem o uso da Empresa de Referência (Chile, Peru, Hungria e Irlanda), 5% (EUA) utiliza apenas TFP como método de eficiência média e, a maioria, 74%, utilizam métodos baseados em fronteira – DEA, COLS ou SFA.

Dos 14 reguladores que utilizam método de fronteira, 63% utilizam DEA, 32% COLS e 37% SFA. Isto pode ser explicado pela relativa simplicidade dos modelos DEA e a possibilidade de sua aplicação com um conjunto de dados menor.

Embora não se possa estabelecer uma superioridade das técnicas paramétricas sobre as técnicas não paramétricas, a qualidade e a quantidade de dados disponíveis são fundamentais para a decisão. Na presença de grande volume de informações haverá a possibilidade de realizar a aplicação de técnicas paramétricas adequadas para a estimação de fronteiras, as quais não são adequadas quando os dados são escassos (JAMASB & POLLITT, 2001; HANEY & POLLITT, 2009). Nota-se na Tabela 2.1 que quando há poucas distribuidoras no país, a preferência por DEA é maior do que os métodos paramétricos. Isto é uma das principais justificativas da maior utilização desta técnica.

FARSI *et al.*(2005), em estudo sobre a utilização de *benchmarking* na distribuição de energia, observaram que, ao longo do tempo, os reguladores começaram a utilizar mais SFA, como o caso da Noruega, que iniciou em 1991 a utilização de métodos de fronteira e agora utiliza também SFA.

Na avaliação comparativa dos gastos operativos de distribuição, o regulador da Grã-Bretanha, em seu último processo de revisão tarifária, recomendou a substituição do uso do COLS pela aplicação SFA com dados em painel. Porém, isto não foi possível devido a limitações dos dados (FRONTIER ECONOMICS, 2010).

A escolha da metodologia traz consigo algumas premissas importantes, como hipóteses consideradas a respeito do tipo de dados utilizados (painel ou *cross-section*),

tecnologia (retornos crescentes, constantes, decrescentes, não crescentes, e não decrescentes de escala), forma funcional da função de produção/custos, distribuição de probabilidade dos coeficientes de eficiência (Normal, Normal Truncada, Gama, Exponencial) e a respeito da especificação de quais variáveis serão utilizadas. A diversidade de maneiras com que ambos os métodos são aplicados evidencia que não há consenso de qual são as melhores especificações para DEA, COLS e SFA a serem aplicadas no setor de distribuição de energia.

2.1.2 Banco de Dados

Qualquer técnica de *benchmarking* terá sucesso em sua aplicação somente se existir dados suficientes para sua construção. Quanto maior for o volume de dados disponível, é possível inserir mais variáveis no modelo, aumentando a robustez das suas estimativas. Como consequência, é desejável, e necessário, incluir o máximo de dados possível. No caso da distribuição de energia, a melhor estratégia é incluir todas as distribuidoras no estudo e utilizar dados para mais de um ano de observação, aumentando com isto a quantidade de dados disponível, ou seja, executar a análise com um painel de dados observados ao longo de vários anos (FRONTIER ECONOMICS, 2010).

Reguladores de vários países, como Bélgica e Austrália, devido à escassez de dados, (poucos agentes), recorrem a dados internacionais para a aplicação de *benchmarking* a fim de aumentar a base de dados. Com isto o uso de dados de outros países repara a falta de dados suficientes para aplicar determinadas técnicas e melhora a robustez dos resultados. Por outro lado, deve ter-se cuidado com o emprego de variáveis monetárias, que podem ser afetadas pelas convenções contábeis e políticas de cada país e conter um elemento de arbitrariedade. As comparações internacionais, em geral, se aplicam à comparação de custos operacionais (OPEX) devido à heterogeneidade do capital (HANEY & POLLITT, 2009).

Segundo COELLI *et al.* (2003), tanto no caso de comparação entre agentes intra país, ou no caso de *benchmarking* internacional, o uso de dados em painel é claramente a melhor opção. O uso de apenas um ano na análise é perigoso, devido, como exemplo, a fatores como: (i) o caso de eventos climáticos pontuais que podem afetar o desempenho de

determinadas distribuidoras; (ii) a estratégia de investimentos a longo prazo pode ser vista, no curto prazo, como ineficiência. O cuidado que se deve tomar com a utilização de dados em painel é referente também aos valores monetários, observados em vários anos, que devem ter seus preços deflacionados.

Com relação à estrutura dos dados, a maior crítica aos reguladores é que a maioria utiliza dados na forma de um painel observado ao longo do tempo, porém todos eles aplicam as metodologias (DEA, COLS, SFA) com os dados na forma empilhada, e não em painel. Segundo ROSSI & RUZZIER (2000), quando se trabalha com dados em painel na forma empilhada incorre-se em dois sérios problemas: (i) a estimativa da eficiência é viciada e não consistente; (ii) não é correto assumir que a ineficiência é independente dos regressores, já que a mesma firma é observada ao longo do tempo. Para solucionar estes problemas deve-se trabalhar com os dados realmente como um painel, utilizando o modelo tradicional de efeitos fixos, ou o modelo de efeitos aleatórios, dependendo das premissas adotadas.

Uma das alternativas de trabalhar corretamente a abordagem com dados em painel é a utilização dos modelos com efeitos fixos para o cálculo da eficiência, conforme proposto por SCHMIDT & SICKLES (1984), que consiste numa modificação do modelo tradicional de regressão linear com efeitos fixos, incorporando os conceitos da abordagem COLS, ou seja, a metodologia COLS para dados em painel. A premissa para a utilização desta técnica é que a ineficiência das firmas ao longo do tempo seja invariante. Assim, o coeficiente estimado para o efeito fixo de cada firma irá capturar a eficiência média ao longo do tempo observado.

No caso da aplicação de SFA para firmas tendo a ineficiência variando ao longo do tempo, a proposta para os reguladores seria a utilização do modelo proposto por GREENE (2004; 2005), chamado de modelo de verdadeiros efeitos fixos (TFE), ou verdadeiros efeitos aleatórios (TRE), o qual incorpora os efeitos fixos, ou aleatórios, aos modelos SFA²⁵.

²⁵ Os modelos SFA TFE e SFA TRE serão discutidos em detalhes no Capítulo 5.

2.1.3 Insumos

Quando a questão é avaliar a eficiência de distribuidoras de energia elétrica, as quais são consideradas produtoras múltiplas, atendendo clientes, vendendo energia elétrica e capacidade, de maneira simultânea, os reguladores recorrem, principalmente, às fronteiras de custos. Uma fronteira de custos é definida como o mínimo custo (insumo) em que é possível incorrer para obter um determinado nível de produção. As firmas devem ajustar o uso dos insumos para fazer frente a uma demanda exógena, como ocorre com as distribuidoras de eletricidade (KUMBHAKAR & LOVELL, 2001), sendo, assim, uma função de custos orientada aos insumos.

Não há entre os reguladores um consenso de qual seria o melhor insumo a ser utilizado. O insumo escolhido é, na totalidade dos casos, os mencionados abaixo:

- OPEX: Custos operacionais com gestão de pessoas, materiais, serviços de terceiros, tributos e seguros;
- CAPEX: Despesas de capital ou investimento em bens de capital pela distribuidora;
- TOTEX: OPEX + CAPEX.

A Tabela 2.2 mostra qual insumo é utilizado por órgãos reguladores de diversos países.

Quando o regulador utiliza OPEX e CAPEX como insumo, significa que há dois modelos independentes, um para cada insumo.

Tabela 2.2: Insumos utilizados por reguladores de diversos países

País	Insumo
Brasil	OPEX
Eslovênia	OPEX
Estônia	OPEX
Portugal	OPEX
Suécia	OPEX
Colômbia	CAPEX
Austrália	OPEX e CAPEX
Dinamarca	OPEX e CAPEX
EUA (Califórnia)	OPEX e CAPEX
Grã-Bretanha	TOTEX e OPEX
Áustria	TOTEX
Bélgica	TOTEX
Chile	TOTEX
Finlândia	TOTEX
Holanda	TOTEX
México	TOTEX
Noruega	TOTEX

Fonte: JAMASB & POLLITT (2001); HANEY & POLLITT (2009); (PLAGNET, 2006); NORDREG(2011).

Os resultados da Tabela 2.2 mostram que 29% dos países estudados utilizam como insumo apenas o OPEX, 18% utilizam modelos em separado para o OPEX e CAPEX e 47% utilizam o TOTEX como insumo.

A explicação do uso mais frequente do TOTEX como o insumo está no fato de que o tratamento de forma individual do OPEX e CAPEX traz, como consequências, possíveis compensações²⁶ (*trade-off*) entre eles. A aplicação de somente o OPEX como insumo acarreta em incentivo às distribuidoras de contabilizarem seus custos operacionais (OPEX) como investimentos (CAPEX). Para contornar este problema a solução é trabalhar como

²⁶ Apesar dos procedimentos de contabilidade regulatória estarem submetidos ao Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, há muitas distribuidoras de energia que contabilizam indevidamente gastos de OPEX como CAPEX, incentivadas pelo modelo atual de *benchmarking* da ANEEL. Sabendo disto, a ANEEL tem sido rigorosa, intensificando as fiscalizações. Sendo comprovado que a empresa está alocando itens de OPEX como CAPEX, o regulador glosa estes itens da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e, em alguns casos, aplica multa.

insumo o OPEX+CAPEX, ou seja, o TOTEX. Assim, tem-se em uma única metodologia o incentivo às distribuidoras em reduzir seus custos e investir com prudência.

Segundo JAMASB & POLLITT (2007) um modelo integrado (TOTEX) reflete melhor os *trade-offs* entre OPEX e CAPEX do ponto de vista da eficiência econômica.

Por outro lado, ROSSI & RUZZIER (2000) advertem que para o uso do TOTEX as distribuidoras devem ser observadas em um painel cobrindo a quantidade de anos suficientes para abranger pelo menos um ciclo de investimentos dos ativos da distribuidora, já que os investimentos podem ter uma forte sazonalidade entre anos, dependendo da idade dos ativos da empresa.

2.1.4 Produtos

As distribuidoras de energia elétrica não podem gerenciar a evolução de seus produtos, que dependem do crescimento horizontal e vertical do mercado de suas áreas de concessões. Dessa forma, dado o crescimento de seus produtos, o foco da distribuidora é atender a este crescimento com o menor custo possível.

O estudo de NEUBERG (1977) mostrou que a quantidade de clientes é o produto de maior importância para o negócio de distribuição de energia. Além disto, o autor sugere que os dois elementos deste serviço, energia elétrica entregue (mercado) e número de clientes fornecidos, podem ser tratados separadamente, uma vez que reduzem custos diferentes, interagindo entre si tecnicamente. Por isso, usam-se as duas variáveis no custo para os modelos de custo-qualidade. A importância destas duas variáveis é devido a serem identificadas com base na "comercialização separada de componentes", que refletem a estrutura de uma tarifa em duas partes, ou seja, uma taxa fixa por cada cliente, bem como uma parte variável dependente da energia consumida.

NEUBERG (1977) define também que o negócio de distribuição de energia elétrica compreende quatro atividades principais: (i) distribuição propriamente dita, ou seja, operação e manutenção das redes e subestações; (ii) ligação de novos clientes; (iii) atividades comerciais: leitura dos medidores, faturamento, cobrança; (iv) administração. As duas primeiras atividades são determinadas principalmente pelo número de clientes, energia

distribuída, comprimento da rede e área da concessão. As outras duas atividades são determinadas, principalmente, pelo número de unidades consumidoras.

A pesquisa realizada por PLAGNET (2006) mostrou que, sistematicamente, a quantidade de clientes e a energia vendida (mercado consumidor da distribuidora) são os mais frequentes nos modelos empregados pelos reguladores, e que a extensão de rede de distribuição da empresa (medida em km) é importante no sentido que sua incorporação nos modelos traz modificações significativas nos *scores* de eficiência.

JAMASB & POLLITT (2001) analisaram 20 estudos acadêmicos sobre distribuição de energia e encontraram as seguintes frequências que determinados produtos eram utilizados: mercado consumidor – 12 vezes (60%); quantidade de clientes – 11 (55%); mercado da classe residencial – 6 (30%); quantidade de clientes residenciais (25%); extensão de rede - 4 (20%); demanda máxima – 4 (20%). Outros produtos que também foram mencionados nos estudos são: capacidade de transformação, número de transformadores e área de concessão.

A Tabela 2.3 apresenta os produtos utilizados por órgãos reguladores de diversos países, ou seja, os principais *drivers* de custo.

Tabela 2.3: Produtos utilizados por reguladores de alguns países

País	Produtos
Brasil	Mercado; Qtd. Clientes; Extensão de rede
Finlândia	Mercado; Qtd. Clientes; Extensão de rede
Grã-Bretanha	Mercado; Qtd. Clientes; Extensão de rede
Holanda	Mercado; Qtd. Clientes; Extensão de rede; Demanda máxima; Qtd.Transformadores
Noruega	Mercado; Qtd. Clientes; Extensão de rede; Qtd. Transformadores; floresta; neve; exposição à costa; vento
Austrália	Mercado; Qtd. Clientes; Demanda máxima
Bélgica	Mercado; Extensão de rede; Demanda máxima; Qtd. Transformadores
Suécia	Qtd. Clientes; Extensão de rede; Capacidade instalada (MW)
Áustria	Extensão de rede; Demanda máxima

Fonte: JAMASB & POLLITT (2001); (PLAGNET, 2006); NORDREG(2011).

A Tabela 2.3 mostra que as variáveis recorrentes nos produtos, utilizados pelas agências reguladoras como *drivers* para o custo, são: mercado, com frequência 7 entre 9 reguladores (78%); extensão de rede (89%); quantidade de clientes (78%); demanda máxima e (33%); quantidade de transformadores (33%).

Com base no levantamento bibliográfico de estudos acadêmicos e pesquisas com os reguladores, conclui-se que os principais produtos utilizados como *drivers* para o custo na distribuição de energia são o mercado de energia, a quantidade de clientes e a extensão de rede.

2.1.5 Variáveis Ambientais

Variável ambiental é a denominação dada no setor para as variáveis utilizadas nos modelos de *benchmarking* no setor de energia elétrica e que não são gerenciáveis pelas distribuidoras; caracterizam as diferenças quanto ao ambiente onde as empresas atuam, afetando algumas empresas no atendimento aos seus clientes com o aumento ou diminuição de seus custos operacionais. As variáveis ambientais devem ser inseridas nos modelos de forma a considerar a heterogeneidade ambiental entre as áreas de concessões das distribuidoras de energia.

Para HANEY & POLLITT (2009) a inclusão das variáveis ambientais para análise de eficiência é um indicador de melhores práticas, identificando que 68% dos reguladores incorporam variáveis ambientais em suas análises. Dos reguladores que aplicam variáveis ambientais, claramente há duas principais técnicas para realizar esta incorporação:

- DEA em 2 estágios, conforme descrito por SIMAR & WILSON (2007), em que no 1º. estágio é construído um modelo DEA tradicional, insumos e produtos. No 2º. estágio ajusta-se um modelo TOBIT tendo como variável resposta a eficiência calculada pelo modelo DEA e as variáveis ambientais como independentes. A lógica é corrigir a eficiência do 1º. estágio pelas heterogeneidades ambientais;
- Variáveis Z, denominação dada às variáveis ambientais quando inseridas no modelo SFA (STEVENSON, 1980). Consiste, tradicionalmente, em introduzir as variáveis

ambientais (vetor Z) para modelar à média da distribuição Normal Truncada do termo do erro atribuído à ineficiência.

As variáveis ambientais mais utilizadas na distribuição de energia podem ser divididas em cinco categorias:

- Características geográficas: áreas com densa vegetação (florestas), costa, topografia, densidade populacional e densidade de consumidores (uma menor densidade causa um custo marginal maior para conexão de um novo cliente), área urbana e rural, descontinuidade da área de concessão;
- Condições climáticas: índice de precipitação, densidade de descargas atmosféricas, incidência de ventos, neve;
- Forma de Gestão: público ou privada, pertence ou não a *holding*;
- Características Técnicas: extensão de rede subterrânea, participação dos clientes nos níveis de tensão – alta, média e baixa, pontos de conexão com a transmissão, geração de energia na área de concessão;
- Socioeconômicas: nível médio salarial, complexidade socioeconômica.

A análise de *benchmarking* não pode contemplar muitas variáveis ambientais no modelo para não gerar problemas de multicolinearidade. Devem ser incluídas no modelo apenas as informações que forem estatisticamente significativas.

A questão da inserção da informação sobre gestão pública ou privada, como variável *dummy* no modelo, não há consenso na literatura sobre sua utilização. Para ROSSI & RUZZIER (2000) esta informação não deve ser incluída em um modelo destinado à competição (*yardstick competition*), punindo assim as empresas que pertencem ao tipo de gestão mais eficiente. O correto seria estimar o modelo sem essas variáveis e, em seguida, os resultados (as medidas de eficiência relativa) devem ser cruzados com informações de gestão.

A questão da heterogeneidade entre as distribuidoras em função da forma de gestão será discutida com detalhe no Capítulo 3.

2.1.6 Qualidade do Serviço de Distribuição

A justificativa para adicionar aos custos operacionais os custos relativos à má qualidade e as perdas não técnicas, ou os indicadores de má qualidade, é devido à possibilidade de que parte da ineficiência atribuída a uma determinada distribuidora seja fruto de um dispêndio adicional com a manutenção de um elevado padrão de qualidade, ou um baixo percentual de perdas, e não seria coerente penalizá-la por isso. Também, no caso contrário, é possível que o elevado nível de eficiência dos custos de determinada distribuidora se deva à redução excessiva de despesas com ações de manutenção na rede, a ponto de comprometer a qualidade. Portanto, o modelo de *benchmarking* deve ajustar o nível de eficiência de modo a refletir o desempenho das concessionárias nesses dois aspectos. Caso contrário, corre-se o risco de transmitir um sinal regulatório equivocado para as distribuidoras de que deveriam reduzir os seus custos sob qualquer condição, mesmo em detrimento da qualidade e da redução das perdas.

A não inclusão dos custos relacionados à deterioração do serviço prestado incorre em um modelo que considera empresas não comparáveis. Ou seja, não se pode omitir o nível de qualidade e o nível de perdas não técnicas na comparação de empresas, sob pena de prejudicar as que primam pela qualidade do serviço e pelo combate às perdas não técnicas. Do ponto de vista do consumidor, o custo total incorrido corresponde à soma dos dois componentes – custos operacionais e o da má qualidade.

Segundo GROWITCH *et al.* (2010), a consideração da má qualidade nos modelos de *benchmarking* está no estado da arte atual da modelagem das eficiências nos diversos setores de energia. O autor enfatiza que o tratamento da qualidade do serviço deve ser integrado como parte da análise econômica da eficiência por reguladores de monopólios naturais.

GIANNAKIS *et al.* (2004) citam que, conceitualmente, é plausível e desejável integrar a qualidade do serviço e as despesas de capital na aferição e regulação por incentivos das redes de eletricidade.

FRONTIER ECONOMICS (2010), em estudo sobre o futuro das técnicas de *benchmarking* na regulação para a Grã-Bretanha, também propôs a inclusão dos custos da

má qualidade no novo marco regulatório da OFGEM²⁷. Os clientes também serão impactados pela qualidade do serviço prestado pelos distribuidores de energia, particularmente a confiabilidade e continuidade do serviço. Uma vez que a prestação de melhor qualidade não é gratuita, é oportuno incluir variáveis de qualidade dentro de um modelo de *benchmarking*. Argumentos semelhantes também podem ser realizados para a inclusão de perdas dentro de uma referência formal.

A literatura mostra que a incorporação da qualidade do serviço nas análises de eficiência pode alterar de forma significativa os resultados. Segundo estudo de FUMAGALLI *et al.* (2007), há três abordagens regulatórias para o tratamento da qualidade do serviço: incentivos e penalidades na receita permitida, multas por falhas no fornecimento de energia e incorporar a qualidade do serviço nos modelos de *benchmarking* como um produto não desejado (insumo).

Em modelos de *benchmarking*, a qualidade do serviço de distribuição é mensurada principalmente pelos seguintes indicadores:

- FEC: número médio no ano de interrupções do fornecimento de energia por unidade consumidora.
- DEC: duração média no ano das interrupções do fornecimento de energia por unidade consumidora;
- Perda: Índice de Perdas Comerciais (não técnicas) de energia;

Como as variáveis inseridas nos modelos de *benchmarking* devem ter escalas que reflitam as grandezas envolvidas na função de produção, ou custos, não é correto inserir índices na análise. Por isto o recomendado pela literatura é trabalhar com as seguintes variáveis como *proxy* da má qualidade do serviço (YU *et al.*, 2009):

- Energia Não Suprida (ENS):
“consumo médio por hora por unidade consumidora” x DEC;
- Tempo Total das Interrupções (TINT):
“número total de unidades consumidoras” x DEC;

²⁷ OFGEM: *Office of Gas and Electricity Markets*, é o regulador da Grã-Bretanha.

- Número Total de Interrupções (NINT):
“número total de unidades consumidoras” x FEC.

Ao incorporar a qualidade nos modelos de *benchmarking* pode-se optar, ao invés das unidades físicas, por equivalente em unidade de medida monetária (R\$). CAMBINI *et al.* (2012) estimaram a eficiência das distribuidoras na Itália, incorporando a qualidade do serviço de forma monetária, o custo da energia não suprida (CENS²⁸), como insumo, adicionada ao valor do OPEX. A dificuldade deste tipo de abordagem reside em estimar o valor do CENS.

Poucos autores optam por inserir o inverso dos índices de qualidade ENS, TINT ou NINT como um produto na função de custos. O consenso na literatura, conforme GROWITCH *et al.* (2010), CAMBINI *et al.* (2012), COELLI *et al.* (2013), entre outros, é de incorporar a qualidade no modelo de *benchmarking*, quando se trabalha com uma função de custos orientada aos insumos, na forma de um insumo indesejável, dado que é uma variável gerenciável pela distribuidora e os produtos deste tipo de análise não são gerenciáveis, dado que as distribuidoras devem ajustar o uso dos insumos para fazer frente a uma demanda exógena.

Entre os reguladores, a Noruega insere o CENS como insumo acrescido ao TOTEX (PLAGNET, 2006), refletindo os custos socioeconômicos relativos às interrupções, tendo em conta que as interrupções no fornecimento de energia resultam em custos para os clientes afetados. Do ponto de vista do regulador, é importante que as decisões que influenciam a continuidade do fornecimento também sejam baseadas em análises de custo-benefício, ou seja, os custos relacionados com as medidas tomadas para reduzir as interrupções de energia devem ser menores do que a futura diminuição dos custos de interrupção dos clientes devido às medidas tomadas. Isto é, alcançar um nível ótimo de continuidade do fornecimento para a sociedade como um todo, dando às concessionárias de distribuição incentivos para operar, manter e desenvolver as suas redes de uma forma socioeconômica melhor e, assim, fornecer um nível aceitável de confiabilidade. Os custos

²⁸ CENS é uma *proxy* para a máxima quantidade que o consumidor estaria disponível a pagar de forma a não ter o serviço de energia elétrica interrompido.

dos clientes relativos às interrupções foram estimados por meio de pesquisas nacionais abrangendo clientes atingidos por interrupções (NORDREG, 2011).

2.1.7 Estudo dos principais reguladores Europeus

2.1.7.1 Noruega

O regulador norueguês NVE²⁹ foi pioneiro ao iniciar a liberalização do setor de distribuição de energia em 1991, introduzindo a competição no setor.

Em 1993, a regulação por taxa de retorno (*Rate of Return* - ROR) foi introduzido como um modelo temporário. A regulação por *Revenue-Cap* foi implementada em 1997 e tem sido a base da regulação econômica na Noruega até hoje.

A análise de eficiência foi adotada em 1998 por meio do modelo DEA comparando as distribuidoras. Incentivos para a qualidade do fornecimento foram considerados na regulação econômica em 2001.

Em 2007 entrou em vigor uma nova versão do modelo *Revenue Cap*, introduzindo a determinação da receita anual de cada distribuidora, baseado em regulação por incentivos (*Yardstick Competition*). Neste modelo atual, os custos operacionais gerenciáveis são divididos em dois blocos, em que 40% de todos os custos são repassados para a tarifa, enquanto que 60% são dependentes dos resultados da metodologia de *benchmarking*. Os custos calculados de perdas na rede são cobertos 100% e excluídos do *benchmarking*, devido à premissa de que o volume de perda não é apenas dependente de decisões da distribuidora, mas também influenciado por fatores externos.

O regulador norueguês determina o limite de receita para o qual o distribuidor é capaz de cobrir os custos operacionais e de depreciação da rede, bem como obter um retorno razoável sobre o investimento, dado o bom desempenho, a exploração e desenvolvimento da rede. O limite máximo da receita para cada distribuidor norueguês se fixa com base na combinação do custo real e o custo estimado de referência, ajustados por um fator que determina o peso a ser atribuído ao custo de referência.

²⁹ NVE: *Norges vassdrags - og energidirektorat* (Norwegian Water Resources and Energy Directorate)

O custo de referência é calculado com base na eficiência relativa computada pela aplicação do DEA orientado aos insumos com CRS (retornos constantes de escala) sobre uma base de custos de 158 distribuidoras norueguesas. No DEA é realizado uma variante da supereficiência de tal maneira que os índices de eficiência possam ultrapassar 100%.

O modelo DEA é definido por meio do TOTEX como insumo, e como *drivers* de custo, os seguintes produtos: mercado, quantidade de clientes, extensão de rede, além de incluir as variáveis ambientais floresta, neve, extensão de costa e ventos.

A questão da qualidade é inserida no DEA como insumo, mediante custo da energia não suprida (CENS), somado ao TOTEX, conforme discutido da Seção 2.1.6.

A partir de 2010, NVE introduziu o segundo estágio na metodologia, em que o resultado do DEA da primeira análise, variável dependente, é ajustado por meio de um modelo MQO tendo como variáveis independentes: pontos de conexão com a transmissão, demanda gerada a partir de pequenas centrais hidrelétricas e número de ilhas distantes 1 km da costa. As razões para a introdução deste segundo estágio é devido ao problema da metodologia DEA, muito sensível ao aumento do número de variáveis consideradas na análise. O número de firmas eficientes tende a aumentar com o aumento das variáveis, tanto insumos quanto produtos.

A seleção de variáveis, produtos e variáveis ambientais, é determinada com base nos seguintes critérios: a variável deve ter um sólido fundamento teórico e prático, deve ser estatisticamente significativa no modelo SFA e, também, deve ser consistente.

2.1.7.2 Grã-Bretanha

A reforma do setor elétrico inglês começou em 1990 com a desverticalização do setor de energia, introduzindo a concorrência na geração e comercialização, e a privatização em grande escala. A OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*) é o regulador da Grã-Bretanha para os segmentos do setor elétrico de transmissão e distribuição. O setor de distribuição é composto por apenas 14 empresas que representam monopólios regionais.

A cada cinco anos a OFGEM realiza Revisões Tarifárias em que se definem as tarifas de cada distribuidora, levando em conta gestão eficiente, incentivos para inovar e

melhorar a eficiência para prover um nível adequado de capacidade de rede, segurança, confiabilidade e qualidade do serviço. O último ciclo de Revisão Tarifária entrou em vigência em 2010 e irá vigorar até 2015.

Para a estimação da eficiência de OPEX e TOTEX aplicaram-se diferentes técnicas com base na qualidade e na disponibilidade de informações das distribuidoras. Métodos econométricos foram utilizados com dados em painel de 2005 a 2009. Trabalhar com um painel de dados permitiu a OFGEM diferenciar eficiências de escala e ineficiências específicas de cada distribuidora, não observáveis, que estão fora do controle da firma.

Apesar do número pequeno de distribuidoras, a OFGEM descartou a incorporação na amostra de empresas distribuidoras de outros países alegando problemas de comparabilidade dos dados, diferenças no meio operativo (topografia, densidade, etc.) e no regime regulatório.

A OFGEM utiliza a forma funcional mais comum em análises de eficiência, a função Cobb-Douglas, que oferece uma maior correspondência com os resultados do DEA, e apresenta a vantagem de permitir identificar as economias de escala.

A OFGEM admite que a melhor técnica a ser utilizada é a Análise de Fronteira Estocástica (SFA), mas a descarta devido a poucas observações na base de dados, tanto da seção transversal como em painel, limitadas para isolar o componente de eficiência. O método de estimação utilizado pelo OFGEM é o COLS, considerando como insumo o OPEX e o TOTEX, e como produto uma única variável de escala composta (CSV), englobando uma ponderação da quantidade de clientes, extensão de rede e mercado de energia distribuída. A estratégia de utilização da CSV no modelo COLS foi conseguir diminuir os graus de liberdade da estimação dos parâmetros, visto o reduzido conjunto de dados.

Com respeito a incluir na análise de *benchmarking* a qualidade como elemento explicativo dos custos das distribuidoras, a OFGEM não adotou este enfoque justificando que isso daria lugar a uma dupla contabilização do efeito do incentivo da qualidade de serviço em outros componentes da revisão tarifária, visto que a qualidade já é tratada em separado pelo regulador.

Além da análise de *benchmarking*, a OFGEM faz consultas individuais com as distribuidoras para capturar especificidades de cada agente, e insere estas modificações no *score* final da análise de eficiência.

Apenas como método alternativo, para checar os resultados obtidos pelo COLS, a OFGEM ajusta o DEA utilizando retornos variáveis de escala (VRS) para remover o efeito de escala da análise. A metodologia DEA não é empregada, pois o regulador prefere a metodologia paramétrica.

2.2 Críticas ao Modelo Brasileiro

Com base nas experiências regulatórias internacionais, as práticas adequadas para a análise de eficiência utilizando modelos de *benchmarking*, podem ser elencadas como:

1. Utilização de método *top-down* baseado em análise de fronteira de eficiência: SFA, DEA ou COLS. Quando da presença de quantidade de dados suficientes, a preferência é pelo modelo SFA, caso contrário a escolha se dá entre o DEA e o COLS. Além disto, os reguladores preferem escolher um método e também ajustar um segundo para verificação de consistência da metodologia;
2. Dados na forma de painel observados ao longo do tempo.
3. TOTEX como insumo, pelo fato de que o tratamento de forma individual do OPEX e CAPEX traz como consequência possíveis *trade-off* entre eles;
4. Como produto, não deixar de incluir: (i) mercado de energia; (ii) quantidade de clientes; e (iii) extensão de rede;
5. Inclusão das variáveis ambientais nos modelos, de forma a considerar na modelagem a heterogeneidade entre as áreas de concessões das distribuidoras, e evitar que este fator seja incorretamente atribuído à ineficiência/eficiência. As formas indicadas de inclusão destas variáveis são o DEA em 2 estágios e as variáveis Z em SFA;
6. Inclusão da qualidade do serviço de distribuição no modelo de *benchmarking*, como insumo, para evitar que distribuidoras optem por reduzir seus custos em detrimento de uma deterioração da qualidade do fornecimento e do nível de perdas.

Comparando estas adequadas práticas com o modelo empregado pela ANEEL, descrito no Capítulo 1, constata-se que:

1. Para o método, a ANEEL utiliza a média entre os *scores* de duas metodologias: DEA com retornos não decrescentes de escala (NDRS); COLS com função de custos Cobb-Douglas. A melhor forma seria escolher apenas uma metodologia e aplicar a segunda para validar os resultados. Outro ponto importante é que devido à grande quantidade de dados disponíveis, 59 distribuidoras em um painel de 7 anos (413 observações), a indicação seria utilizar o modelo SFA, ao invés do COLS;
2. Da mesma forma que a maioria dos reguladores, a ANEEL emprega a metodologia com dados empilhados. O ideal seria utilizar dados em painel
3. O insumo do modelo brasileiro é o OPEX, divergindo da melhor prática de utilização do TOTEX;
4. Os três produtos considerados pela ANEEL estão entre os mais empregados em outros países: mercado, clientes e rede;
5. A metodologia da ANEEL inclui 4 variáveis ambientais: salário médio, precipitação, densidade de consumidores e complexidade socioeconômica. Há três críticas principais neste item: (i) a forma de inserir estas variáveis no modelo não é exatamente um DEA em 2 estágios, já que no segundo estágio os modelos utilizam como variável resposta a média entre o COLS e o DEA; (ii) na aplicação final do modelo a ANEEL não considera todo o efeito que as variáveis ambientais proporcionam, criando um limitador inferior e superior para a alteração do *score* do segundo estágio sobre o primeiro; finalmente (iii), as heterogeneidades entre as distribuidoras brasileiras são enormes, principalmente na forma de gestão das concessionárias, que não é incluído no modelo;
6. O modelo não inclui a questão da qualidade do serviço.

Quanto à metodologia, a ANEEL emprega o DEA NDRS. Não há consenso no setor de distribuição de energia se esta forma de retorno de escala é a correta para aplicação do DEA. BANKER *et al.* (1984) sugerem o modelo com retornos variáveis de escala (VRS), com o argumento de ser um modelo simplificado do negócio de distribuição de energia

elétrica, quando não se conhece a fronteira real. O modelo VRS seria mais indicado na medida em que é menos restritivo e, para grandes amostras, tende a convergir para fronteira real. Além disso, caso a fronteira real seja tal que apresente retornos decrescentes de escala, o modelo NDRS produz estimativas inconsistentes. Com os dados do caso brasileiro, no processo da Audiência Pública ANEEL nº 040 de 2010, R. D. Banker aplicou seu teste sobre o tipo de retorno de escala (BANKER & NATARAJAN, 2004), encontrando significância para a utilização do DEA VRS.

Nas Notas Técnicas ANEEL (2011a; 2011b) são argumentados que a utilização do DEA VRS pelo teste de BANKER & NATARAJAN (2004) foi muito influenciado pela falta de uma amostra considerável de empresas de maior porte³⁰, e não numa característica da atividade de distribuição de energia elétrica. Por ausência de uma amostra maior de empresas de grande porte, o teste sobre forma de retorno resultou em deseconomias de escala ao invés de ineficiência gerencial. A argumentação para justificar a presença de deseconomias de escala, por R. D. Banker, se baseia no fato da expansão do serviço, no caso da CEMIG, ocorrer em regiões com baixas densidades populacionais, de difícil acesso, com estradas ruins, topografia irregular, etc. Esse efeito teria se intensificado com o Programa Luz Para Todos, que visa universalizar o serviço em áreas rurais. Em contraposição, segundo a ANEEL, há empresas de médio porte que vem expandindo seu mercado nessas mesmas áreas de forma proporcionalmente mais intensa, como COELBA, COELCE e COSERN.

Sobre a aplicação do COLS pela ANEEL, há críticas sobre a utilização da função Cobb-Douglas, sugerindo a utilização de funções mais flexíveis, como a função Translog. Na Nota Técnica ANEEL(2011a) é argumentado existir problema de multicolinearidade entre as variáveis na aplicação da função Translog, havendo inversão de sinal de determinados produtos e, assim, não permitindo sua utilização.

Com relação a utilização do OPEX como insumo, o argumento da ANEEL é que o objetivo da aplicação é o cálculo da eficiência nos custos operacionais, e não nos totais. Os reguladores dos países que utilizam o TOTEX também compartilham deste objetivo, mas

³⁰ Considera-se que entre as 59 distribuidoras, duas delas, CEMIG e ELETROPAULO, são de grande porte, e quando aplicado os modelos DEA VRS e NDRS, estas duas distribuidoras apresentam as maiores variações nos *scores* de eficiência. No DEA VRS as duas estão na fronteira, e no DEA NDRS apresentam eficiência de apenas 67% e 51%, respectivamente.

compreendem a real existência de *trade-offs* entre OPEX e CAPEX, inviabilizando a utilização do modelo tendo como insumo apenas o OPEX (HANEY & POLLITT, 2009).

A questão da grande heterogeneidade entre as distribuidoras brasileiras é tratada pela ANEEL de duas formas: (i) separação das 59 distribuidoras em 2 grupos de acordo com o mercado: grandes com mercado maior que 1 TWh/ano, e pequenas com mercado menor que 1 TWh/ano; e (ii) utilização de 4 variáveis ambientais (salário médio, precipitação, densidade e complexidade socioeconômica).

A primeira forma é totalmente arbitrária pelo regulador, não tendo nenhum fundamento técnico. Quanto ao emprego das variáveis ambientais, a categoria de forma de gestão de variável ambiental não foi abordada. Há no Brasil 59 distribuidoras analisadas na questão do *benchmarking*, das quais 24% são públicas e 76% privadas. Além disto, 37 distribuidoras (63% do total) fazem parte de 9 grupos econômicos pertencentes a grandes *holdings* que possuem mais do que uma distribuidora de energia no grupo, evidenciando possíveis ganhos de escala. Estes fatores influenciam a forma de gestão da empresa e devem ser contempladas no modelo de *benchmarking*.

A ANEEL, na Nota Técnica 294/2011 (ANEEL, 2011b), argumenta que a informação sobre *holding*, utilizada como uma variável *dummy* ambiental, não foi considerada pelo fato de não mensurar exatamente o que se pretende, ou seja, os ganhos advindos exclusivamente do compartilhamento de tarefas e atividades entre empresas de uma mesma *holding*, sendo impraticável segregar o que é eficiência de fato e ganhos de *holding*.

Sobre a não inclusão da qualidade do serviço e dos níveis de perdas no modelo, a ANEEL argumenta já avaliar estes indicadores de qualidade em outras etapas do CRTP das distribuidoras, da seguinte forma:

- O DEC e o FEC são avaliados no Fator X por meio do componente Q (equação (1.3), Capítulo 1), tendo limites por conjuntos elétricos, definidos por área geográfica, sobre a qual se faz o acompanhamento dos eventos relacionados aos indicadores individuais, DIC e FIC. Com base nestes indicadores individuais, calculam-se os indicadores coletivos, DEC e FEC, para cada conjunto considerado;

- As perdas não técnicas regulatórias (perdas comerciais) têm suas metas definidas por CRTP na forma de uma trajetória decrescente ou de uma meta fixa. As metas regulatórias são definidas a partir de *benchmarks* de perdas não técnicas, que se caracteriza por operarem em áreas de concessão tão ou mais complexas que a concessionária em análise, porém praticando um nível de perdas não técnicas em patamar inferior.

Os procedimentos do CRTP que já contemplam os indicadores de qualidades apresentam o caráter punitivo, em que se a distribuidora não atingir as metas fixadas, recebe uma punição. No caso do modelo *benchmarking*, as distribuidoras, assim como todo agente, respondem a incentivos econômicos. Neste caso, mesmo o agente tendo a qualidade já penalizada em outro processo, isto não justifica a lógica de não incluí-la no modelo de *benchmarking* para evitar decisões das distribuidoras, incentivadas pelo modelo atual, de deteriorar seu nível de qualidade em prol da redução de seus custos.

JAMASB *et al.* (2012) desenvolveram uma abordagem econométrica para estimar os custos marginais de melhorar a qualidade do serviço para as 14 distribuidoras da Grã-Bretanha e concluíram que, embora os incentivos estabelecidos pelo órgão regulador para reduzir as perdas de energia da rede leva à melhora no desempenho do setor, eles não fornecem incentivos suficientes para evitar interrupções de energia. Segundo os autores, as melhorias observadas na qualidade durante o período estudado representou apenas 30% dos potenciais ganhos de bem-estar do cliente e, portanto, ainda havia grande margem para melhorias de qualidade. Assim, o custo marginal de incrementar a qualidade do serviço é maior do que as penalidades impostas pelo regulador.

Dado que o processo de tratamento regulatório relacionado à qualidade no CRTP imposto pela ANEEL para o caso brasileiro se assemelha ao da OFGEM para a Grã-Bretanha, os dois reguladores tratam a qualidade em separado – fora do modelo de *benchmarking* – pode-se concluir que a análise realizada por JAMASB *et al.* (2012) provavelmente será válida para o Brasil, derrubando o argumento da ANEEL de não colocar a qualidade dentro do modelo de custos.

Outro argumento da ANEEL na questão da qualidade é que o regulador inclui como variável ambiental as variáveis complexidade socioeconômica e precipitação. A primeira poderia ser considerada uma *proxy* para perdas não técnicas e, a segunda, para DEC e FEC. O contra-argumento é que não se pode, em modelos de *benchmarking*, controlar variáveis gerenciáveis, como a qualidade, via variáveis ambientais, que por definição apresentam o conceito de serem variáveis não gerenciáveis pelas distribuidoras. O correto, no caso da qualidade, é incluí-la direto na função de custos, ou como insumo, ou como produto, conforme já discutido. Além disto, as duas variáveis ambientais em questão apresentam pouca significância no modelo TOBIT ($p\text{-value} > 0,05$), evidenciando que não estão capturando corretamente a questão da qualidade, que apresenta uma significativa importância no modelo.

Por fim, CAMBINI *et al.* (2012) argumentam que a abordagem tradicional em *benchmarking*, que incorpora nos insumos os custos e investimentos, é consequência da regulação por incentivos, conhecida como “*input based incentive regulation*”, de busca de eficiência mediante redução dos custos na prestação do serviço. Com a crescente preocupação e atenção às questões relacionadas à qualidade do serviço, inovação, segurança e sustentabilidade ambiental, o foco das análises em *benchmarking* vem sendo alterada para uma abordagem mais orientada a produtos relacionados a estas questões. Esta nova abordagem é denominada “*output based incentive regulation*”, e apresenta uma conceituação que combina as análises clássicas de eficiência com incentivos baseados nos produtos qualidade, inovação, segurança e sustentabilidade do setor.

2.3 Proposta de Modelo para o caso Brasileiro

Partindo do conteúdo exposto nas seções anteriores, estudo da experiência internacional dos reguladores e críticas ao modelo da ANEEL, corrigindo, quando necessário, a aplicação da metodologia estatística/econométrica e a inclusão das particularidades do Brasil, este trabalho propõe uma metodologia para calcular a eficiência dos custos operacionais para as distribuidoras brasileiras, conforme ilustra a Figura 2.2:

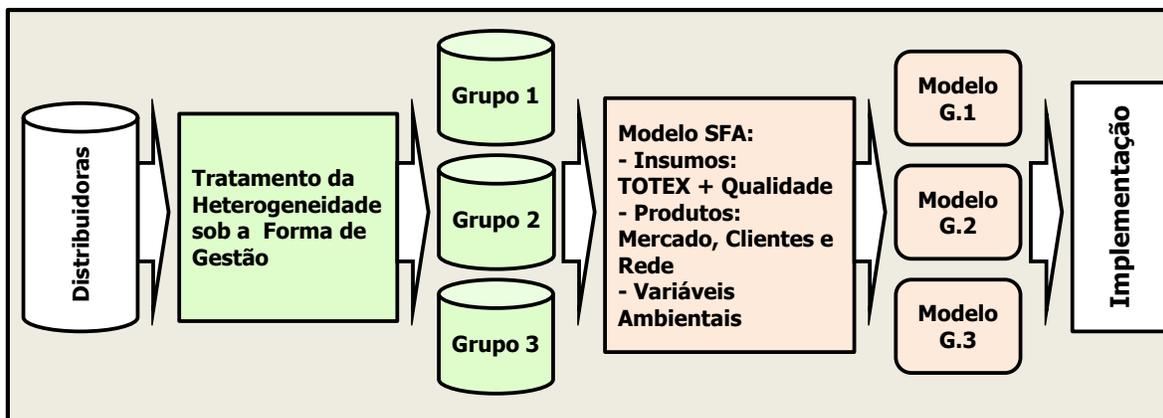


Figura 2.2: Metodologia Proposta para *Benchmarking* dos Custos Operacionais

As premissas adotadas para esta proposição são:

1. De acordo com CHARNES, COOPER & RHODES (1978), entre outras muitas referências, e defendido por ROSSI & RUZZIER (2000), o primeiro passo de um procedimento para *benchmarking* é “identificar um conjunto de firmas comparáveis”. O modelo atual da ANEEL considerou a questão da heterogeneidade, entre as distribuidoras, apenas inserindo variáveis ambientais em um segundo estágio da metodologia. A proposta aqui, devido à grande heterogeneidade entre as 59 distribuidoras, localizadas em um país de grande dimensão, é tratar esta questão em duas etapas:
 - a. Etapa 1: Agrupar as distribuidoras de acordo com sua forma de gestão, tendo como foco criar grupos homogêneos com relação a esta fonte de heterogeneidade;
 - b. Etapa 2: Por meio das variáveis Z, variáveis ambientais inseridas no modelo SFA, tratar as heterogeneidades provenientes de características geográficas, condições climáticas, socioeconômicas e características técnicas, diretamente em um único passo na modelagem da função de custos.
2. Aplicação da metodologia SFA, que dentre os dois maiores reguladores europeus, a Noruega a utiliza e a Grã-Bretanha a recomenda como melhor método a ser utilizado, quando da presença de quantidade de dados suficientes, como é o caso do Brasil;

3. O tratamento correto da metodologia SFA quando aplicada a dados em painel, por meio do modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Fixos (TFE) e Verdadeiros Efeitos Aleatórios (TRE);
4. Uso do TOTEX como insumo, conforme preferência dos reguladores para tratar o incentivo das distribuidoras de contabilizarem seus custos operacionais (OPEX) como investimentos (CAPEX);
5. Uso dos mesmos produtos do modelo ANEEL (mercado, clientes e rede), que são os mais frequentes nos modelos utilizados nos diversos países;
6. Inclusão da má qualidade como um insumo indesejável, por meio da variável ENS. Há uma grande tendência, tanto dos reguladores como do meio acadêmico, da necessidade da inclusão da qualidade na análise de *benchmarking* dos custos operacionais. Destaca-se aqui novamente a opinião de GROWITCH *et al.* (2010), em que a consideração da má qualidade nos modelos de *benchmarking* está no estado da arte atual da modelagem das eficiências nos diversos setores de energia.

Por fim, a metodologia proposta irá construir um modelo específico para cada um dos três grupos e na etapa final será sugerida a forma de implementação destes modelos para regular os custos das distribuidoras de energia brasileiras.

Capítulo 3: Heterogeneidade das Distribuidoras de Energia no Brasil

Este capítulo focará a questão da grande heterogeneidade entre as distribuidoras de energia no Brasil, dividindo as fontes de heterogeneidade em dois grupos: (i) provenientes de questões ambientais; e (ii) de tecnologia. Esta última contemplará a questão da forma de gestão como geradora de diferenças na tecnologia. As distribuidoras serão divididas em grupos homogêneos, no qual será estudada a significância estatística destes *clusters*.

3.1 Introdução

A heterogeneidade entre as distribuidoras de energia no Brasil merece atenção especial para a tarefa de construção de modelo de *benchmarking*, muito mais do que qualquer outro país, devido ao fato do Brasil ser o 5º. maior país em extensão territorial, perdendo apenas para Rússia, Canadá, China e Estados Unidos. A Rússia e a China não adotam regulação por incentivos ao setor de distribuição de energia. Os Estados Unidos apresentam sua regulação no setor de energia não apenas na esfera Federal, mas também nos Governos Estaduais, havendo uma desconcentração regulatória. O regulador mais ativo nas questões de *benchmarking* é o do estado da Califórnia. O Canadá apresenta uma regulação muito parecida com a dos Estados Unidos, em que a divisão constitucional do poder entre os governos federal e provincial proporciona a ambos os níveis de governo um importante papel na política energética. As províncias possuem recursos naturais próprios e são responsáveis pelo desenvolvimento do setor energético. O governo é responsável apenas pela harmonização das políticas energéticas em nível nacional.

Em suma, como os Estados Unidos e Canadá apresentam regulação segmentada, e Rússia e China não apresentam regulação por incentivos, o Brasil pode ser considerado o maior país em extensão territorial que adota modelo de *benchmarking*, o qual é supervisionado por um único regulador, a ANEEL.

Corroborando com esta questão, na Audiência Pública nº 040 de 2010 (ANEEL, 2010), a ANNEEL ressalta a questão da heterogeneidade: “O Brasil é um país de dimensões continentais e grande diversidade tanto do ponto de vista físico quanto social e cultural. As concessionárias de distribuição atuam em áreas de concessão heterogêneas, característica que deve ser considerada no momento de compará-las”.

A heterogeneidade, quando da aplicação de modelos de *benchmarking*, pode ser classificada em dois grupos: (i) proveniente de questões ambientais; (ii) proveniente da utilização pelas firmas de diferentes tecnologias.

O primeiro grupo, discutido na Seção 2.1.5, diz respeito às heterogeneidades considerando as particularidades ambientais de nosso país: variação climática, geográfica, demográfica, características técnicas e socioeconômicas. Estas variáveis ambientais não são gerenciáveis pelas distribuidoras e influenciam significativamente o desempenho dos custos operacionais das empresas afetadas; se não inseridas no modelo, pode-se atribuir a eficiência de uma distribuidora, ou ineficiência, uma parcela que se deve a estes fatores ambientais não gerenciáveis.

Apesar da potencial vantagem de formação de uma amostra com muitas empresas, a grande heterogeneidade entre as diferentes áreas de concessão no Brasil eleva os riscos de se adotar esta abordagem de maior inferência. Por melhor que seja a modelagem estatística, é sempre um desafio separar influências exógenas ou ambientais dos fatores gerenciáveis pelas empresas. Este desafio torna-se ainda maior no caso brasileiro e exige uma avaliação de agrupamentos de empresas, mais desagregados e com uma menor heterogeneidade.

A alternativa mais trivial, de contornar este problema da heterogeneidade via *clusterização* das distribuidoras de energia, de acordo com o conjunto de variáveis ambientais, criando grupos de distribuidoras mais homogêneas, operando sobre as mesmas condições ambientais, esbarra sobre o problema de que as heterogeneidades ambientais são tantas para este estudo que, no final, seria necessário separar vários grupos pequenos de distribuidoras para conseguir a criação de grupos homogêneos, tendo como consequência poucas observações disponíveis para a aplicação de metodologia paramétrica de estimação da eficiência.

Neste trabalho, a estratégia para tratar com as variáveis ambientais será inseri-las diretamente na modelagem paramétrica para a estimação da eficiência por meio do vetor de variáveis denotado por vetor Z , modelando à média da distribuição Normal Truncada do termo do erro atribuído à ineficiência, na metodologia SFA (STEVENSON, 1980), a ser apresentada no Capítulo 5.

Sobre o segundo grupo de heterogeneidade, um dos pressupostos mais importantes em análise de eficiência entre firmas é a questão da homogeneidade tecnológica, ou seja, as firmas operam com a mesma tecnologia de produção, pertencendo à mesma fronteira tecnológica (FÄRE & LOVELL, 1978; RUSSELL, 1985). Por conseguinte, estes fatores não observáveis podem ser inadequadamente entendidos como ineficiência. Para evitar esse tipo de erro de estimativa, os reguladores do setor de distribuição de energia em diversos países, inclusive no Brasil, definem, a priori, critérios para dividir o conjunto de distribuidoras em grupos homogêneos em relação à tecnologia. Em cada grupo isolado é realizada a análise de eficiência.

3.2 Heterogeneidade Tecnológica

Segundo FÄRE & LOVELL (1978), uma tecnologia de produção é definida como sendo a que transforma os insumos em produtos, modelada por uma função de produção, ou inversamente se a função é orientada aos insumos. Além disto, a premissa restritiva de FARREL (1957) sobre a função de produção é severamente limitada pelo tipo de tecnologia pela qual a medida de eficiência pode ser medida.

No axioma da abordagem tradicional de medição de eficiência, a tecnologia é assumida como sendo dada e fixa, não podendo comparar firmas operando sobre diferentes tecnologias (FÄRE & LOVELL, 1978; RUSSELL, 1985).

De forma geral, TSIONAS (2002) argumenta que é comumente implícito, ou explicitamente adotado na literatura, de que todas as empresas compartilham exatamente as mesmas possibilidades de produção e diferem apenas no que diz respeito ao seu grau de ineficiência. Na prática, contudo, as empresas podem adotar diferentes tecnologias por uma variedade de razões. A adoção de uma nova tecnologia é custosa, as empresas adotam

novas tecnologias apenas com defasagens temporais consideráveis. Se os custos relacionados com a instalação e treinamento de pessoal diferem entre as empresas, segue-se que, em um determinado ponto no tempo, haverá alguma variabilidade nos tipos de tecnologia utilizados pelas empresas. Como resultado, pode-se esperar que as possibilidades de produção sejam diferentes em uma secção transversal de empresas.

CHAMBERS & MILLER (2012) abordam eficiência dando enfoque nos seguintes fatores: tecnologia da firma, possibilidades de produção disponíveis para a firma e as combinações de insumos e produtos realizadas por essa firma. Assim, pode-se medir a eficiência da combinação de insumos e produtos em relação a uma determinada “tecnologia pré-definida”. Para isto, os autores introduzem uma medida de cálculo de Eficiência Ordinal (EO), que considera haver entre as firmas e as diferentes tecnologias.

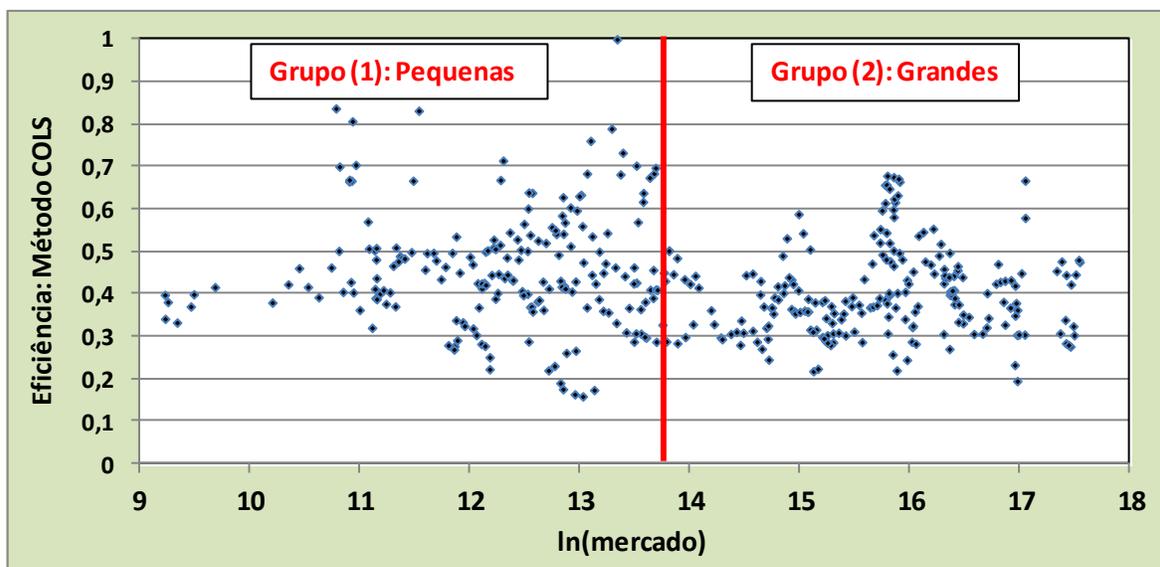
BATTESE *et al.* (2004) introduzem o modelo “*Metafrontier Function*” (função de múltiplas fronteiras), a partir do modelo SFA, que permite o cálculo da eficiência técnica, para empresas que operam sob diferentes tecnologias.

OREA & KUMBHAKAR (2004) e GREENE (2005) sugerem o “Modelo de Classes Latentes” (LCM) como uma abordagem em um único estágio para considerar o problema da heterogeneidade dentro de análise de fronteira estocástica. LCM, em contraste com os modelos tradicionais, adotam diferentes tecnologias e fronteiras de eficiência para diferentes classes ou grupos de empresas podendo ser identificadas com a utilização do modelo SFA, sem a necessidade de uma regra de separação em grupos a priori.

Os três modelos acima descritos (EO, *Metafrontier* e LCM) não são utilizados por nenhum regulador no setor de energia, para contornar o problema das distribuidoras que trabalham sob diferentes tecnologias. Todos os três modelos apresentam resultados e metodologias de difícil interpretação, dificultando a tarefa dos reguladores ao tentarem explicar para seus agentes os resultados dos modelos. Por isto, quando o axioma tradicional de tecnologia fixa não é válido, os reguladores adotam metodologia mais simples, tal como a divisão a priori do grupo de empresas em *clusters* homogêneos com relação à tecnologia. Para CULLMANN (2009), a seleção a priori de grupos pelos reguladores, na maioria das vezes, é arbitrária, não tendo fundamento estatístico. Dois exemplos disto são expostos abaixo:

- Em 2009, o regulador da Alemanha, com a premissa de agrupar distribuidoras com a mesma tecnologia de produção, dividiu arbitrariamente as 850 distribuidoras em 2 grupos de acordo com o tamanho da rede de distribuição; o ponto de corte para separar as distribuidoras foi de 30.000 consumidores conectados à rede e uma análise para cada um dos dois grupos foi realizada. Apesar das críticas, esta metodologia está em uso atualmente;
- Em 2011, a ANEEL, conforme descrito na Seção 1.4.2, dividiu de maneira subjetiva as 59 distribuidoras brasileiras em 2 grupos, de acordo com o mercado faturado: das grandes, mercado maior do que 1 TWh/ano, e das pequenas empresas, mercado menor do que 1 TWh/ano.

O critério adotado pela ANEEL foi muito criticado, pois a divisão pelo mercado não separaria as distribuidoras em grupos homogêneos de tecnologias. Na hipótese de que isto fosse verdade, um único modelo COLS (Seção 2.1.1) construído em um único conjunto contendo as 59 distribuidoras observadas em 7 anos (2003 a 2009) deveria apresentar diferenças significativas quanto ao nível de eficiência destes dois grupos: grupo (1) das pequenas e grupo (2) das grandes. A Figura 3.1 mostra a eficiência calculada pelo modelo COLS (eixo y) contra o logaritmo da variável mercado (eixo x).



**Figura 3.1: Eficiência Modelo COLS x ln(mercado).
Análise dos 2 grupos de distribuidoras da ANEEL**

Analisando a Figura 3.1 torna-se evidente que a divisão dos grupos pelo mercado não apresenta significativa relação com o comportamento da eficiência das distribuidoras. A não diferença entre os grupos pode ser confirmada estatisticamente pelo teste não paramétrico Kruskal-Wallis³¹ para a verificação da hipótese nula de igualdade das funções de distribuição da eficiência para os dois grupos de distribuidoras. O resultado do teste, isto é, a estatística Chi-Quadrado igual a 0,0015, indica a não rejeição da hipótese nula de igualdade das funções de distribuição, com um *p-value* de 0,97. Ou seja, não há diferença no comportamento da eficiência para estes 2 grupos.

A principal questão é que tanto a ANEEL, utilizando divisão pelo mercado, quanto o regulador alemão, empregando quantidade de clientes, adotaram a premissa de que a escala dos produtos definiria tecnologias diferentes, na utilização de *benchmarking* em uma função de custos.

³¹ KRUSKAL, W. H.; WALLIS, W. A. (1952). *Use of ranks in one-criterion analysis of variance*. *Journal of the American Statistical Association* 47: 583–621. O teste de Kruskal-Wallis é um método não paramétrico usado para testar se um conjunto de amostras provém da mesma distribuição. O equivalente paramétrico ao teste de Kruskal-Wallis é o teste F utilizado na ANOVA. Enquanto na análise paramétrica há a premissa de que todas as populações em confronto são independentes e normalmente distribuídas, o teste de Kruskal-Wallis não coloca nenhuma restrição sobre a comparação.

Uma fronteira de custos é definida como o mínimo custo (insumo) em que é possível incorrer para obter um determinado nível de produção. As distribuidoras devem ajustar seus custos para fazer frente a uma demanda exógena, não gerenciável, de seus produtos: quantidade de clientes, mercado faturado, extensão de redes de distribuição.

Assim, os custos eficientes podem ser definidos como os menores possíveis, dado: (i) o volume de serviço a ser prestado; (ii) os padrões de qualidade definidos pelo órgão regulador; (iii) as condições reais de operação e manutenção da área de atuação das concessionárias; e (iv) a tecnologia existente. O item (i) são os produtos não gerenciáveis, o item (ii) é fixo pelo regulador, e o item (iii) são capturados pelas variáveis ambientais. Falta analisar apenas a tecnologia.

O insumo custo operacional é constituído de despesas relacionadas com as atividades de operação e manutenção, atividades comerciais e administrativas. Como já visto na Seção 1.3, contabilmente o custo com pessoal é a maior parcela, chegando a 90% do total (considerando também os custos com serviços de terceiros).

Os custos operacionais são inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária. Uma vez introduzidos mecanismos de incentivo à sua redução, os custos operacionais oferecem grande oportunidade para ganhos de produtividade, porque são fortemente dependentes da gestão da empresa e podem ser reduzidos em função de avanços nas técnicas de gestão administrativa e da introdução de novas tecnologias (JAMASB & POLLITT, 2001).

A questão da heterogeneidade proveniente da tecnologia, quando aplica-se *benchmarking* empregando uma função de custos orientada aos insumos, é dito depender da gestão da empresa e de mudanças tecnológicas. No caso do setor de distribuição de energia, as mudanças tecnológicas são mais lentas do que outros setores da economia, principalmente quando se analisa um estudo com uma janela de tempo menor do que 10 anos. Se as mudanças na tecnologia³² não são significativas no curto prazo, o fator que mais varia a fronteira de custos é a forma de gestão da empresa, mais flexível no curto prazo.

³² A tecnologia *Smart Grid* será a grande mudança tecnológica que modificará a fronteira de eficiência das distribuidoras. Atualmente há projetos pilotos em algumas cidades focados ainda em *Smart Metering*. Sendo assim esta mudança deverá acontecer no setor elétrico brasileiro somente próximo do ano 2020.

Portanto, para o tratamento da heterogeneidade tecnológica das distribuidoras, a partir de uma fronteira de custos, será necessário trabalhar com a forma de gestão das concessionárias de distribuição. É consenso que os custos operacionais são fortemente dependentes da gestão da empresa e podem ser reduzidos em função de avanços nas técnicas de gestão administrativa. Não existe nenhuma variável direta para medir o quanto uma forma de gestão de uma firma é mais, ou menos, avançada em comparação com outra. Para isto deve-se construir esta informação a partir dos dados disponíveis. No Brasil há, principalmente, duas dimensões de análise de grandes fontes de heterogeneidade nesta questão, que provocam diferenças significativas em produtividade e eficiência: (i) empresas públicas e privadas; (ii) empresas pertencentes a *holdings*³³.

Das 59 distribuidoras analisadas na questão do *benchmarking*, 24% são públicas e 76% privadas. Das 45 distribuidoras privadas, 37 (63%) pertencem a 9 grupos econômicos concernentes a grandes *holdings* que possuem mais do que uma distribuidora de energia operando no Brasil, no grupo, evidenciando possíveis ganhos de escala. Estes fatores influenciam a forma de gestão da empresa e devem ser contempladas no modelo de *benchmarking*. Com a análise em conjunto destas duas dimensões será possível concluir se há grandes diferenças em produtividade e eficiências entre estes grupos e separá-los, a priori, para a aplicação dos modelos paramétricos para estimação da eficiência.

3.2.1 Empresas Públicas e Privadas

SCOTT & FALCONE (1998), em estudo sobre a diferenciação entre as organizações do setor público e privado, baseados na abordagem nuclear (*core*), em que as organizações públicas podem ser diferenciadas pelo seu estatuto formal e legal, distinguem estas organizações por meio da presença ou ausência de estruturas de mercado, externalidades e transferência de posse. Sugerem que os gestores privados, ao contrário dos gestores públicos, têm direitos relativamente aos lucros da organização, conferindo-lhes um forte incentivo para ganhos pessoais a partir da utilização eficiente dos recursos disponíveis e, por isso, são menos tolerantes em relação às ineficiências burocráticas. Falta aos

³³ *Holding*: Sociedade Gestora de Participações Sociais. É uma empresa que possui como atividade principal a participação acionária majoritária em uma ou mais empresas, ou seja, é uma empresa que possui a maioria das ações de outras empresas e que detém o controle de sua administração e políticas empresariais.

organismos públicos importantes sinais do mercado, capazes de servir de indicadores para a fixação de níveis de produção de bens e serviços públicos, acabando deste modo por se acomodarem aos incrementos orçamentais e pessoais, para além dos critérios de eficiência e sustentabilidade. Os autores atribuem diferenças nos organismos públicos devido aos constrangimentos legais e políticos que lhes são impostos, traduzindo-se em maior exposição pública, menos autonomia e menos autoridade por parte dos gestores públicos, com níveis mais elevados de formalismo e burocratização. Como resultado destas diferenças, as organizações públicas se caracterizam por serem menos inovadoras, menos orientadas ao desempenho e mais adversas ao risco do que as organizações do setor privado.

Em estudos de *benchmarking* para medir eficiência de distribuidoras de energia, JOSKOW (2008) afirma que as reformas regulatórias, de mercado e estruturais têm sido aplicadas ao setor de energia nos últimos 20 anos em muitos países ao redor do mundo. Melhorias significativas de desempenho foram observadas em alguns desses países como resultado dessas reformas, especialmente em países em que o desempenho dos monopólios estatais era especialmente ruim.

HOUGAARD (1994) estudou as distribuidoras de energia públicas na Dinamarca, tendo como resultado serem menos eficientes do que as distribuidoras privadas.

KUMBHAKAR & HJALMARSSON (1998) estudaram a eficiência produtiva do setor de distribuição de energia na Suécia durante 1970-1990, tendo o foco principal sobre a eficiência da propriedade privada, serviços públicos municipais, empresas municipais e empresas com donos mistos. Os resultados empíricos das abordagens empregadas mostram que as empresas privadas são relativamente mais eficientes.

JOSKOW (2008), em estudo sobre o processo de privatização e aplicação de forte mecanismo de regulação por incentivos na Grã-Bretanha, mostrou que na distribuição de energia houve um aumento da produtividade e melhora na qualidade do serviço, quando comparado ao período anterior às privatizações, ocorrida no final dos anos 80.

No Brasil, RESENDE (2002), MOTA (2004) e RAMOS-REAL *et al.* (2009) analisaram os efeitos do processo de reestruturação e privatização, que foi implementado na década de 1990, na eficiência do setor de distribuição de energia elétrica. Todos

constatarem que as empresas continuaram com um fraco desempenho. Eles apontam que o estabelecimento de uma regulação baseada em incentivos é uma forma útil de aplicar mecanismos de incentivo à eficiência para a distribuição de energia elétrica.

Dos três estudos, o artigo de RAMOS-REAL *et al.* (2009) analisou dados mais atuais com uma amostra de distribuidoras compreendendo até o ano de 2005. As privatizações no setor de distribuição iniciaram em 1995, indo até 2000. A regulação por incentivos, implantada pela ANEEL para os custos operacionais das distribuidoras, iniciou-se em 2003 com o ICRTTP e implantação da Empresa de Referência, indo cobrir a totalidade das distribuidoras no ano 2006. Antes deste período, como abordado na Seção 1.4.1, as concessionárias tinham seus custos operacionais reajustados pelo índice do IGPM, de acordo com o Contrato de Concessão. Não havia neste período nenhum incentivo econômico para redução dos custos operacionais pelas distribuidoras, justificando os resultados das empresas continuarem com um fraco desempenho, conforme descrito pelos três artigos citados.

Do exposto nesta seção, apesar do consenso teórico e empírico da diferença na produtividade e eficiência entre a gestão pública e privada, ROSSI & RUZZIER (2000) criticam a inserção desta informação como variável *dummy* no modelo. Para os autores, esta informação não deve ser incluída dentro de um modelo destinado à competição, punindo as empresas que pertencem ao tipo de gestão mais eficiente.

Há plena concordância nas afirmações de ROSSI & RUZZIER (2000), pois uma variável *dummy* (público, privado) no modelo irá extrair o efeito da ineficiência de um grupo, penalizando o grupo mais eficiente. Neste trabalho, a estratégia adotada será a divisão, a priori, em grupos, estimar para cada grupo a eficiência e, no final, tratar cada grupo com políticas regulatórias diferenciadas.

3.2.2 *Holdings*

Segundo HANSMANN (1998), as formas de propriedade são mais variadas do que apenas privado ou público. O autor identifica também as empresas de propriedade de investidores, empresas de propriedade dos clientes, empresas de propriedade dos

trabalhadores, bem como as empresas sem fins lucrativos. Cada uma delas lida de forma diferente com os problemas associados com a hierarquia, coordenação, contratos e monitoramento dos custos. Isto leva à expectativa de que formas diferentes de propriedade irão gerar diferenças no desempenho.

CHANDLER (1990) analisa a origem e o crescimento do capitalismo gerencial, estudando a rápida evolução produtiva ocorrida nos Estados Unidos, Grã-Bretanha e Alemanha no século passado. O autor enfatiza a estrutura hierárquica da firma e a capacidade das empresas em criarem redes nacionais e internacionais de compra e distribuição de produtos e introduz o conceito das economias de escala e escopo. As firmas investiram na produção, na distribuição e também no gerenciamento, dando uma dinâmica interna para manter seus crescimentos. As empresas cresceram adicionando novas unidades, permitindo a redução de custos de produção e distribuição, buscando economias de escala e escopo.

Partindo dos resultados dos estudos de CHANDLER (1990), as grandes empresas crescem adicionando novas unidades e formando as *holdings*, que permitem sustentar o crescimento do grupo mediante ganhos de escala e escopo, não sendo suficiente estudar apenas a forma da gestão das empresas pela divisão da forma de gestão público/privado, conforme argumentado por HANSMANN (1998), sem agregar ao estudo estas novas formas de propriedade.

Em estudo para o regulador da Grã-Bretanha, OFGEM, CEPA (2003) evidencia, empiricamente, que distribuidoras britânicas que se fundiram em grupo (*holdings*) usam deste artifício para “jogar” contra o regulador por meio da atribuição de componentes dos custos entre suas empresas da maneira que mais lhes convém. CEPA (2003) também atribui ao aumento das oscilações do *score* de eficiência como resultado “da operação de fusão entre as distribuidoras; existem apenas 8 grupos na Grã-Bretanha, aumentando o espaço para as empresas a repartir os custos entre si para alcançar o resultado no OPEX de *benchmarking* mais favorável para o grupo”. Desta forma, a não distinção deste tipo de características das empresas pode resultar em tratamento de empresas independentes de forma severa e empresas integradas de forma leniente.

Para o caso brasileiro, é fato que existe ganho de eficiência quando duas ou mais empresas fazem parte do mesmo grupo empresarial. A ANEEL considerou isso na modelagem da Empresa de Referência do 2CRTP ao subtrair dos Custos Adicionais um valor relacionado aos “ganhos de *holdings*”.

Para o 3CRTP, no modelo de *benchmarking* dos custos operacionais, no relatório técnico ANEEL (2011b) é argumentado que a variável *holding*, utilizada como uma variável *dummy* ambiental, “não foi considerada pelo fato de não mensurar exatamente o que se pretende, qual seja, os ganhos advindos exclusivamente do compartilhamento de tarefas e atividades entre empresas de uma mesma *holding*. Verificou-se ser impraticável segregar o que é eficiência de fato e ganhos de *holding*”.

Portanto, não é lógico que o regulador admita haver ganhos de *holdings* e, ao mesmo tempo, não colocar esta informação no modelo devido à dificuldade de isolar este efeito. A provável causa disto é a forma com que a ANEEL encontrou para inserir esta informação, via variável *dummy*. A estratégia empregada nesta tese, conforme já discutido, é agrupar as distribuidoras, a priori, utilizando a informação de *holding*.

Neste trabalho, é analisada a evolução da eficiência e produtividade das distribuidoras da *holding* CPFL Energia, observadas nos anos de 2003 a 2009, período utilizado pela ANEEL para a construção do modelo de *benchmarking* para o 3CRTP (ANEEL, 2011b).

A *holding* CPFL Energia, criada em 2002 “em resposta à necessidade de uma gestão mais eficiente e sinergia entre as empresas do grupo”³⁴, atua nos segmentos de distribuição, geração, comercialização de energia elétrica e de serviços de valor agregado. No segmento de distribuição possui 8 empresas, tornando o grupo líder com 13% de participação no mercado brasileiro, atendendo a mais de 7 milhões de clientes. A CPFL Energia é controlada pela Camargo Corrêa (24,4%), Previ³⁵ (30,0%) e Bonaire³⁶ Participações (15,1%).

Na distribuição de energia o grupo iniciou em 1997 com a privatização da Companhia Paulista de Força e Luz. Em 1998, parte da antiga Eletropaulo foi privatizada.

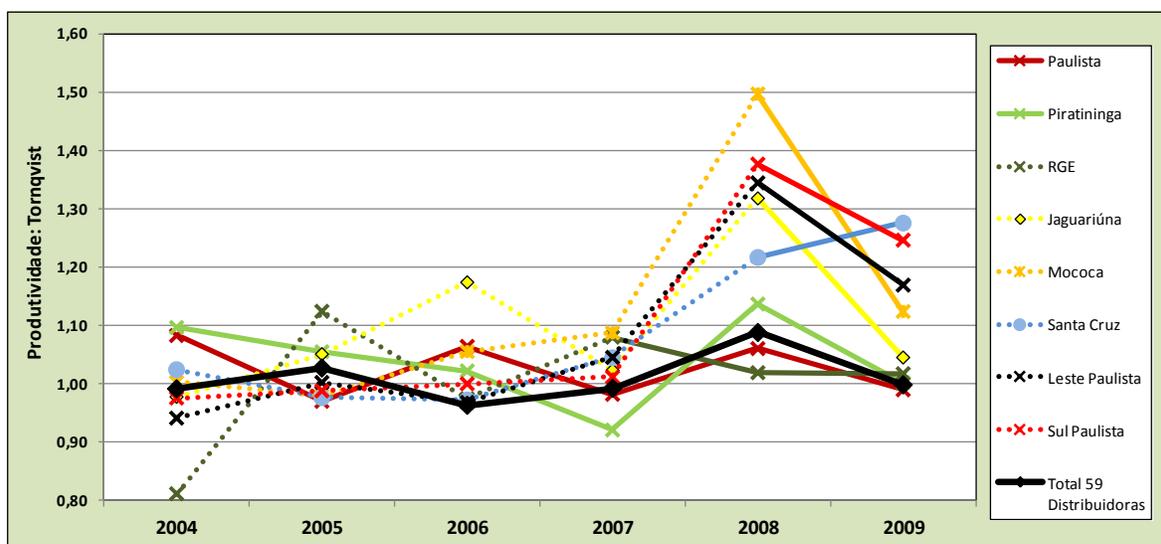
³⁴ Parte de texto extraída do site www.cpf.com.br/HistoacuteriaCPFLEnergia/tabid/106/Default.aspx

³⁵ Previ: Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil.

³⁶ Bonaire Participações: reúne os fundos de pensão Funcesp, Sistel, Petros e Sabesprev.

Fruto disto, em 2001 foi criada a CPFL Piratininga. Na distribuidora RGE, o grupo detinha 67% de participação desde 2001, mas não tinha o controle das operações. Em julho de 2006, passou a incorporar os 33% restantes e controlar a companhia. Em janeiro de 2007 foi incorporada a CPFL Santa Cruz e, finalmente, em julho de 2007, foi agregado ao grupo a CPFL Jaguariúna (antiga CMS), composta por CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguariúna e CPFL Mococa.

Com os dados do insumo OPEX e produtos mercado, clientes e extensão de rede, provenientes do banco de dados da Audiência Pública 040 (ANEEL, 2011a), a Figura 3.2 mostra a evolução ao longo do tempo do índice de produtividade, medido pelo Índice Tornqvist³⁷, para as 8 distribuidoras da *holding* CPFL Energia, e para a média das 59 distribuidoras analisadas.

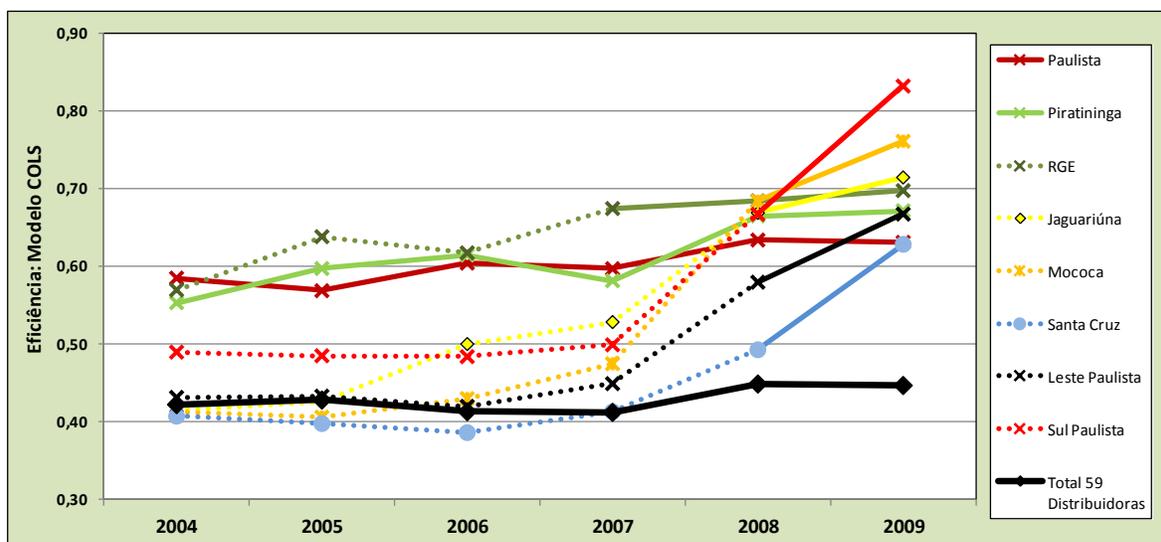


**Figura 3.2: Produtividade medida pelo Índice Tornqvist.
Análise das 8 Distribuidoras da *holding* CPFL Energia**

Com os mesmos dados empregados em ANEEL (2011a), a Figura 3.3 analisa a evolução ao longo do tempo do índice de eficiência dos custos operacionais, estimado por

³⁷ Índice Tornqvist: Estima a Produtividade Total dos Fatores (PTF). COELLI *et al.* (2005).

meio do modelo COLS, utilizando as 59 distribuidoras ao longo dos 7 anos (2003 a 2009), tratando os dados na forma empilhada.



**Figura 3.3: Eficiência medida pelo Modelo COLS.
Análise das 8 Distribuidoras da *holding* CPFL Energia**

Nas Figuras 3.2 e 3.3, as linhas pontilhadas representam as distribuidoras antes de pertencer a *holding*, e a linha contínua quando as mesmas já fazem parte do Grupo. As distribuidoras Paulista e Piratininga já faziam parte do grupo em 2003, por isto em todo o período analisado estão sobre a linha contínua. O foco da análise será sobre as outras 6 distribuidoras, em que a Jaguariúna, Mococa, Santa Cruz, Leste e Sul Paulista se fundiram ao Grupo ao longo de 2007 e, por isto, para esta análise, pertencentes ao grupo apenas no próximo ano, 2008. A RGE começou a ser controlada pela *holding* na metade de 2006, sendo considerado o ano de 2007 como o início da fusão.

Na Figura 3.2, a produtividade média verificada para as 5 empresas que uniram a *holding* de 2007 para 2008, apresentam um aumento médio da produtividade muito expressivo, de 1,4% até 2007 para 35% em 2008. A RGE³⁸, em que o processo de fusão foi

³⁸ O caso do menor ganho de Produtividade e Eficiência da RGE é explicado também pelo fato de que as outras 7 empresas do grupo CPFL Energia atenderem, principalmente, ao interior do estado de São Paulo e a RGE atender ao interior do estado do Rio Grande do Sul, causando com isto um menor ganho em logística e distribuição.

de 2006 para 2007 apresentou um aumento menor de 0,97% para 7,9%. Na Figura 3.2 observa-se que este movimento de melhora, principalmente no ano de 2008, não foi generalizado para a média das 59 distribuidoras, que permaneceram com uma produtividade inferior a 10%. Interessante notar, também, que as distribuidoras Paulista e Piratininga, elos do Grupo, também apresentam compartilhamento dos ganhos de escala da *holding*, tendo sua produtividade média até 2007 de 2,3%, aumentando para 6% em 2008.

Na Figura 3.3, a eficiência média verificada para as 5 empresas com fusão em 2007 apresentam um aumento médio da eficiência também muito expressivo, de 44% até 2007 para 62% em 2008. A RGE, com fusão em 2006, apresentou um aumento de 60,8% para 67,4%. O comportamento para as 59 distribuidoras não acompanha estas evoluções e as distribuidoras Paulista e Piratininga também apresentam compartilhamento dos ganhos de escala da *holding*, tendo sua eficiência média até 2007 de 59%, aumentando para 65% em 2008.

Estes resultados empíricos, tanto na produtividade quanto na eficiência, evidenciam claramente a existência de um ganho de *holding*, em escala e escopo, muito expressivo e que não pode ser negligenciado pelo regulador.

Além do grupo CPFL Energia, há outras oito *holdings* no setor de energia que agrupam mais do que uma distribuidora de energia privada³⁹: AES, Endesa, EDP, Rede Energia⁴⁰, Neoenergia, Energisa e Equatorial. O Apêndice I mostra a relação das distribuidoras para cada um destes grupos.

Entre as 14 distribuidoras públicas, a *holding* ELETROBRÁS⁴¹ possui 5 distribuidoras, que apresentam eficiência média, calculada pelo método COLS, para o ano de 2009, de 26%, contra uma eficiência média do conjunto de todas as 14 públicas de

³⁹ Esta configuração de *holdings* tem como referência o ano de 2012, último ano de análise a ser utilizado nos modelos paramétricos desenvolvidos no Capítulo 5.

⁴⁰ O Grupo Rede Energia foi adquirido pela Energisa em 2013. Como o corte deste estudo é 2012, este fato não foi considerado.

⁴¹ A *holding* ELETROBRÁS possui 6 distribuidoras, porém a CERON, que atende o estado de Rondônia, não disponibilizou seus dados para a ANEEL no âmbito da Audiência Pública 040, e por isto não teve condições de ser analisada.

31,6%. Ou seja, no setor público a dinâmica é diferente, levando uma grande *holding* Federal a ter eficiência ainda menor do que suas pares Estaduais ou Municipais⁴².

Neste trabalho, *holding* estará referenciando apenas às *holdings* Privadas, que possuem mais do que uma distribuidora de energia operando no Brasil, ou seja, os nove grupos privados relacionados nesta seção, excluindo a *holding* ELETROBRÁS.

3.3 Aplicação: Agrupamento das Distribuidoras

A partir dos dados provenientes da Audiência Pública 040 (ANEEL, 2011a), tendo como premissa a manutenção do axioma tradicional de medição de eficiência, a tecnologia é assumida dada e fixa, não podendo comparar firmas operando sobre diferentes tecnologias (FÄRE & LOVELL, 1978; RUSSELL, 1985), as 59 distribuidoras serão agrupadas em *clusters* homogêneos em relação à fronteira tecnológica de custos, trabalhando sobre a forma de gestão e propriedade das concessionárias de distribuição, a partir de duas dimensões de análise: (i) empresas públicas e privadas; (ii) empresas privadas pertencentes a *holdings*.

As análises terão como base⁴³:

- A eficiência dos custos operacionais, utilizando uma função de custos Cobb-Douglas, orientada aos insumos, estimada com a metodologia COLS no conjunto total das 59 distribuidoras observadas em um painel ao longo de 7 anos, 2003 a 2009, tratando os dados na forma empilhada. O insumo será o OPEX e os produtos: mercado, cliente e extensão de rede;
- A Produtividade Total dos Fatores (PTF), medida pelo Índice Tornqvist, para os mesmos insumos e produtos do item anterior.

⁴² Segundo o jornal Valor Econômico, as distribuidoras da ELETROBRÁS possuem um histórico de ineficiência operacional e financeira. Em 2012, as seis empresas tiveram prejuízo de R\$ 1,330 bilhão. A meta da estatal é que o negócio de distribuição dê lucro a partir de 2015, objetivo considerado ousado por especialistas do setor.

⁴³ A metodologia adotada para estimar a eficiência nesta seção teve como estratégia ser a mais simples possível, pois têm como objetivo apenas comprovar a significância estatística na separação dos grupos de cluster propostos. Qualquer das metodologias para estimar eficiência, apresentadas no Capítulo 2, levariam às mesmas conclusões.

Estas duas principais medidas, para a verificação da eficácia dos agrupamentos, serão analisadas apenas para os anos de 2008 e 2009, excluindo os anos de 2003 a 2007, devido às configurações das nove *holdings* estarem concretizadas no final de 2007, como já visto no exemplo da CPFL Energia. As demais variáveis utilizadas na análise, DEC e FEC (mencionadas na Seção 2.1.6), também serão apresentadas com o valor médio para os anos de 2008 e 2009.

Os 3 *clusters* a serem analisados serão:

1. Pública: Empresas de distribuição Públicas: Federais, Estaduais e Municipais;
2. Privada Independente: Empresas Privadas não pertencentes a nenhuma *holding* que contenha mais do que uma empresa de distribuição operando no Brasil;
3. Privada *Holding*: Empresas Privadas pertencentes a *holding* com mais do que uma empresa privada de distribuição operando no Brasil.

A Tabela 3.1 apresenta as estatísticas descritivas de cada um dos três *clusters*. Os valores da Eficiência, Produtividade, DEC e FEC, são as médias dentro de cada *cluster*.

Tabela 3.1: Análise descritiva dos três *Clusters* de Distribuidoras

<i>Cluster</i>	Qtd. Distribuidoras	Eficiência	Produtividade	DEC	FEC
Pública	14	0,330	0,991	21,6	17,9
Privada Independente	13	0,425	1,048	11,0	11,5
Privada Holding	32	0,507	1,074	17,0	11,9
Média Ponderada	59^(*)	0,447	1,048	16,7	13,2

(*) Refere à Quantidade Total de Distribuidoras

Aplicando o teste estatístico não paramétrico Kruskal-Wallis para a verificação da hipótese nula de igualdade das funções de distribuição da eficiência para os três grupos de distribuidoras, obtém-se como resultado a indicação da rejeição da hipótese nula de igualdade das funções de distribuição, com a estatística do teste Chi-Quadrado de 20,6 e um *p-value* de 0,0001. Ou seja, há diferença no comportamento da eficiência para os três *clusters* analisados.

Na aplicação do mesmo teste, Kruskal-Wallis, agora para a variável produtividade, a estatística do teste Chi-Quadrado é de 9,3, com um *p-value* de 0,009.

Conclui-se estatisticamente, ao nível de significância menor do que 1%, que há diferenças no comportamento da eficiência e produtividade entre os três *clusters* construídos, validando assim a estratégia adotada.

Ao analisar os indicadores de qualidade, DEC e FEC, na Tabela 3.1, que medem, respectivamente, no ano, a duração e o número médio de interrupções do fornecimento de energia por unidade consumidora, observa-se que nas empresas públicas estes dois indicadores são significativamente maiores do que nos outros dois *clusters* de empresas privadas, evidenciando empiricamente que na gestão pública, em comparação com a privada, há um “descaso⁴⁴” com a qualidade do fornecimento de energia.

3.4 Conclusão

O tratamento da questão da heterogeneidade entre as distribuidoras de energia no Brasil, para a aplicação de metodologia de *benchmarking*, é de fundamental importância, visto as diversidades de fontes geradoras de dispersão entre as unidades analisadas: clima, geografia, demografia, características técnicas e perfil socioeconômico. Estas heterogeneidades, ditas ambientais, serão consideradas na estimação da eficiência dentro do modelo paramétrico SFA.

A fonte de heterogeneidade, forma de gestão e propriedade, foi entendida ser geradora de diferentes tecnologias que afetam a fronteira de eficiência, quando se trabalha com uma função de custos orientada aos insumos.

Dada a pressuposição em estimação de eficiência, de que as empresas são assumidas compartilharem exatamente das mesmas possibilidades de produção, homogeneidade tecnológica, e diferirem apenas no que diz respeito ao seu grau de ineficiência, é necessário dividir as distribuidoras de energia em *clusters* com a característica de serem homogêneas

⁴⁴ Vale destacar que nas empresas do Grupo ELETROBRÁS há sistemas isolados eletricamente, o que dificulta as ações para melhorar os indicadores de qualidade do fornecimento, DEC e FEC.

com relação a forma de gestão e propriedade, perfazendo assim a premissa de mesma tecnologia (FÄRE & LOVELL, 1978).

O estudo sobre a forma de gestão mostrou, nas duas dimensões analisadas, gestão pública/privada e *holdings*, ser consenso teórico e empírico, até mesmo entre os reguladores de energia, de sua importância e significância para a estimativa dos custos operacionais das empresas de distribuição.

Desta forma, foi realizada a divisão das distribuidoras em três *clusters*, Públicas, Privadas Independentes e Privadas *Holding*, mostrando ser estatisticamente significativo com respeito à eficiência e à produtividade.

Os Capítulos 4 e 5 abordarão a construção de um modelo paramétrico, específico para cada um dos três *clusters* estudados.

Na etapa final, tendo já estimado a eficiência para cada *cluster* e simulando os objetivos do regulador, depara-se com o problema de como juntar os *scores* de eficiência dos três *clusters*, para ser possível, dentro do regime de regulação por incentivos, adotar políticas para gerar incentivos econômicos, principalmente, para as distribuidoras ineficientes, caminharem para a fronteira de eficiência dos custos operacionais, dado sua tecnologia de gestão.

O *cluster* das *Holdings* não pode ser penalizado por esta opção de propriedade, muito menos o *cluster* das Privadas Independentes não pode ser beneficiado por estarem nesta situação. A solução mais trivial seria o regulador simplesmente tratar de maneira igual os dois *clusters*, como se fossem apenas um, adotando as mesmas políticas de incentivos. Desta forma, o ganho de escala e escopo das distribuidoras pertencentes a *holding* seria considerado na modelagem por meio da estimativa da eficiência em separado para os dois grupos, não prejudicando as empresas independentes.

O tratamento do *cluster* das Públicas é mais controverso, dado o baixo nível dos índices de eficiência, produtividade e qualidade de fornecimento, mostrado na Tabela 3.1. Por um lado, considerando uma hipótese teórica, o regulador deve promover a eficiência do setor, sendo assim, as políticas de incentivo a este *cluster* devem ser mais severas, reconhecendo como custos operacionais regulatórios aqueles repassados para a tarifa, uma parcela menor, quando comparados aos outros dois *clusters*. Já para uma hipótese prática, a

situação da má gestão das empresas públicas é um problema estrutural, sendo assim o incentivo à redução dos custos e melhora da qualidade para as distribuidoras pode não alcançar o objetivo planejado, levando estas empresas a uma situação financeira delicada, sendo isto revertido ao consumidor final em piora, ainda mais, da qualidade do fornecimento de energia. Mesmo sabendo dos prós e contras de cada uma das duas hipóteses, será adotado para a etapa final no Capítulo 6 deste trabalho, como política para o *cluster* das públicas, a hipótese teórica.

Capítulo 4: Estimação da Função de Custos

A partir dos três *clusters* de distribuidoras, definidos no Capítulo 3, este capítulo estimará a função de custos para cada grupo. A premissa adotada será a adoção da função Cobb-Douglas, orientada ao insumo, o OPEX, e os produtos sendo: mercado de energia, extensão de rede de distribuição e quantidade de clientes. Um problema frequente nessa análise é a multicolinearidade, dada a presença de forte relação linear entre os produtos. O objetivo deste capítulo é tratar o problema da multicolinearidade por meio da técnica estatística de Análise de Componentes Principais (ACP), resultando na construção de uma Variável de Escala Composta (CSV), denominada componente principal (CP), que consolida os 3 produtos em uma única variável. A metodologia proposta será comparada ao modelo COLS, usado pela ANEEL, e ao método empregado pelo regulador de gás e eletricidade da Grã-Bretanha, OFGEM, para a construção de CSV. Os resultados empíricos obtidos a partir da base de dados utilizada na Audiência Pública 040 (ANEEL 2011b) evidenciam a coerência na estimação da eficiência utilizando ACP.

4.1 Introdução

A eficiência de custos se define a partir da função de custos, que relaciona os mínimos custos associados a determinadas combinações de produtos. Esta função leva implícita a conduta minimizadora das firmas, isto é, as empresas competem aos preços dos insumos que devem contratar e às quantidades dos bens e serviços que devem produzir e, a partir destas variáveis, devem decidir a quantidade de insumos, as quais determinam o custo de produção. Diferentemente da eficiência técnica, que depende das possibilidades impostas pela tecnologia, a eficiência de custos, além das possibilidades técnicas, tem um componente vinculado à habilidade de gestão da empresa para determinar a quantidade ótima de insumos, como estudado no capítulo anterior.

A escolha do tipo de orientação da fronteira dependerá das particularidades do setor em estudo. No caso da distribuição de energia, já que os produtos são não gerenciáveis, considerar modelos orientados para os produtos não faz sentido; nestas circunstâncias apenas os modelos orientados aos insumos são relevantes. KUMBHAKAR & LOVELL (2001) mencionam que as distribuidoras devem ajustar seus custos para fazer frente a uma demanda (produto) exógena, por isto se recorrem principalmente às fronteiras de custos orientadas aos insumos.

A Figura 4.1 ilustra um exemplo de uma fronteira de custo, em que o custo mínimo total é explicado em função de um produto. Se uma firma está funcionando no ponto B, na fronteira da eficiência, diz-se que é totalmente eficiente. Pelo contrário, se o custo da firma está localizado em C, uma situação que se encontra acima da fronteira do custo, diz-se que é ineficiente, já que está gastando mais do que indica a fronteira.

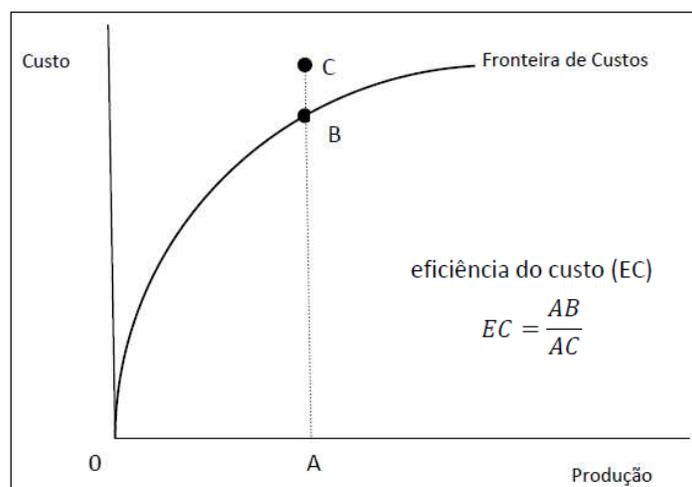


Figura 4.1: Fronteira de Custos

A eficiência é definida como a razão entre o custo mínimo e o custo em que se está efetivamente incorrendo, medida pelo indicador *EC* da Figura 4.1. Seus valores podem variar entre 0 e 1.

Pelo formato da fronteira de custos (Figura 4.1) nota-se que quanto mais aumenta a produção o custo aumenta em uma proporção menor, indicando economia de escala,

característica típica do setor de distribuição de energia para uma fronteira de custos (VISCUSI *et al.*, 2000).

Definida a forma da fronteira, o próximo passo na estimação paramétrica da eficiência é assumir a forma funcional da relação entre os insumos e produtos, ou seja, a relação entre as variáveis dependentes e as independentes (regressores) a partir de uma forma algébrica escolhida a priori. A escolha da forma funcional é um passo importante, pois acarreta em diferentes modelos e, conseqüentemente, a diferenças na estimação da eficiência.

Segundo GREENE (2008), “as formas funcionais Cobb-Douglas e Translog dominam esmagadoramente as aplicações na literatura de fronteira estocástica e estimação econométrica de ineficiência”. As formas algébricas destas duas funções são:

1. Cobb-Douglas: $y = \beta_0 \prod_{n=1}^N x_n^{\beta_n}$;
2. Translog: $y = \exp \left[\beta_0 + \sum_{n=1}^N \beta_n \ln(x_n) + \frac{1}{2} \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^N \beta_{nm} \ln(x_n) \ln(x_m) \right]$.

A escolha da forma funcional, segundo COELLI *et al.* (2005), é pautada nos seguintes critérios:

- Flexibilidade: A forma funcional Cobb-Douglas é dita flexível de 1ª. ordem⁴⁵, e a Translog, flexível de 2ª. ordem. A preferência é pelas flexíveis de 2ª. ordem. O aumento da flexibilidade, por sua vez, traz como consequência aumento dos parâmetros a serem estimados e, como resultado, o problema de multicolinearidade torna-se presente;
- Linearidade nos Parâmetros: Aplicando o logaritmo nos dois lados da equação, as duas formas funcionais em questão são lineares nos parâmetros;
- Regularidade: satisfazer as propriedades econômicas de regularidade: (i) não negatividade - custos não podem ser negativos; (ii) não decrescente nos custos -

⁴⁵ A forma funcional é dita flexível de 1ª. ordem se possui parâmetros suficientes para proporcionar uma aproximação diferencial de 1ª. ordem a uma função arbitrária num único ponto. Isto significa ser possível escolher os valores dos parâmetros de modo que o valor da função de aproximação e todas as suas derivadas até a ordem n sejam iguais aos da função arbitrária naquele ponto. Uma forma flexível de 2ª. ordem apresenta parâmetros suficientes para fornecer uma aproximação de 2ª. ordem.

aumentando os produtos, os custos não decrescerão; (iii) não decrescente nos produtos - custa mais produzir mais produtos; (iv) homogeneidade de grau 1 - dobrando todos os preços⁴⁶ dos produtos irão dobrar o custo; (v) côncavo nos custos - implica a função de demanda não ter inclinação ascendente. Se alguma destas propriedades da função de custos é infringida, evidencia que as firmas não são minimizadoras de custos. A forma funcional Cobb-Douglas satisfaz estas propriedades. Para o caso da Translog é necessário acrescentar determinadas restrições nos parâmetros;

- Parcimônia: Dado que mais de uma forma funcional obtenha os resultados coerentes/esperados, o princípio da parcimônia é o da escolha da forma funcional mais simples possível, que neste caso é a Cobb-Douglas.

Também para a distribuição de energia, as formas funcionais utilizadas na literatura, e pelos reguladores de energia, são quase que exclusivamente a Cobb-Douglas e a Translog. A ANEEL adotou para o modelo COLS a função Cobb-Douglas (ANEEL, 2011a), argumentando existir problema de multicolinearidade entre as variáveis na aplicação da função Translog, além da inversão de sinal de determinados produtos e, assim, não permitindo sua utilização. Esta afirmação também é colocada por GREENE (2008), que sugere a utilização da Cobb-Douglas como função de custos em análise de eficiência devido a permitir inserir no modelo múltiplas variáveis, sendo menos impactada pelo problema de multicolinearidade. BOGETOFT & OTTO (2010), em estudos sobre a aplicação de SFA para medir a eficiência das distribuidoras de energia, conclui que a função Cobb-Douglas é a que melhor se ajusta aos dados como uma função de custos.

Assim, neste trabalho, foi adotada a função Cobb-Douglas como a forma algébrica da função de custos para a estimação da eficiência. Partindo dos critérios adotados por COELLI *et al.* (2005), esta função não é tão flexível como as demais, admite que a elasticidade de escala dos produtos em relação ao insumo seja fixa⁴⁷, além de elasticidade

⁴⁶ Para o caso onde os preços são inseridos na análise. A aplicação deste trabalho, bem como quase que a totalidade das aplicações de *benchmarking* para os custos operacionais no setor de distribuição, não trabalham com preços.

⁴⁷ Para uma função de custos, a elasticidade de escala pode ser constante (igual a 1), crescente (menor do que 1) ou decrescente (maior do que 1), dependendo dos expoentes da função Cobb-Douglas, porém ela não pode variar de um comportamento para outro ao longo da função.

de substituição unitária. Por outro lado, seu logaritmo apresenta linearidade nos parâmetros, satisfaz todas as condições de regularidade sem a necessidade de acrescentar restrições aos seus parâmetros e, principalmente, é a que mais se adequa ao princípio da parcimônia, devido ao fato da quantidade mínima de parâmetros para a sua estimação, quando comparada às formas mais flexíveis.

4.2 Estimação da Eficiência com auxílio da função Cobb-Douglas

Para as seções 4.2 a 4.6, será considerado o método paramétrico COLS para a definição da fronteira de custos, os produtos sendo *mercado*, *cliente* e *rede*, e o insumo o *OPEX*. Os dados em painel serão trabalhados na forma de dados empilhados.

Desta forma, o custo (OPEX) é uma função dos produtos na forma funcional Cobb-Douglas:

$$OPEX_{it} = \beta_0 \text{Cliente}_{it}^{\beta_1} \text{Mercado}_{it}^{\beta_2} \text{Rede}_{it}^{\beta_3} \exp(u_{it}) \quad (4.1)$$

em que u é o erro aleatório não observável; β_j , $j = 0, 1, 2, 3$, são os parâmetros a serem estimados; $i=1, \dots, N$ representa a unidade de corte transversal, sendo $N =$ número de empresas; e t a unidade de corte temporal.

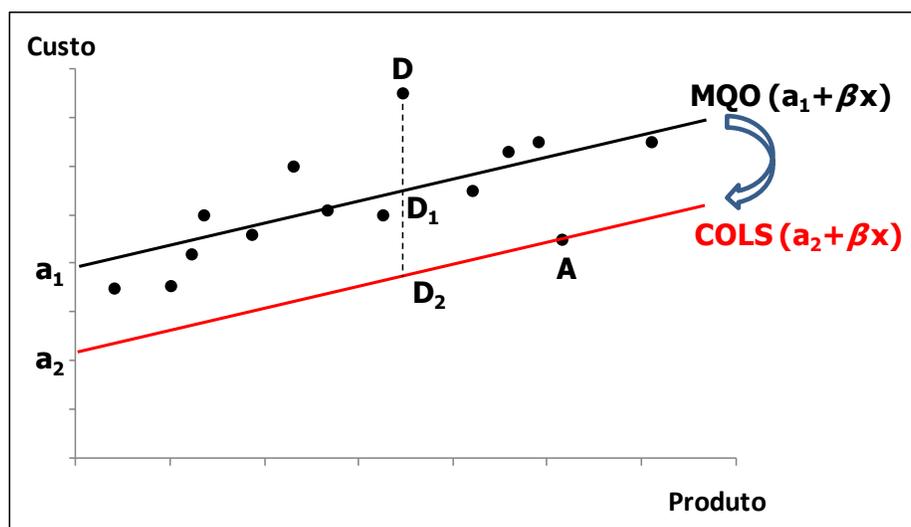
A função (4.1) é frequentemente empregada pelas distribuidoras de energia, sendo que na maioria dos casos trabalham com economias de escala, ou seja, a soma dos expoentes dos produtos β_j menor do que 1; conceito válido na aplicação de uma função de custos. A transformação logarítmica permite linearizar a função (4.1), que poderá então ser estimada por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO):

$$\begin{aligned} \ln(OPEX_{it}) = \ln(\beta_0) + \beta_1 \ln(\text{Cliente}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{Mercado}_{it}) \\ + \beta_3 \ln(\text{Rede}_{it}) + u_{it} \end{aligned} \quad (4.2)$$

O cálculo da eficiência por meio do método COLS consiste na estimação paramétrica da função de custos (4.2) utilizando MQO e, posteriormente, na correção do intercepto dessa função de maneira que a empresa com o melhor desempenho da amostra, o menor valor do resíduo \hat{u}_{it} , obtenha uma eficiência de 100%. Desta forma, de acordo com RICHMOND (1974), a eficiência (EF) de cada distribuidora, para uma função de custos⁴⁸, é dada por:

$$EF_{it} = \exp[-(\hat{u}_{it} - \min(\hat{u}_{it}))] \quad (4.3)$$

A Figura 4.2 ilustra, para o caso de apenas um produto, a diferença do cálculo de EF para os métodos MQO e COLS.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.2: Estimação da eficiência por meio de MQO e COLS

Na Figura 4.2 os pontos representam hipoteticamente as distribuidoras de energia. Realizando uma regressão por MQO encontra-se a reta (linha preta) que estima a eficiência

⁴⁸ Para o caso tradicional de uma função de produção, a eficiência no modelo COLS é calculada da seguinte forma: $EF_{it} = \exp[-(\max(\hat{u}_{it}) - \hat{u}_{it})]$.

média das distribuidoras. O método COLS corrige o intercepto a_1 mediante a subtração do menor resíduo estimado por MQO, a distribuidora “A”, a mais eficiente. Assim o novo intercepto a_2 é encontrado. Como exemplo, a distribuidora “D”, pelo método COLS, tem sua eficiência calculada pela equação (4.3) da seguinte maneira:

$$EF_D = \exp[-(D - D_2)]$$

Desta forma, a EF da distribuidora “A” é 1, eficiência de 100%.

Apesar de menos frequente e crítico, do que na função Translog, a premissa da utilização da função Cobb-Douglas, quando da utilização de mais de um produto, implica frequentemente na presença de multicolinearidade entre as variáveis dependentes, fruto de alta correlação implícita do modelo econômico para explicar o insumo a partir de vários produtos (DOLL, 1974).

4.3 Problema de Multicolinearidade

Em modelos de regressão multivariados, não havendo relação linear entre as variáveis independentes, estas são ditas ortogonais e as inferências sobre o modelo são encontradas sem nenhum problema. Porém, na maioria dos casos práticos isto não ocorre, ou seja, as variáveis independentes não são ortogonais. Frequentemente o fato não é grave, mas em algumas situações os regressores são quase que perfeitamente linearmente relacionados e as inferências sobre os coeficientes de regressão podem levar a conclusões errôneas. Quando isto acontece, o problema de multicolinearidade é dito existir e medidas devem ser consideradas para a correção do modelo.

Segundo RAMANATHAN (1998), os efeitos do problema de multicolinearidade no modelo estão relacionados ao aumento do erro padrão dos coeficientes estimados e conseqüente diminuição da estatística t , levando os coeficientes a serem não significativos. Outro fator é a obtenção de estimativas com sinais algébricos contrários àqueles que seriam esperados, devido à alta covariância entre os coeficientes estimados, indicando que o

coeficiente associado a um determinado regressor está capturando o efeito de outra variável independente.

Para medir o grau de multicolinearidade, MARQUARDT (1970) sugere o cálculo do *Variance Inflating Factor* (*VIF*):

$$VIF(\hat{\beta}_j) = \frac{1}{1-R_j^2} \quad (4.4)$$

em que $\hat{\beta}_j$ representa o j -ésimo coeficiente estimado, $j = 1, \dots, p$, sendo p o número de parâmetros associados aos regressores a serem estimados e R_j^2 o coeficiente de determinação obtido a partir da regressão da variável independente X_j sobre os demais $(p-1)$ regressores.

O *VIF* mede o grau com que cada regressor é explicado pelas demais variáveis independentes. Quanto maior for *VIF*, mais severa será a multicolinearidade. Não existindo correlação, $VIF = 1$.

JOLLIFFE (2002) sugere valores críticos de *VIF* de acordo com o R^2 :

- Se $R^2 \geq 0,9$ o valor crítico de *VIF* deve ser 10;
- Se $0,7 \leq R^2 < 0,9$ o valor crítico deve ser 4.

Além da escolha da função a ser estimada, nota-se também que o problema de multicolinearidade está associado essencialmente à amostra. Desta forma, para eliminar ou minimizar esta questão, RAMANATHAN (1998) aponta as seguintes sugestões: (i) exclusão de uma ou mais variáveis independentes que apresentam forte relação linear - esta forma não é recomendável, dado que a exclusão de variáveis relevantes levará ao problema de viés de especificação; (ii) aumentar o tamanho da amostra - o que seria a melhor solução para atenuar os impactos da colinearidade. Entretanto, devido à natureza da aplicação, nem sempre esta solução é possível, como ocorre na situação deste trabalho. Neste caso,

HOTELLING (1957) e KENDALL (1957) sugerem a aplicação de ACP para contornar o problema de multicolinearidade.

4.4 Análise de Componentes Principais

ACP é provavelmente a mais antiga e conhecida das técnicas estatísticas de análise multivariada, introduzida por Pearson em 1901 (PEARSON, 1901) e aprimorada por Hotelling em 1933 (HOTELLING, 1933). A ideia central da ACP consiste em transformar um conjunto de variáveis originais em outro conjunto de variáveis de mesma dimensão, ou de dimensão reduzida, denominadas de componentes principais (CPs). Os CPs possuem importantes propriedades: cada componente principal é uma combinação linear de todas as variáveis originais, são independentes entre si e estimados com o propósito de reter, em ordem de estimação, o máximo de informação, em termos da variação total contida nos dados.

ACP é muitas vezes confundida com Análise Fatorial (AF) (RUMMEL, 1970), pois ambos são métodos que apresentam como objetivo a redução da dimensionalidade das variáveis observáveis. AF é uma extensão de ACP, baseado em um modelo mais elaborado para tratar a estrutura de covariância entre as variáveis. Entretanto, existem alguns conceitos importantes que diferem as duas técnicas, sendo a mais importante a suposição de uma estrutura causal fundamental. AF assume que a covariação das variáveis observáveis é devido à presença de uma ou mais variáveis latentes (fatores) que exercem uma influência causal nas variáveis observáveis. Em contraste, em ACP não é feita a suposição de um modelo causal; é simplesmente um procedimento de redução da dimensionalidade das variáveis, que resulta na combinação linear das variáveis observáveis. ACP é uma técnica muito mais simples que AF.

Outro conceito que difere as duas técnicas estatísticas é que AF extrai os fatores baseados apenas na variância entre o conjunto de variáveis observadas e exclui a variância

proveniente do erro⁴⁹ para formar a solução. Em contrapartida, a ACP extrai as componentes sobre toda a variância.

A questão de quando uma das duas técnicas é preferível não está completamente acordada entre os teóricos estatísticos. Alguns argumentam em favor da AF, enquanto outros argumentam em favor da ACP e outros, ainda, afirmam que quase não há diferenças entre as duas técnicas (COSTELLO & OSBORN, 2005).

Uma aplicação de ACP/AF em *benchmarking* no setor de distribuição de energia foi dada por GROWITSCH *et al.* (2010). Neste artigo, os autores aplicaram AF para analisar o efeito de cerca de 100 variáveis geográficas e climáticas sobre a real ineficiência econômica de um conjunto de 128 distribuidoras de energia elétrica da Noruega. AF foi utilizada para reduzir o número de variáveis ambientais em apenas algumas variáveis compostas e, com isto, evitar o problema de multicolinearidade.

SEMOLINI *et al.* (2014) estudaram o modelo de *benchmarking* COLS da ANEEL utilizado no 3CRTP, Seção 2.3.2, evidenciando presença de forte relação linear entre os três produtos. Trataram o problema da multicolinearidade por meio de ACP, resultando na construção de uma Variável de Escala Composta (CSV). A metodologia proposta foi comparada ao modelo COLS, usado pela ANEEL, e ao método empregado pelo regulador de gás e eletricidade da Grã-Bretanha, OFGEM, para a construção de CSV. Os resultados empíricos obtidos a partir de uma base de dados das 29 maiores distribuidoras, em termos de mercado, evidenciam a coerência na estimação da eficiência utilizando ACP.

Quando da utilização da metodologia não paramétrica DEA, na qual o aumento da quantidade de produtos, ou insumos, resultam em aumento indesejável do número de firmas na fronteira de eficiência (COELLI *et al.*, 2005), a utilização de técnicas para a redução de dimensão, na presença de grande quantidades de insumos e/ou produtos, tem outro objetivo, o de manter a coerência entre os resultados dos *scores* de eficiência. UEDA & HOSHIAI (1997) estudaram a aplicação de ACP para reduzir a dimensão dos dados na aplicação de DEA, concluindo em melhora da coerência nos resultados encontrados.

⁴⁹ Variância do erro se refere à variabilidade proveniente de erros de medição e componentes aleatórios do processo em análise.

O regulador de gás e eletricidade da Grã-Bretanha, OFGEM, emprega, desde 1998, uma metodologia para a redução da dimensionalidade dos três produtos utilizados no modelo de *benchmarking* (mercado, cliente e rede) em apenas uma variável de escala composta, CSV (OFGEM, 1999), utilizando os mesmos princípios de ACP, com a diferença dos pesos para ponderar a combinação linear dos três produtos são fixados de forma arbitrária.

Dado que tanto AF como ACP apresentam resultados satisfatórios para a aplicação deste trabalho, a escolha foi pelo método mais simples, ACP.

Em ACP, seja a matriz de dados X de ordem $n \times p$, em que p denota as características de n observações de uma população, ou seja, $X = (X_1, X_2, \dots, X_p)$, em que $X_j = (x_{1j}, x_{2j}, \dots, x_{nj})'$ representa a j -ésima característica, $j = 1, \dots, p$. A metodologia para extração das CPs segue as seguinte etapas:

1. Padronização das variáveis x_{kj} que serão denotadas por z_{kj} :

$$z_{kj} = \frac{x_{kj} - \bar{x}_j}{S(x_j)}, \quad k = 1, \dots, n \quad \text{e} \quad j = 1, \dots, p \quad (4.5)$$

no qual \bar{x}_j e $S(x_j)$ representam a média e desvio-padrão amostrais, respectivamente. A partir da padronização é obtida uma nova matriz Z , que possui matriz de correlação igual à da matriz X .

2. Os CPs são determinados resolvendo-se a equação característica da matriz de correlação $Z'Z$ de ordem $p \times p$, isto é:

$$\det(Z'Z - \lambda I) = 0 \quad (4.6)$$

denotando por λ_i , $i = 1, \dots, p$ ⁵⁰, as raízes características ou autovalores da matriz $Z'Z$; tem-se que $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots \geq \lambda_p$ ⁵¹. Associado a cada autovalor existe um autovetor $V_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{ip})'$.

3. O i -ésimo vetor da componente principal (CP) é dado por:

$$CP_i = v_{i1}Z_1 + v_{i2}Z_2 + \dots + v_{ip}Z_p \quad (4.7)$$

⁵⁰ p representa as variáveis ou características.

⁵¹ Os autovalores são ordenados do maior para o menor, desta forma, a sequência não é dada pela ordem das variáveis/ características originais da matriz X .

em que $Z_j = (z_{1j}, z_{2j}, \dots, z_{nj})'$ é o j -ésimo vetor das variáveis padronizadas.

Desta maneira, os CPs tornam-se combinações lineares do conjunto das variáveis, preservando a mesma dimensionalidade e mesmo número de componentes principais do que o número de variáveis originais.

A Figura 4.3 ilustra a interpretação gráfica das CPs para o caso de $p = 2$, $X = (X_1, X_2)$.

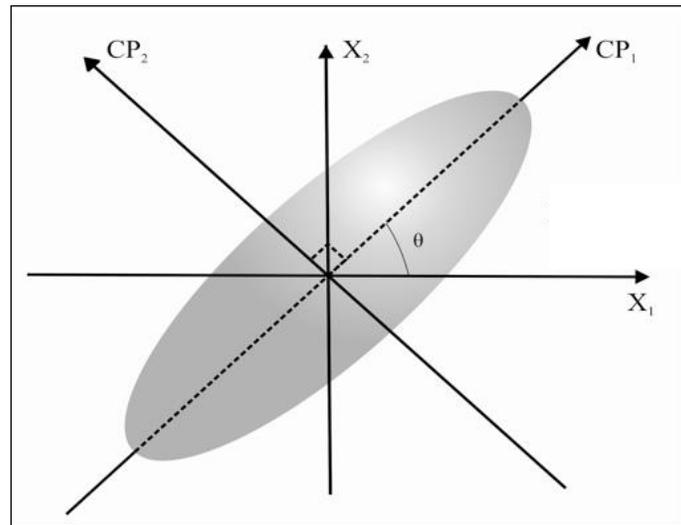


Figura 4.3: Representação Gráfica das CPs

Na Figura 4.3, o conjunto de dados, em duas dimensões, é representado por um elipsóide. As CPs estão posicionadas nas direções dos eixos da elipse. A 1ª. CP corresponde ao maior eixo da elipse (CP_1) e o comprimento desse eixo é proporcional ao autovalor λ_1 da matriz $Z'Z$. O eixo de menor variância, a 2ª. CP (CP_2), é perpendicular ao eixo maior (não correlacionado), proporcional ao autovalor λ_2 . Assim, ACP rotaciona os eixos X_1 e X_2 colocando-os na direção da maior variabilidade dos dados.

A redução da dimensionalidade ocorre devido à escolha da utilização de um número m de CP menor do que o número de características p . A 1ª. CP é aquela com a maior variância possível (responsável pelo máximo de variabilidade nos dados). Cada componente seguinte possui a máxima variância sob a restrição de ser ortogonal (não

correlacionada) com os componentes anteriores. Vários métodos têm sido propostos para a determinação de um valor adequado de m , sendo o mais utilizado o método do percentual acumulado do total da variância (JOLLIFFE, 2002). Este método consiste em selecionar um percentual acumulado da variabilidade total explicada pelas primeiras m CPs, geralmente por volta de 85%, no qual m seja significativamente menor do que p .

Um dos problemas na utilização de CP é encontrar um significado coerentemente prático para as m CPs consideradas. Quando isto não é possível, pode-se simplesmente referir os resultados aos termos originais das p variáveis independentes. No caso quando m for muito menor do que p , a redução da dimensionalidade justifica o uso de ACP, mesmo que os CPs não tenham significado.

4.4.1 Análise de Componentes Principais em Análise de Regressão

A utilização de CP em regressão (RCP) vem atraindo várias pesquisas por décadas. Os trabalhos pioneiros na utilização de RCP foram de HOTELLING (1957), KENDALL (1957) e MASSY (1965).

JOLLIFFE (2002) demonstrou que a substituição das variáveis independentes por suas primeiras CPs é uma boa estratégia, principalmente na presença de multicolinearidade entre as variáveis independentes. Como as CPs são não correlacionadas, não há multicolinearidade entre elas e a estimação dos parâmetros na regressão torna-se simples.

MASSY (1965) obteve as seguintes conclusões sobre RCP: (i) o R^2 da RCP é, na maioria das aplicações, semelhante ao da regressão tradicional; (ii) somente as CPs que são fortemente correlacionadas com a variável dependente Y devem ser incluídas na RCP, por isto RCP pode ser utilizada para diminuir a dimensionalidade do conjunto de variáveis independentes p .

Sendo a metodologia COLS um modelo de regressão, estimado por MQO, em que simplesmente o intercepto é corrigido, conforme Figura 4.2, as conclusões sobre RCP são válidas para COLS com o uso de CPs.

4.5 Estimação da função Cobb-Douglas Modificada

Para a aplicação da CP, em substituição aos 3 produtos na função de custos (4.2), é necessário verificar se as propriedades econômicas de regularidade da função Cobb-Douglas, descritas por COELLI *et al.* (2005), Seção 4.1, são mantidas.

Da função de custos (4.2) e da definição de CP, equação (4.7), o seguinte procedimento é adotado para modificar a função Cobb-Douglas:

1. Padronização das variáveis $\ln(X_j)$, em que $j = 1, \dots, p$ representa os p produtos:

$$Z_j = \frac{\ln(X_j) - \overline{\ln(X_j)}}{s(\ln(X_j))};$$

2. Obter as m CPs mais representativas da matriz Z pela equação (4.7);
3. A função Cobb-Douglas modificada é dada por:

$$\ln(Y_{it}) = \ln(\gamma_0) + \gamma_1(CP_{1it}) \dots + \gamma_m(CP_{mit}) + u_{it} \quad (4.8)$$

sendo $i=1, \dots, N$ representando a unidade de corte transversal, N = número de empresas; e t a unidade de corte temporal.

4. Os coeficientes γ são estimados por MQO.

Para verificar se as propriedades da função Cobb-Douglas em (4.2) são mantidas a partir da equação (4.8), demonstra-se pela equação (4.7) que os coeficientes de (4.2) e (4.8) estão relacionados pela seguinte igualdade:

$$\beta_j = \frac{(\gamma_1 v_{1j} + \gamma_2 v_{2j} \dots + \gamma_m v_{mj})}{s(\ln(X_j))} \quad (4.9)$$

sendo v_{ij} os componentes do autovetor V_i associados aos autovalores da matriz $Z'Z$.

Desta forma, a equação (4.8) é exatamente a função Cobb-Douglas descrita em (4.2), na qual a modificação é apenas na maneira de encontrar seus coeficientes. Assim, a nova função de custos (4.8) mantém as propriedades econômicas de regularidade da função Cobb-Douglas.

4.6 Cálculo da CSV por meio da metodologia da OFGEM

O regulador da Grã-Bretanha, OFGEM, utiliza variável de escala composta (CSV) por três variáveis para explicar os custos das distribuidoras (OFGEM, 1999):

$$\ln(OPEX) = A + B \ln(CSV) \quad (4.10)$$

em que A e B são constantes e CSV é dado por:

$$CSV = cliente \left(1 + \alpha \frac{\delta M}{M} + \gamma \frac{\delta R}{R} \right) \quad (4.11)$$

sendo:

$$\delta M = M_i - M ; M_i = \frac{mercado_i}{cliente_i} ; M = média(M_i)$$

$$\delta R = R_i - R ; R_i = \frac{rede_i}{cliente_i} ; R = média(R_i)$$

A definição dos pesos α e γ é arbitrária e fonte de debate. No início a OFGEM utilizou para ambos o valor de 0,15. Em revisão em 1999, após negociação com as distribuidoras, revisou o valor de ambos para 0,25.

Desta forma, CSV atribui para a quantidade de clientes o principal produto para explicar custos (OPEX), em concordância com o descrito por NEUBERG (1977). Por isto CSV é também denominado “número de clientes ajustados”.

Uma maneira menos arbitrária de obter estes pesos é por meio dos coeficientes estimados associados às variáveis de *mercado* e *rede* do modelo da função (4.2).

O principal motivo da OFGEM utilizar CSV, em substituição aos três produtos, *mercado*, *rede* e *cliente*, é para reduzir a dimensionalidade dos dados, de três para apenas uma variável independente, e com isto aumentar os graus de liberdade do modelo COLS, já que a Grã-Bretanha apresenta somente 14 distribuidoras, tendo poucas observações para estimar os parâmetros do modelo por MQO/COLS.

4.7 Aplicação 1: Comparação com os modelos da ANEEL e OFGEM

Para tornar possível uma comparação da metodologia proposta, ACP, com o modelo de *benchmarking* da ANEEL, será utilizada a mesma base de dados provenientes da Audiência Pública 040 (ANEEL, 2011b), e iguais premissas: modelo paramétrico COLS, mesmos insumos e produto, base de dados composta pelo grupo das 29 distribuidoras de energia de maior mercado, observadas ao longo de 7 anos, 2003 a 2009, totalizando um painel com 203 observações e tratando os dados em painel na forma empilhada.

Os resultados desta seção, quando aplicados ao grupo das 30 pequenas distribuidoras, apresentam resultados semelhantes levando às mesmas conclusões. Por simplificação, a comparação se fará apenas em um dos dois grupos de distribuidoras adotados pela ANEEL para a aplicação dos modelos de *benchmarking*.

A partir deste ponto, o modelo paramétrico da ANEEL será denominado COLS-ANEEL, o modelo da OFGEM será o CSV-OFGEM e a abordagem proposta neste trabalho, aplicação de ACP aos produtos do modelo da ANEEL, será denominada CP-COLS. Os resultados do modelo CP-COLS serão comparados aos obtidos pelas duas outras metodologias: COLS-ANEEL e CSV-OFGEM.

4.7.1 Estimação do Modelo COLS-ANEEL

Os resultados da estimação dos parâmetros da função de custos (4.2), realizados com o *software* SAS⁵², são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Resultado do Modelo COLS-ANEEL

Teste F	373,0	Significância	< 0,0001	R²	0,85
	Coef.	Erro padrão	t	valor-P	VIF
Intercepto	6,684	0,406	16,47	< 0,0001	
ln(cliente)	0,252	0,087	2,89	0,0043	9,49
ln(mercado)	0,537	0,065	8,26	< 0,0001	7,01
ln(rede)	0,112	0,035	3,22	0,0015	2,19

⁵² Todas as estimativas dos modelos COLS e de ACP, apresentados neste capítulo, foram realizados com o *software* SAS versão 9.4 – www.sas.com

Nota-se que os coeficientes dos 3 produtos são significativos ao nível de 1%. A soma dos coeficientes dos produtos é de 0,9, indicando retornos não decrescentes de escala⁵³, conforme esperado para o setor de distribuição de energia.

O problema deste modelo está na presença de multicolinearidade⁵⁴, como pode-se notar na Tabela 4.1, em que a estatística *VIF* para as variáveis *ln(cliente)* e *ln(mercado)* apresentam valores superiores ao valor crítico⁵⁵ 4, sugerindo uma forte relação linear com as demais variáveis independentes do modelo.

Outro resultado que reforça o diagnóstico de multicolinearidade é a forte correlação linear entre os 3 produtos (Tabela 4.2).

Tabela 4.2: Correlação de Pearson – 3 produtos

	Cientes X Mercado	Cliente X Rede	Mercado X Rede
Correlação	0,92	0,71	0,57
Significância	<0,0001	<0,0001	<0,0001

4.7.2 Estimação do Modelo da OFGEM para a Grã-Bretanha (CSV-OFGEM)

Neste trabalho, para a determinação dos pesos α e γ foram consideradas as estimativas dos coeficientes associados às variáveis de *mercado* e *rede* da função de custos (4.2), apresentadas na Tabela 4.1, ou seja, $\alpha = 0,537$ e $\gamma = 0,112$.

Os resultados da estimação do modelo (4.10) são apresentados na Tabela 4.3.

⁵³ Retorno não decrescente de escala engloba retorno constante e crescente de escala. Para uma função de custos é quando a somatória dos parâmetros dos produtos é ≤ 1 . Neste caso, quando o produto aumenta, o custo aumenta em uma proporção igual ou menor, indicando economia de escala.

⁵⁴ Ao analisarmos o grupo das 30 pequenas distribuidoras, em termos de mercado, o problema de multicolinearidade é ainda mais grave. O valor de *VIF* para *cliente*, *mercado* e *rede* é de 18, 12 e 7, respectivamente.

⁵⁵ Segundo JOLLIFFE (2002), para modelos com R^2 entre 0,7 e 0,9, o valor crítico de *VIF* deve ser 4.

Tabela 4.3: Resultado do Modelo CSV-OFGEM

Teste F	1130,8	Significância	< 0,0001	R²	0,85
	Coef.	Erro padrão	t	valor-P	
Intercepto	6,709	0,382	17,56	< 0,0001	
ln(CSV)	0,902	0,027	33,63	< 0,0001	

4.7.3 Estimação do Modelo com Componentes Principais (CP-COLS)

Aplicando ACP aos dados dos 3 produtos, obtém-se os resultados apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Autovalores da Matriz de Correlação

	Autovalores	Proporção	Acumulado
1	2,4765	0,8255	0,8255
2	0,4616	0,1539	0,9793
3	0,0620	0,0207	1

Como o 1º. autovalor da matriz de correlação explica 82,55% da variabilidade total dos dados, foi adotada a extração de apenas uma CP. A Tabela 4.5 mostra os coeficientes da 1ª. CP, ou seja, o autovetor relacionado ao maior autovalor.

Tabela 4.5: Coeficientes da 1ª. CP

ln(cliente)	ln(mercado)	ln(rede)
0,6171	0,5871	0,5239

Mediante combinação linear dos 3 produtos ponderados pelos coeficientes da Tabela 4.5, obtém-se uma variável de escala composta, denominada de CP, construída de maneira a maximizar a explicação da variabilidade total das 3 variáveis originais. A partir dos resultados acima, obtém-se a estimação dos parâmetros da função de custos (4.8),

apresentados na Tabela 4.6. Nota-se que o coeficiente associado à variável CP é significativo ao nível de 1% e o R^2 segue a mesma magnitude do modelo COLS-ANEEL.

Tabela 4.6: Resultados do Modelo CP-COLS

Teste F	893,5	Significância	< 0,0001	R²	0,82
	Coef.	Erro padrão	t	valor-P	
Intercepto	19,541	0,021	939,73	< 0,0001	
CP	0,396	0,013	29,89	< 0,0001	

Com base no procedimento descrito na Seção 4.5 e os resultados das Tabelas 4.5 e 4.6, obtém-se os coeficientes estimados dos 3 produtos associados à função de custos (4.2), apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Coeficientes dos 3 Produtos para o Modelo CP-COLS

ln(cliente)	ln(mercado)	ln(rede)	Soma
0,3642	0,3005	0,2567	0,921

A soma dos coeficientes dos produtos é de 0,92, indicando também retornos não decrescentes de escala.

4.7.4 Comparação dos Modelos

Para os 3 modelos COLS a eficiência foi calculada via equação (4.3), em que EF varia entre 0 e 1. A empresa com o melhor desempenho, na fronteira da eficiência, apresenta $EF = 1$. A ANEEL utilizou a EF do último ano de análise, 2009, para formar o *ranking* de eficiência (ANEEL, 2011b). A Figura 4.4 apresenta os resultados de EF para os 3 modelos.

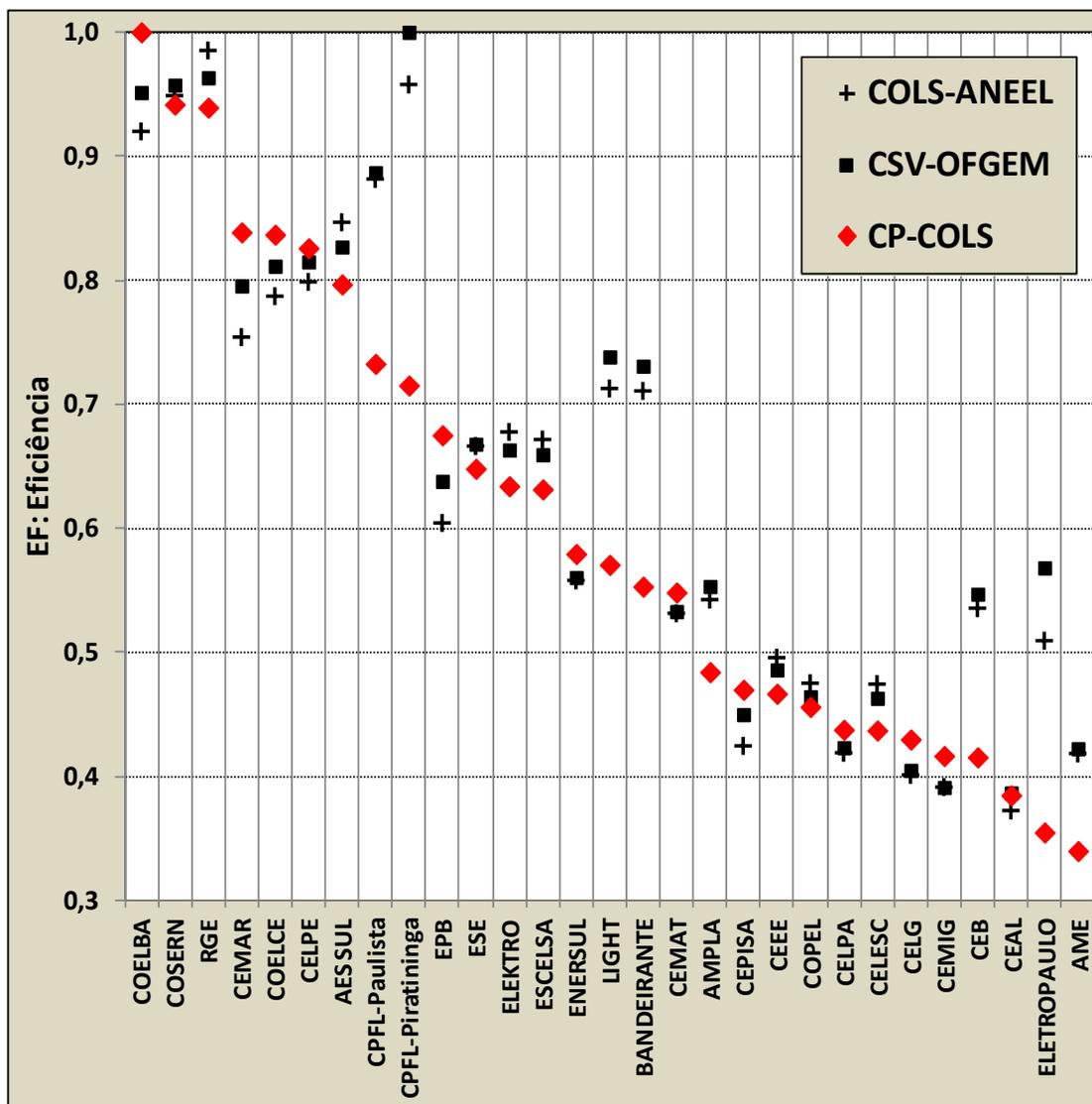


Figura 4.4: Comparação da eficiência para os 3 modelos COLS

Para o entendimento das diferenças entre os resultados das medidas de eficiência da Figura 4.4, faz-se necessário a análise da importância dos 3 produtos para cada modelo. Isso pode ser feito via participação relativa dos coeficientes⁵⁶ em cada equação, conforme Tabela 4.8.

⁵⁶ Para calcular a participação dos produtos em cada modelo foi utilizado: COLS-ANEEL, Tabela 4.1; CSV-OFGEM, Tabela 4.3 com a decomposição da equação (4.10); CP-COLS, Tabela 4.7.

Tabela 4.8: Participação dos Coeficientes dos Produtos

	COLS-ANEEL	CSV-OFGEM	CP-COLS
Cliente	28%	38%	40%
Mercado	60%	54%	33%
Rede	12%	8%	28%

Os modelos COLS-ANEEL e CSV-OFGEM apresentam correlação entre suas eficiências igual a 0,99, fato este devido à estratégia de determinação dos pesos α e γ . A correlação entre estes 2 modelos com o modelo CP-COLS é de 0,91 e 0,90, respectivamente. Como já discutido, a definição dos pesos α e γ para o modelo CSV-OFGEM é um fator relevante para o resultado da *EF*. Por exemplo, caso os pesos assumissem os valores $\alpha = 0,30$ e $\gamma = 0,25$, de acordo com o modelo CP-COLS (Tabela 4.7), a correlação de *EF* com o modelo CP-COLS aumentaria de 0,90 para 0,98.

Como apontado na Figura 4.4 e Tabela 4.8, as pequenas diferenças entre os modelos COLS-ANEEL e CSV-OFGEM ocorrem devido a uma maior participação da variável *mercado* para o modelo COLS-ANEEL, 60% contra 54% do modelo CSV-OFGEM. No caso da empresa CEMAR (COLS-ANEEL *EF*=0,75; CSV-OFGEM *EF*=0,80) a variação positiva foi devido à empresa possuir menor mercado relativamente às outras distribuidoras (*ranking*⁵⁷ 22°.) quanto comparado a *clientes* (*ranking* 13°.).

Quando comparado os modelos CP-COLS com ANEEL-COLS, a variação entre a participação dos produtos do primeiro modelo é menor (Tabela 4.8), com participação dos produtos mais equilibrado, tendo a variável *cliente* maior importância, coerente com os resultados obtidos por NEUBERG (1977) e OFGEM (1999).

Assim como a empresa CEMAR, as variações positivas da empresa COELBA (COLS-ANEEL *EF*=0,92; CP-COLS *EF*=1) é devido ao posicionamento no *ranking* para a variável *mercado* (7°.) e para as variáveis *clientes* e *rede* com um ranking melhor, 3°, quando comparada relativamente a outras distribuidoras.

⁵⁷ *Ranking* entre as 29 distribuidoras para o ano de 2009. *Ranking* 1 atribuído ao maior valor.

As maiores variações negativas foram para a ELETROPAULO, BANDEIRANTE, LIGHT, CPFL Piratininga e Paulista, que apresentam o *mercado* de energia relativamente maior do que *rede* e *clientes*, quando comparadas às demais distribuidoras.

Por fim, sobre a possibilidade de utilização de ACP em modelo DEA, no caso de apenas 3 produtos, de acordo com BAUER (1990) e COELLI *et al.* (2005), verifica-se que DEA é sensível ao aumento/diminuição do número de variáveis consideradas na análise, tanto insumos como produtos. Por isto, quando diminui a quantidade de 3 produtos para apenas 1, como no caso do CP-COLS, a eficiência média do modelo DEA diminui de 0,70 para abaixo de 0,60.

4.7.5 Resumo dos Resultados da Aplicação 1

O modelo COLS-ANEEL, utilizado no 1º. estágio da metodologia de *benchmarking* (ANEEL, 2011b), apresenta problema de multicolinearidade, tendo como consequência um aumento da real importância do *mercado* de energia (60%), em relação aos outros 2 produtos para a estimação da eficiência por meio do modelo COLS.

Para tratar o problema de multicolinearidade, HOTELLING (1957) e KENDALL (1957) propuseram a aplicação de Análise de Componentes Principais. Esta técnica cria uma variável de escala composta, com base em uma única variável (componente principal – CP) como uma combinação linear das 3 variáveis originais com a estratégia de reter a maior parte da variabilidade presente nas variáveis originais.

Outra abordagem que vem sendo empregada no setor de energia é uma estratégia similar para a construção de variável de escala composta (CSV). Esta abordagem vem sendo empregada pela OFGEM, na Grã-Bretanha. Porém, CSV é muito dependente da escolha dos pesos α e γ , *mercado* e *rede*, respectivamente. Adotando estes pesos coerentes com o modelo da ANEEL, constatou-se que o resultado da eficiência entre estes 2 modelos apresenta uma correlação de 0,99, ou seja, sem diferenças significativas. Destes resultados conclui-se que a aplicação deste modelo exige um estudo mais detalhado para a estipulação de seus pesos.

A utilização do modelo CP-COLS, adotando apenas um componente principal, com explicação de 82,5% da variabilidade total das variáveis originais, mostrou ser uma abordagem promissora. O uso de CP resultou em pesos dos produtos mais equilibrados (Tabela 4.8), coerente com os resultados de NEUBERG (1977) e OFGEM (1999). Verificou-se também que as empresas que possuíam, relativamente às outras empresas, *rede* e *cliente* maiores do que *mercado* (produto com importância de 60% no modelo COLS-ANEEL) foram corretamente beneficiadas no modelo CP-COLS, enquanto que o inverso, *rede* e *cliente* relativamente menor do que *mercado*, suas eficiências foram adequadamente reduzidas.

4.8 Aplicação 2: Aplicação do modelo CP-COLS nos *Clusters*

Dada a pertinência da utilização do modelo CP-COLS para a estimação da função de custos, em substituição ao COLS-ANEEL, conforme resultados da Seção 4.7, esta seção tem por objetivo a verificação da acurácia do modelo CP-COLS quando aplicada aos três *clusters* construídos no Capítulo 3:

- *Cluster 1* “Pública”: Empresas de distribuição Públicas;
- *Cluster 2* “Privada Independente”: Empresas Privadas não pertencentes a nenhuma *holding* que contenha mais do que uma empresa de distribuição operando no Brasil;
- *Cluster 3* “Privada *Holding*”: Empresas Privadas pertencentes a *holding* com mais do que uma empresa de distribuição operando no Brasil.

Os resultados da estatística *VIF* para os três produtos $\ln(\text{cliente})$, $\ln(\text{rede})$ e $\ln(\text{mercado})$ na estimação dos parâmetros da função de custos (4.2), usando o modelo COLS-ANEEL, aplicados aos dados dos três *clusters*, são apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9: Estatística *VIF* para o Modelo COLS-ANEEL

	Cluster (1) Públicas	Cluster (2) Privada Indep.	Cluster (3) Pri. Holding
ln(cliente)	68,3	41,1	41,5
ln(mercado)	40,0	27,1	24,0
ln(rede)	19,7	11,7	9,4

Para os modelos COLS-ANEEL aplicados aos três *clusters* nota-se que há alta presença de multicolinearidade (Tabela 4.9), em que as estatísticas *VIF*, para todas as variáveis, apresentaram valores superiores ao valor crítico de 4.

Aplicando ACP aos três *clusters*, obtêm-se os resultados apresentados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Autovalores da Matriz de Correlação

Cluster (1) Públicas		Cluster (2) Privada Indep.		Cluster (3) Pri. Holding	
Autovalores	Proporção	Autovalores	Proporção	Autovalores	Proporção
1	2,943	1	2,913	1	2,870
	0,981		0,971		0,957
2	0,048	2	0,072	2	0,114
	0,016		0,024		0,038
3	0,009	3	0,015	3	0,015
	0,003		0,005		0,005

O 1º. autovalor da matriz de correlação para os três *clusters* explicam, respectivamente, 98,1%, 97,1% e 95,7% da variabilidade total dos dados de cada *cluster*. Com isto, para cada um dos *clusters* foi adotada a extração de apenas uma CP. A Tabela 4.11 mostra os coeficientes (autovetor) da 1ª. CP para os três *clusters*.

Tabela 4.11 Coeficientes da 1ª. CP

	Cluster (1) Públicas	Cluster (2) Privada Indep.	Cluster (3) Pri. Holding
ln(cliente)	0,5808	0,5823	0,5864
ln(mercado)	0,5770	0,5775	0,5768
ln(rede)	0,5743	0,5723	0,5687

Combinando linearmente os 3 produtos ponderados pelos coeficientes da Tabela 4.11, para cada *cluster*, obtêm-se as CPs. Estimando os parâmetros da função de custos (4.8) para cada *cluster*, modelo CP-COLS, obtêm-se os seguintes resultados.

Tabela 4.12: Resultados do Modelo CP-COLS

Cluster (1): Pública					
Teste F	3376,1	Significância	< 0,0001	R²	0,97
	Coef.	Erro padrão	t	valor-P	
Intercepto	18,685	0,029	649,95	< 0,0001	
CP	0,979	0,017	58,10	< 0,0001	
Cluster (2): Privada Independente					
Teste F	2233,7	Significância	< 0,0001	R²	0,96
	Coef.	Erro padrão	t	valor-P	
Intercepto	16,294	0,038	432,29	< 0,0001	
CP	1,050	0,022	47,26	< 0,0001	
Cluster (3): Privada Holding					
Teste F	5314,8	Significância	< 0,0001	R²	0,96
	Coef.	Erro padrão	t	valor-P	
Intercepto	18,371	0,017	1054,90	< 0,0001	
CP	0,751	0,010	72,90	< 0,0001	

Os resultados da Tabela 4.12 mostram que os coeficientes da CP para os três *clusters* é significativo ao nível de 1%, com o R^2 muito expressivo, em torno de 0,96.

Com base no procedimento descrito na Seção 4.5 e os resultados das Tabelas 4.11 e 4.12, obtêm-se os coeficientes estimados dos 3 produtos associados à função de custos (4.2), apresentados na Tabela 4.13.

Tabela 4.13: Coeficientes dos 3 Produtos para o Modelo CP-COLS

	Cluster (1)	Cluster (2)	Cluster (3)
	Públicas	Privada Indep.	Pri. Holding
ln(cliente)	0,3262	0,2947	0,2932
ln(mercado)	0,3343	0,3063	0,3088
ln(rede)	0,2717	0,2814	0,2792
Soma	0,932	0,882	0,881

A soma dos coeficientes dos produtos para os três *clusters* são menores do que 1, indicando retornos não decrescentes de escala, conforme resultado dos modelos agregados da Aplicação 1. O *cluster* 1, das distribuidoras Públicas, apresenta elasticidade de custos (0,93) maior do que as empresas Privadas (0,88), indicando que o aumento dos produtos não reverte em redução nos custos na mesma proporção dos dois *clusters* das distribuidoras Privadas. Resultado este coerente com os estudos do Capítulo 3, em que, de acordo com a Tabela 3.1, tanto a produtividade quanto a eficiência das empresas Públicas é inferior ao das empresas Privadas.

4.9 Conclusão

A estimação paramétrica da função de custos para o cálculo da eficiência foi realizada sobre a forma funcional Cobb-Douglas, no qual seu logaritmo apresenta linearidade nos parâmetros, satisfaz todas as condições de regularidade sem a necessidade de acrescentar restrições aos seus parâmetros e, principalmente, é a que mais se adequa ao princípio da parcimônia, devido ao fato da quantidade mínima de parâmetros para a sua estimação, quando comparada às formas mais flexíveis.

No modelo COLS-ANEEL foi identificada a presença de multicolinearidade entre os produtos *mercado*, *rede* e *cliente*, sendo assim necessária a aplicação da técnica estatística de Análise de Componentes Principais (ACP), resultando na construção de apenas uma CP, que consolida os 3 produtos em uma única variável, eliminando, assim, o problema da multicolinearidade.

Na Seção 4.7, foi apresentada a primeira aplicação do modelo CP-COLS ao conjunto de dados composto pelas 29 distribuidoras de maior mercado. Os resultados foram comparados aos modelos COLS-ANEEL e CSV-OFGEM, e mostraram ter os pesos dos produtos mais equilibrados, resultando em cálculo da eficiência para as distribuidoras mais coerente com os dados.

Na Seção 4.8, o modelo CP-COLS foi estimado para os três *clusters* de distribuidoras Públicas, Privadas Independentes e Privadas Holding. A análise mostrou a necessidade da aplicação de ACP devido ao elevado grau de multicolinearidade entre os três produtos dentro de cada *cluster*.

Capítulo 5: Estimação Estocástica da Função de Custos

No Capítulo 4 foi estimada uma função de custos determinística por meio do modelo COLS. Este capítulo avançará na teoria introduzindo o modelo paramétrico de Fronteira Estocástica (SFA) para estimar a relação entre os insumos e os produtos, incorporando as heterogeneidades das distribuidoras diretamente no modelo por meio da parametrização da distribuição do termo de ineficiência, Normal Truncada, com o seu valor médio obtido em função dos fatores ambientais de cada área de concessão das distribuidoras. Além disto, os dados não serão mais trabalhados na forma empilhada e sim como um painel, sendo necessário para isto introduzir o modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Fixos (TFE) e Efeitos Aleatórios (TRE) para estimar os custos operacionais eficientes das distribuidoras. Desta forma, na aplicação, será possível estimar para cada um dos 3 *clusters*, o modelo SFA incorporando todas as características para o caso brasileiro, conforme Seção 2.3: (i) inserção das variáveis ambientais diretamente no modelo SFA; (ii) trabalhar com os dados na forma de um painel; (iii) inserção da qualidade do fornecimento de energia na modelagem como insumo. Para isto será necessário trabalhar com a Função Distância com Múltiplos Insumos; e (iv) utilização do TOTEX, ao invés de simplesmente o OPEX. Por fim, para os modelos construídos, serão realizadas análises para as concessionárias para verificação da coerência das estimativas de eficiência, além de comparar com o modelo paramétrico utilizado pela ANEEL no 3CRTP.

5.1 Modelo de Fronteira Estocástica (SFA)

O modelo paramétrico COLS, descrito na Seção 4.2 - funções (4.2) e (4.3), é determinístico para a estimação da ineficiência u_{it} , dado que atribui toda a diferença entre o componente determinístico do custo, estimado por $\beta' \ln(X_i)$, e seu valor real, ao desvio do modelo, ou seja, a ineficiência. Desta forma, o desvio do modelo captura não apenas a ineficiência, mas o ruído/erro estatístico e erros de medição das variáveis. A solução para

este problema é introduzir outra variável no modelo, representando este erro estatístico, resultando na metodologia conhecida como modelo de Fronteira Estocástica (SFA).

A Figura 5.1 mostra graficamente a diferença entre a estimação da fronteira de produção com as metodologias COLS, SFA e OLS (MQO). O método OLS estima os valores médios de y , representado por uma curva na Figura 5.1, dado que os eixos do gráfico estão em escala logaritma. COLS apenas translada os valores médios estimados para y em direção à curva que passa pela observação mais eficiente.

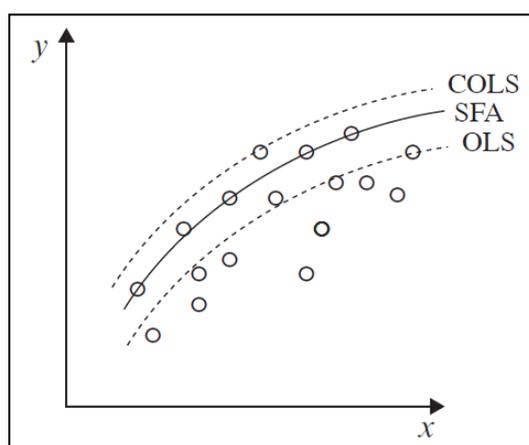


Figura 5.1: Exemplo de estimação da fronteira de produção por meio de COLS, SFA e OLS

O modelo paramétrico SFA foi originalmente desenvolvido por AIGNER, LOVELL & SCHMIDT (1977) e MEEUSEN & BROECK (1977), permitindo estimar a ineficiência associada a uma função de produção, ou custo. A fronteira estocástica é constituída por: (i) componente determinístico; (ii) componente estocástico que representa o erro aleatório na estimação da fronteira; (iii) e o componente da ineficiência de cada empresa.

Assim, pode-se introduzir o modelo SFA para uma fronteira de custos⁵⁸, utilizando a forma funcional Cobb-Douglas orientada ao insumo, e considerando os dados empilhados, da seguinte forma:

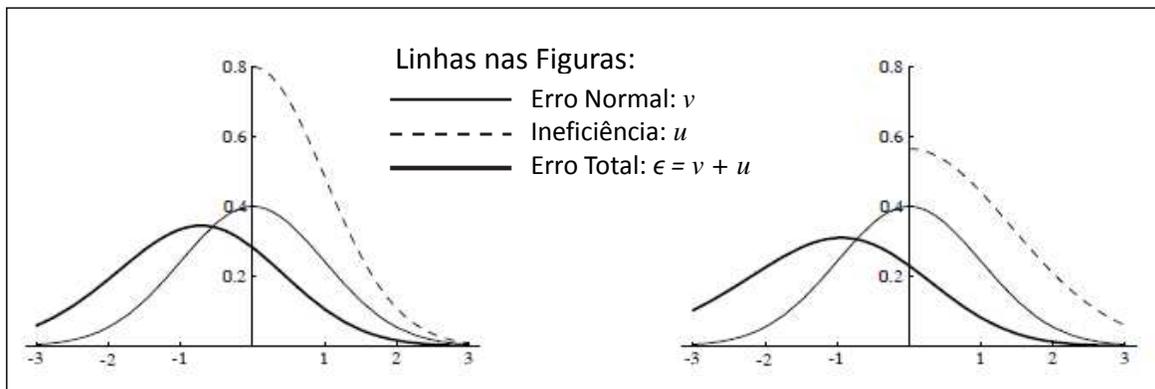
⁵⁸ Para o caso de uma função de produção, o sinal algébrico de \hat{u}_i na função (5.1) torna-se negativo.

$$\ln(\text{custo}_{it}) = \beta' \ln(x_{it}) + v_{it} + u_{it} \quad (5.1)$$

O modelo SFA permite desagregar o erro em dois componentes independentes v_{it} e u_{it} , e não correlacionados com as variáveis explicativas (COELLI *et al.*, 2005):

- O componente v_{it} é o ruído aleatório que representa o desvio do componente determinístico da fronteira devido à não inclusão de alguma variável explicativa, ou a erros de medição. Ainda supõe-se que o erro v_{it} seja independente e identicamente distribuído (*i.i.d.*) e segue uma distribuição normal com média zero e variância σ_v^2 constante. Este termo do erro apresenta todas as características do erro do modelo clássico de regressão linear;
- O componente u_{it} é um termo positivo de erro que reflete a ineficiência do custo por parte das firmas. Este termo indica o excesso do custo em relação à fronteira estocástica. Quando nulo indica que a firma está na fronteira da eficiência.

A Figura 5.2 mostra dois exemplos de distribuições dos componentes do erro do modelo (5.1).



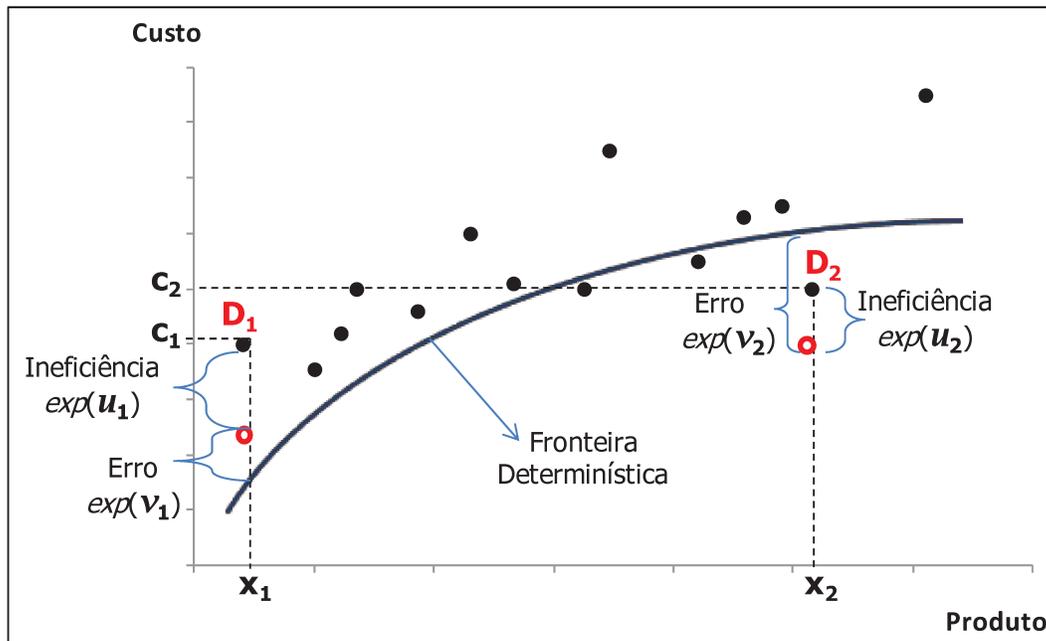
Fonte: BOGETOFT & OTTO (2010)

Figura 5.2: Exemplos de distribuições dos componentes do erro do modelo SFA

A função (5.1) ao nível das firmas (distribuidoras) pode ser representada como:

$$custo_{it} = \underbrace{\exp(\beta' \ln(x_{it}))}_{\text{Componente determinístico}} \times \underbrace{\exp(v_{it})}_{\text{Erro}} \times \underbrace{\exp(u_{it})}_{\text{Ineficiência}} \quad (5.2)$$

A Figura 5.3 ilustra, para o caso de apenas um produto e um insumo (custo), a representação gráfica da função (5.2), em que os pontos (em preto) representam hipoteticamente as distribuidoras de energia.



Fonte: Elaboração própria

Figura 5.3: Estimação da eficiência por SFA

Da Figura 5.3, para o caso da distribuidora D_1 , que obtém (controla) quantidade x_1 de produto com custo c_1 , sua distância à fronteira é dividida pelos componentes v_1 e u_1 . O ponto “o” representa a estimação de $\exp(\beta' \ln(x_1) + v_1)$. O valor do erro v_1 pode ser positivo ou negativo, com distribuição $N(0, \sigma_v^2)$. Para este caso apresenta valor positivo. O termo da ineficiência deve ser positivo, $u_i \geq 0$; somente quando $u_i = 0$ a distribuidora é

dita estar sobre a fronteira de eficiência, ou seja, ineficiência = 0. Dado que $v_1 + u_1 > 0$, a distribuidora localiza-se acima da fronteira determinística de eficiência, e sendo $u_1 > 0$, a distribuidora é dita não estar na fronteira de eficiência dos custos, ou seja, é ineficiente.

No caso da distribuidora D_2 , que obtém quantidade x_2 de produto com custo c_2 , a diferença para o caso anterior, é que $v_2 < 0$, e sendo $u_2 > 0$, a distribuidora também não está na fronteira de eficiência dos custos.

Uma vez estimada a fronteira, o foco da análise reside em calcular a eficiência dos custos, que se obtém da seguinte maneira⁵⁹:

$$EF_{it} = \exp(-\hat{u}_{it}) \quad (5.3)$$

Da mesma form, que no modelo COLS, a eficiência varia entre 0 e 1, sendo 1 atribuído às empresas eficientes, ou seja, com $u_{it} = 0$.

A distribuição de probabilidade proposta para o termo u , por AIGNER, LOVELL & SCHMIDT (1977), foi a distribuição Meio-Normal (*Half-Normal*):

$$u_{it} = |U| \sim N^+[0, \sigma_u^2] \quad (5.4)$$

sendo o modelo denominado SFA-ALS. Ainda hoje, esta é a especificação de modelo SFA mais utilizada na literatura.

A Figura 5.4 ilustra a forma da distribuição Meio-Normal.

⁵⁹ O cálculo da eficiência por meio da equação (5.3), para modelo SFA, difere do cálculo da equação (4.3), para modelo COLS. A diferença está no acréscimo do termo do mínimo resíduo para a equação (4.3), em razão do modelo COLS ser necessário este passo adicional devido à metodologia não estimar a fronteira de eficiência em um único passo. Assim, é necessário mudar o intercepto da função, ou seja, subtrair o menor resíduo.

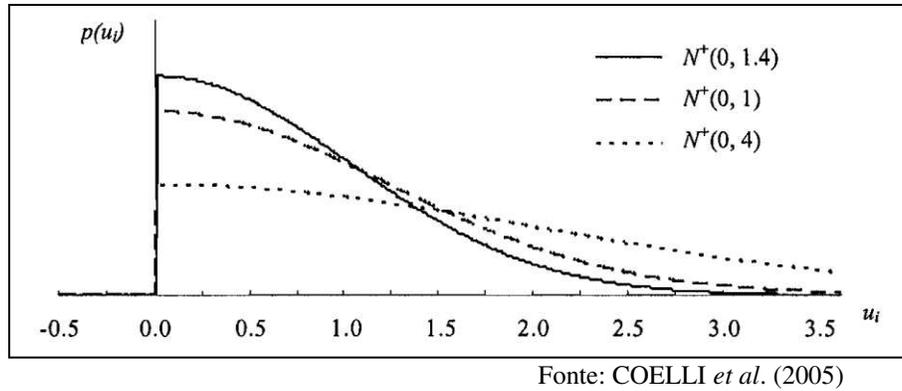


Figura 5.4: Distribuição Meio-Normal

Posteriormente, foram propostas outras distribuições para o termo u , sendo as mais utilizadas a distribuição Exponencial, Normal Truncada e Gama (COELLI *et al.*, 2005).

Para a estimação dos parâmetros da fronteira estocástica do modelo SFA-ALS, equações (5.1) e (5.4), é frequentemente utilizado o Método da Máxima Verossimilhança.

AIGNER, LOVELL & SCHMIDT (1977) parametrizaram a função de log-verossimilhança para o modelo ALS em termos dos parâmetros β , $\sigma^2 = \sigma_v^2 + \sigma_u^2$ e $\lambda = \sigma_u / \sigma_v$. Se $\lambda = 0$, não há efeito da ineficiência e todo o desvio até a fronteira é devido ao ruído. Desta forma, a função de log-verossimilhança individual (para uma unidade it) é dada por:

$$\ln L_{it}(y|\beta, \sigma^2, \lambda) = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2}{\pi} \right) - \ln \sigma - \frac{1}{2} \left(\frac{\varepsilon_{it}}{\sigma} \right)^2 + \ln \Phi \left[\frac{-S \varepsilon_{it} \lambda}{\sigma} \right] \quad (5.5)$$

Sendo:

$$\varepsilon_{it} = y_{it} - \beta' \ln(x_{it});$$

$$\sigma_v^2 = \frac{\sigma^2}{1 + \lambda^2};$$

$$\sigma_u^2 = \frac{\sigma^2 \lambda^2}{1 + \lambda^2};$$

$\Phi(x)$ é a função de distribuição acumulada de uma normal padrão de x ;

$S = +1$ para fronteira de produção, -1 para fronteira de custos.

Para maximizar a função de log-verossimilhança (5.5), dado sua não linearidade, é necessário um procedimento iterativo de otimização (BAZARAA *et al.*, 1993), que envolve a escolha dos valores iniciais de seus parâmetros e, sistematicamente, atualizando estes valores em direção ao máximo da função.

5.2 SFA com Distribuição Normal Truncada para a Ineficiência

O modelo SFA, descrito pela equação (5.1), pressupõe que a tecnologia e a distribuição da ineficiência entre as firmas sejam homogêneas e com variação estocástica capturada pelo parâmetro u_{it} . O objetivo agora é incorporar outras formas de heterogeneidade no modelo, as variáveis ambientais, como atributos da firma, ao invés de somente os insumos e produtos da função de custos.

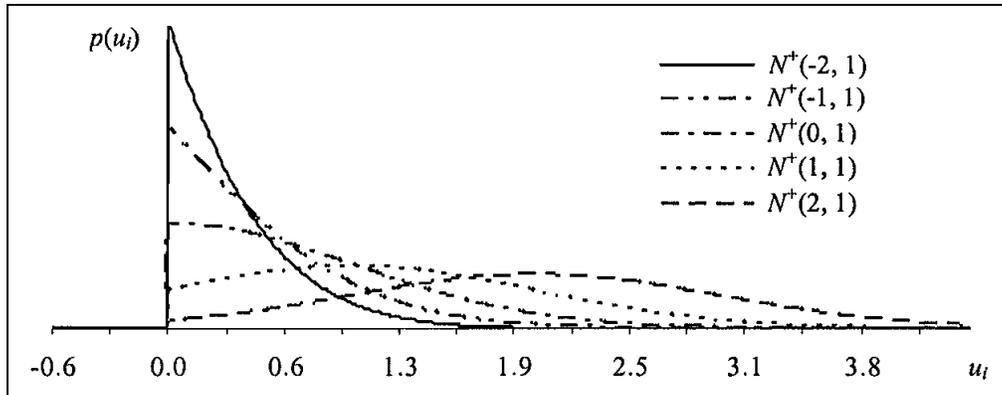
Uma extensão do modelo SFA, dado por STEVENSON (1980), consiste em introduzir heterogeneidades observadas na média da distribuição Normal Truncada do termo da ineficiência u_{it} a partir do vetor de atributos z_{it} da firma i . Assim, as heterogeneidades específicas das firmas podem ser incorporadas no modelo da seguinte maneira:

$$\ln(\text{custo}_{it}) = \beta' \ln(x_{it}) + v_{it} + u_{it} \quad (5.6)$$

$$v_{it} \sim N[0, \sigma_v^2]$$

$$u_{it} = |U| \sim N^+[\mu' z_{it}, \sigma_u^2]$$

O modelo (5.6) será denotado SFA-NT. Sua primeira vantagem é a flexibilidade da forma da distribuição da ineficiência u , pela distribuição Normal Truncada, conforme ilustrado na Figura 5.5.



Fonte: COELLI *et al.* (2005)

Figura 5.5: Distribuição Normal Truncada

Quando da utilização da distribuição Meio-Normal para a ineficiência, ela apresenta moda igual a zero, implicando na adoção da premissa que a maioria das firmas estão com sua medida de ineficiência próxima de 1, na fronteira. A distribuição Normal Truncada, como observado na Figura 5.5, apresenta uma ampla variedade de formatos, dos quais muitos com moda diferente de zero.

A segunda vantagem do modelo SFA-NT é fruto da própria formulação, equação (5.6), na qual as variáveis ambientais, denotadas pelo vetor Z , são incorporadas diretamente no modelo SFA, modelando a média μ da distribuição Normal Truncada da ineficiência, ao invés de entrarem incorretamente, como realizado em muitas aplicações, diretamente na função de custos.

A estimação pelo Método da Máxima Verossimilhança dos parâmetros da fronteira estocástica do modelo SFA-NT, equações (5.6), é dada pela maximização da seguinte função de log-verossimilhança individual (para uma unidade it):

$$\ln L_{it}(y|\beta, \sigma^2, \lambda, \alpha) = -\frac{1}{2} \ln(2\pi) - \ln \sigma - \frac{1}{2} \left(\frac{S\varepsilon_{it}}{\sigma} + \alpha_{it}\lambda \right)^2 - \ln \Phi[\alpha_{it}\sqrt{1 + \lambda^2}] + \ln \Phi \left[\alpha_{it} - \frac{S\varepsilon_{it}\lambda}{\sigma} \right] \quad (5.7)$$

Sendo:

$$\alpha_{it} = \mu_{it}/(\lambda\sigma) ;$$

$$\mu_{it} = \theta' z_{it}.$$

Os demais parâmetros da função (5.7) são especificados da mesma maneira que na função (5.5).

5.3 Estimação da Eficiência com Dados em Paineis

Dados em painéis usualmente permitem obter um maior número de observações do que os dados trabalhados como um corte transversal no tempo (*cross-section*). Por esta razão, trabalhar com os dados em painéis permite duas grandes vantagens (COELLI, 1995): (i) investigar mudanças na eficiência ao longo do tempo; (ii) obter estimadores mais robustos para os parâmetros do modelo paramétrico e, como consequência, preditores mais consistentes para o cálculo da eficiência.

Neste último item, suponha que a ineficiência varie entre indivíduos e seja constante ao longo do tempo. No caso de dados em painéis, aumentando o número de períodos de tempo, e mantendo o número de indivíduos constante, significa um aumento de informação para estimar o efeito da ineficiência entre os indivíduos e, assim, a variância dos coeficientes estimados deve decrescer consideravelmente (SCHMIDT & SICKLES, 1984).

Segundo FARSI *et al.* (2006), ao contrário de dados em *cross-section*, painéis fornecem informações sobre a mesma empresa ao longo de vários períodos. Observações repetidas de uma mesma empresa ao longo do tempo permitem uma estimativa de fatores não observados específicos das empresas, o que pode afetar os custos, mas não estão sob o controle da empresa. Esta heterogeneidade invariável no tempo é considerada parte da ineficiência em modelos em *cross-section*. Esta é uma distinção, ou qualidade, muito importante na utilização de técnicas em dados em painéis. Para o setor de distribuição, as empresas operam em diferentes regiões e diferentes características ambientais e de rede, com isto é crucial para o regulador separar ineficiência da heterogeneidade exógena.

Quando da utilização de modelos em painéis, há duas principais abordagens sobre como tratar os efeitos, ou heterogeneidades, não observadas das unidades individuais: efeitos fixos e efeitos aleatórios. O modelo de efeitos fixos permite a existência de correlação entre os efeitos individuais não observados com as demais variáveis explicativas incluídas no modelo. Se estes efeitos forem estritamente não correlacionados com as

variáveis explicativas, pode ser mais apropriado modelar estes efeitos como aleatoriamente distribuídos entre as unidades observacionais, utilizando o modelo de efeitos aleatórios.

Segundo WOOLDRIDGE (2002), o ponto crucial na decisão de qual modelo deve ser utilizado, se efeitos fixos ou aleatórios, reside na questão se a heterogeneidade não observada e as demais variáveis explicativas são correlacionadas ou não. O teste estatístico de Hausman (HAUSMAN, 1978), baseado nas diferenças das estimativas de efeitos fixos e aleatórios, é o mais utilizado para guiar a decisão.

Uma grande vantagem da utilização dos efeitos aleatórios é quanto ao menor grau de liberdade resultante de sua formulação. O modelo de efeitos fixos é operacionalmente mais simples, mas pode consumir muitos graus de liberdade quando há muitas unidades de corte transversal, e a necessidade da estimação de um coeficiente para cada unidade. Dessa forma, o modelo de efeitos aleatórios seria mais indicado nestas situações, e seus estimadores seriam mais eficientes, ou seja, com menos variabilidade (GUJARATI, 2006).

5.3.1 Modelos em Painel com a ineficiência invariante no tempo

Na abordagem da estimação da eficiência com modelos paramétricos utilizando dados como um painel, a primeira proposta foi realizada por SCHMIDT & SICKLES (1984), que modificaram o modelo tradicional de regressão linear com efeitos fixos, adaptando os conceitos do modelo COLS com dados empilhados para o modelo com efeitos fixos. Desta forma o modelo proposto é o seguinte:

$$\ln(\text{custo}_{it}) = \alpha_i + \beta' \ln(x_{it}) + \varepsilon_{it} \quad (5.8)$$

em que o índice i discrimina os indivíduos, no caso as distribuidoras, α_i é chamado de efeito individual ou heterogeneidade individual, e o termo ε_{it} , denominado erro idiossincrático, varia aleatoriamente para todos os indivíduos e instante t . O modelo de efeitos fixos pressupõe que α_i represente parâmetros da população a serem estimados, por isso o nome de efeito fixo.

No caso de uma fronteira de custos, quanto maior seja o valor do parâmetro α_i mais afastada está a firma da fronteira de custos e, em consequência, mais ineficiente. O modelo de efeitos fixos permite estimar uma fronteira determinística a partir da qual os termos da eficiência de custos⁶⁰ de cada firma se obtém da seguinte maneira (SCHMIDT & SICKLES, 1984):

$$EF_i = \exp[-(\alpha_i - \min(\alpha_i))] \quad (5.9)$$

Importante notar que a eficiência EF_i é fixa ao longo do tempo t , variando apenas entre os indivíduos i . A premissa para a utilização deste modelo é que a eficiência seja invariante no tempo.

Esta técnica é conhecida como COLS aplicados a modelos de efeitos fixos, que será denotado neste trabalho de modelo COLS efeitos fixos SCHMIDT & SICKLES (COLS-EF-SS).

A partir da estimação por mínimos quadrados tradicional, as posições das firmas são corrigidas ou deslocadas em função da que possui o menor efeito fixo α_i , ou seja, a eficiência das firmas restantes dependerá inteiramente do efeito fixo da empresa mais eficiente.

O modelo de COLS-EF-SS apresenta a vantagem de não requerer nenhum pressuposto adicional a respeito da distribuição do termo de erro ε_{it} , que é assumido ter a distribuição $N(0, \sigma^2)$, padrão para os modelos de regressão. Porém, as maiores desvantagens são: (i) consiste em um modelo determinístico, sem o termo do erro u_i , que reflete a ineficiência da firma, ou seja, todo o erro é atribuído à ineficiência; (ii) permite apenas medir a eficiência entre firmas, dado que a EF_i captura a eficiência média ao longo do período de tempo t ; (iii) denomina de ineficiência os efeitos da variação de fatores invariantes no tempo, omitidos no modelo.

⁶⁰ Para o caso tradicional, de uma função de produção, a eficiência no modelo COLS de SCHMIDT & SICKLES (1984), é calculada por: $EF_i = \exp[+(\alpha_i - \max(u_i))]$.

Ainda para o caso da ineficiência invariante no tempo, o modelo SFA foi redefinido para utilização de dados em painel por PITT & LEE (1981), KUMBHAKAR (1987) e BATTESE & COELLI (1988). A principal diferença destes modelos para o COLS-EF-SS é a estimação ser por método de Máxima Verossimilhança, no qual o parâmetro α_i é assumido ter apenas valores positivos.

5.3.2 Modelos em Painel com a ineficiência variando no tempo

A partir de dados em painel com a ineficiência assumida variável ao longo do tempo, caso mais esperado e coerente com a teoria econômica, o primeiro modelo proposto foi elaborado por CORNWELL, SCHMIDT & SICKLES (1990), COLS-CSS, que permite mudanças temporais no termo da ineficiência, modelando-a mediante modificação do parâmetro α_i do modelo (5.9), da seguinte forma:

$$\alpha_{it} = \theta_{i1} + \theta_{i2}t + \theta_{i3}t^2 \quad (5.10)$$

O modelo COLS-CSS é também estimado por MQO. A desvantagem deste modelo é que ainda é COLS, ao invés de SFA.

KUMBHAKAR (1990) desenvolveu uma abordagem a partir do modelo SFA inserindo adaptação para considerar variações temporais da ineficiência, agora não mais modelado pelo intercepto, ou efeito fixo, e sim pelo termo do erro u_{it} , que reflete a ineficiência. Para considerar a variação temporal dos dados em painel, Kumbhakar modificou o modelo (5.1) alterando o termo do erro u_{it} para:

$$u_{it} = u_i[1 + \exp(bt + ct^2)]^{-1} \quad (5.11)$$

sendo b e c parâmetros a serem estimados, e u_i independente e identicamente distribuído com distribuição Normal Truncada.

BATTESE & COELLI (1992) estenderam o modelo proposto por Kumbhakar para tratar também de painéis não balanceados, modificando a função do termo do erro u_{it} (5.11) para:

$$u_{it} = u_i \exp[-\eta(t - T)] \quad (5.12)$$

sendo η o parâmetro a ser estimado e $i = 1, 2, \dots, N$ representando o conjunto de períodos de tempo T_i , painel não balanceado, entre os T períodos envolvendo os dados.

Os modelos de KUMBHAKAR (1990) e BATTESE & COELLI (1992) assumem que a ineficiência varia na mesma proporção para todas as firmas, tornando estes modelos muito restritivos.

5.3.2.1 Modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Fixos

GREENE (2004; 2005) propõe o modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Fixos (TFE), com a premissa de ineficiência variável ao longo do tempo. Este modelo incorpora os efeitos fixos aos modelos de fronteira estocástica. O modelo SFA-TFE difere do modelo COLS-EF-SS, equação (5.8), incorporando a questão que cada indivíduo (distribuidora) apresenta particularidades capturadas num termo constante no tempo (efeito fixo), e outra estocástica, variável ao longo de tempo, modelada pelo termo de erro u_{it} , que reflete a ineficiência; por isto o modelo ser denominado Verdadeiros Efeitos Fixos. Desta maneira, o modelo SFA-TFE inclui a heterogeneidade não observada e fixa, específica de cada firma (efeito fixo).

Sendo assim, SFA-TFE permite separar o impacto das características próprias de cada firma, que determinam a heterogeneidade, da ineficiência que varia no tempo. As características próprias da firma são capturadas no respectivo parâmetro α_i e a ineficiência no termo do erro u_{it} .

O modelo SFA-TFE-NT, para uma fronteira estocástica de custos⁶¹, com a utilização da forma funcional Cobb-Douglas orientada ao insumo, aplicada a dados em painel, e introdução das heterogeneidades observadas na média da distribuição Normal Truncada do termo da ineficiência u_{it} a partir do vetor de atributos z_{it} da firma i , conforme proposto por STEVENSON (1980), é expresso como:

$$\ln(\text{custo}_{it}) = \alpha_i + \beta' \ln(x_{it}) + v_{it} + u_{it} \quad (5.13)$$

$$v_{it} \sim N[0, \sigma_v^2]$$

$$u_{it} = |U| \sim N^+[\mu' z_{it}, \sigma_u^2]$$

No modelo (5.13), o termo α_i , inserido no componente determinístico do modelo estocástico, captura o efeito individual ou heterogeneidade individual, e apresenta a mesma interpretação do modelo de regressão com efeitos fixos, representado pela equação (5.8).

Ao contrário do modelo COLS-EF-SS em que a eficiência é fixa ao longo do tempo, sendo calculada pela equação (5.9), no modelo SFA-TFE-NT (5.13), a ineficiência u_{it} , sendo indexada por i (distribuidoras) e t (instantes), pode variar no decorrer do tempo e entre firmas. Desta forma, a eficiência é calculada, novamente, pela equação (5.3).

Os parâmetros do modelo TFE, para o caso do modelo SFA-TFE-NT, equação (5.10), tratando os efeitos fixos com auxílio de variáveis *dummies* para cada indivíduo, são estimados pelo método de Máxima Verossimilhança, utilizando a mesma função de log-verossimilhança (5.7).

GREENE (2005, 2008) permite também que no modelo SFA-TFE-NT a heterogeneidade (efeito fixo) seja modelada não mais no componente determinístico da fronteira, mas na média da distribuição Normal Truncada do termo da ineficiência. Desta forma, $u_{it} = N^+[\alpha_i + \mu' z_{it}, \sigma_u^2]$. Este modelo assume que as firmas não são totalmente eficientes. Esta formulação é pouco utilizada devido ao problema da dificuldade em estimar os parâmetros σ e λ da distribuição dos termos do erro.

⁶¹ Para o caso de uma função de produção, o sinal algébrico da função (5.13) de u_i torna-se negativo.

5.3.2.2 Modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Aleatórios

Em aplicação de SFA com dados em painel, modelando os efeitos (heterogeneidades) de forma aleatória, o modelo proposto por PITT & LEE (1981) é considerado o mais conhecido na literatura. Pressupõe que a ineficiência seja invariante no tempo, ou seja, a estimativa do componente da ineficiência u_i , é constante ao longo do tempo t :

$$\ln(\text{custo}_{it}) = \alpha + \beta' \ln(x_{it}) + v_{it} + u_i \quad (5.14)$$

$$v_{it} \sim N[0, \sigma_v^2]$$

$$u_i = |U| \sim N^+[0, \sigma_u^2]$$

O caso básico assume que o efeito aleatório u_i tenha distribuição Meio-Normal, e pode ser estimado por Máxima Verossimilhança.

GREENE (2004; 2005) propõe o modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Aleatórios (TRE), com a premissa da ineficiência variável ao longo do tempo, na qual as heterogeneidades não observadas das unidades individuais (firmas ou distribuidoras) são modeladas por uma variável aleatória.

A estrutura do modelo TRE, com a ineficiência u_{it} modelada pela distribuição Normal Truncada (SFA-TRE-NT), no mesmo molde do modelo (5.13), é expressa como:

$$\ln(\text{custo}_{it}) = (\alpha + w_i) + \beta' \ln(x_{it}) + v_{it} + u_{it} \quad (5.15)$$

$$v_{it} \sim N[0, \sigma_v^2]$$

$$u_{it} = |U| \sim N^+[\mu' z_{it}, \sigma_u^2]$$

$$w_i \sim N[0, \sigma_w^2]$$

sendo w_i o termo do efeito aleatório específico da firma, sendo modelado por uma distribuição Normal.

Dado a forma irregular da função de Máxima Verossimilhança para o Modelo SFA-TRE-NT (5.15), GREENE (2005) propõe uma abordagem para a sua estimação resolvida por método de simulação – *simulated maximum likelihood*.

O modelo SFA-TRE-NT, equação (5.15), similarmente ao apresentado para o SFA-TFE-NT, permite também que a heterogeneidade (efeito aleatório) seja modelada não mais no componente determinístico da fronteira, mas na média da distribuição Normal Truncada do termo da ineficiência, apesar de pouco utilizado, devido a problemas de estimação de seus parâmetros (GREENE, 2005).

5.4 Função Distância para aplicação de Múltiplos Insumos

A estimação da eficiência realizada por meio do modelo COLS, Capítulo 4, ou sobre os modelos SFA apresentados neste capítulo, permite trabalhar apenas com um insumo, variável dependente, na formulação da função de custos.

Quando a função de custos, orientada aos insumos, apresenta mais de um insumo, dificulta a formulação para os modelos paramétricos, que possibilitam apenas uma variável dependente na especificação do modelo. No caso do modelo não paramétrico DEA, esta dificuldade não existe, visto que o algoritmo de otimização permite a inclusão no modelo de múltiplos insumos e produtos.

SHEPHARD (1953, 1970) propôs a utilização da função distância para especificar a função de produção de uma firma com múltiplos insumos e múltiplos produtos. Esta abordagem apresenta vantagens em relação à função de custos, principalmente na análise de setores regulados, dado que os pressupostos comportamentais, sobre a conduta minimizadora de custos dos agentes econômicos, podem ser violados⁶².

A função distância, quando orientada aos insumos, descreve a máxima contração radial do vetor de insumos, mantendo constante o vetor de produtos. Quando orientada aos produtos, fornece informações sobre a máxima produção possível, dado o vetor de insumos.

⁶² Caso das distribuidoras públicas, conforme estudado no Capítulo 3.

Para o propósito deste estudo, será utilizada a abordagem da função de distância orientada aos insumos, similar à lógica apresentada na função de custos (5.1), definida como:

$$D^I(X, Y) = \max\{\rho: (X/\rho) \in L(Y)\} \quad (5.16)$$

na qual o conjunto de insumos $L(Y)$ representa o conjunto de todos os vetores de insumos X que podem produzir os produtos Y . É assumido que a tecnologia de produção satisfaz as propriedades introduzidas por FARE & PRIMONT (1995). De $(X/\rho) \in L(Y)$ implica que $D^I(X, Y) \geq 1$, igualando a unidade para as empresas na fronteira do conjunto de insumos.

A função distância orientada aos insumos, utilizando a forma funcional Cobb-Douglas, definida para o caso de N insumos e M produtos, é especificada como:

$$\ln D_i^I = \alpha_0 + \sum_{n=1}^N \beta_n \ln x_{ni} + \sum_{m=1}^M \phi_m \ln y_{mi} \quad (5.17)$$

com α , β e ϕ sendo os parâmetros a serem estimados, i denotando as firmas, x os insumos e y os produtos.

A função distância orientada aos insumos apresenta algumas propriedades adicionais: é não decrescente, linearmente homogênea e côncava em X . Dado isto, há a necessidade de restrições microeconômicas sobre os parâmetros a serem estimados: $\beta_n \geq 0$, e $\sum_{n=1}^N \beta_n = 1$ (COELLI *et al.*, 2005).

Dada a função distância orientada aos insumos (5.17) e impondo as restrições especificadas, o modelo SFA pode ser estimado da seguinte maneira:

$$-\ln x_{Ni} = \alpha_0 + \sum_{n=1}^{N-1} \beta_n \ln \left(\frac{x_{ni}}{x_{Ni}} \right) + \sum_{m=1}^M \phi_m \ln y_{mi} + v_i - u_i \quad (5.18)$$

sendo $u_i = \ln D_i^I$ uma variável não negativa associada à ineficiência técnica.

A função distância (5.18) apresenta a especificação de uma função de produção, visto o sinal negativo de u_i . Por questão de uniformização de notação, como já especificado para os modelos por meio de uma função de custos, os sinais algébricos de $\ln x_{Ni}$ e u_i na função (5.18) serão modificados.

Desta maneira, dado o modelo SFA-TFE-NT, equação (5.13), e inserindo o insumo Qualidade (Q) em sua especificação, conforme discutido no Capítulo 2, Seção 2.16, além da variável de escala composta (Componente Principal - CP) como produto, conforme Capítulo 3, o modelo com múltiplos insumos é representado por:

$$\ln(\text{custo}_{it}) = \alpha_i + \beta_1 \ln\left(\frac{Q_{it}}{\text{custos}_{it}}\right) + \beta_2 \ln CP_{it} + v_{it} + u_{it} \quad (5.19)$$

$$v_{it} \sim N[0, \sigma_v^2]$$

$$u_{it} = |U| \sim N^+[\mu'z_{it}, \sigma_u^2]$$

A partir da formulação do modelo (5.19), que trata a fronteira de eficiência de forma estocástica, é possível trabalhar corretamente com dados em painel, utilizar mais de um insumo (custo e qualidade) e inserir as variáveis ambientais diretamente no modelo. Com isto, é possível cumprir o objetivo traçado na Seção 2.3, de uma proposta de modelo de *benchmarking* para o caso brasileiro.

De maneira similar ao realizado com o modelo SFA-TFE-NT, equação (5.13), e a função distância, equação (5.18), os modelos apresentados neste capítulo, tal como o modelo SFA-TRE-NT, equação (5.15), também poderão ser formulados inserindo vários insumos.

5.5 Aplicação

A partir dos três *clusters* de distribuidoras construídos no Capítulo 3:

- *Cluster 1*: “Pública”;
- *Cluster 2*: “Privada Independente”;

- *Cluster 3: “Privada Holding”*,

e considerando a função de custos estimada para cada um dos *clusters* por meios do modelo paramétrico COLS, tendo como produto as CPs (Capítulo 4), nesta seção será apresentada a aplicação incorporando: (i) o modelo SFA para estimar a relação entre o insumo e os produtos; (ii) as heterogeneidades das distribuidoras diretamente no modelo por meio da parametrização da distribuição de ineficiência Normal Truncada; (iii) os dados na forma de um painel; (iv) a inserção da qualidade do fornecimento de energia na modelagem; e (v) a utilização do TOTEX, ao invés de simplesmente o OPEX.

Para aprimorar a estimação da eficiência das distribuidoras para cada um dos 3 *clusters*, será utilizada a base de dados provenientes da Consulta Pública N^o. 11/2013, (ANEEL, 2013b), contendo dados das 59 distribuidoras, observadas ao longo dos anos de 2003 a 2012. As aplicações dos Capítulos 3 e 4 consideravam a janela de tempo de 2003 a 2009 com o objetivo de utilizar os mesmos dados com que a ANEEL construiu a metodologia de *benchmarking* para o 3CRTP, e com isto tornar possível a comparação entre as metodologias. O propósito desta aplicação final será também propor uma metodologia para o regulador aplicar no 4CRTP, e por isto a utilização de dados mais recentes.

Para a construção do *ranking* de eficiência será utilizada a estimação da eficiência considerando o último ano da série, o ano de 2012. Prática padrão nas análises de *benchmarking* pelos reguladores, quando do uso de dados em *cross-section* (FRONTIER ECONOMICS, 2010). Na utilização de dados em painel também será adotada esta estratégia, quando empregado modelos para o caso de ineficiência variando ao longo do tempo.

A mensuração da qualidade do fornecimento de energia na modelagem será realizada com o auxílio da variável Energia Não Suprida (ENS), conforme discutido no Capítulo 2 - Seção 2.16.

Todas as variáveis ambientais inseridas no modelo foram transformadas pelo logaritmo de seu valor em relação ao valor médio dos dados da variável para o *cluster*.

Desta forma, os coeficientes estimados para as variáveis ambientais devem ser interpretados como as elasticidades em relação aos desvios para a média da variável.

Foram testadas dezenas de variáveis ambientais cobrindo as seguintes categorias de heterogeneidade: geográficas, condições climáticas, características técnicas e socioeconômicas. A heterogeneidade devido à forma de gestão foi considerada na *clusterização*. Na especificação dos modelos para cada *cluster* será mencionada apenas aquelas variáveis ambientais que foram significativas para o modelo.

5.5.1 Estudo da evolução da Eficiência ao longo do tempo

Conforme estudado no Capítulo 3, a evolução da eficiência média das firmas ao longo do tempo reflete a melhora da tecnologia. Para o setor de distribuição de energia, em 10 anos de análise, a função de custos reflete a mudança, ou evolução, na forma de gestão da empresa ao longo do tempo.

Dada a premissa da estimação paramétrica da função de custos por meio do logaritmo da forma funcional Cobb-Douglas, que admite elasticidades dos produtos em relação ao insumo sejam fixas (Capítulo 4), a evolução da eficiência ao longo do tempo deve ser medida a partir da seguinte função (COELLI *et al.*, 2005):

$$\ln(\text{custo}_{it}) = \beta' \ln(x_{it}) + \theta t \quad (5.20)$$

Em que t mede a tendência no tempo e θ o parâmetro a ser estimado.

A derivada da função (5.20) em relação a t é igual a θ ; tem-se que este parâmetro irá medir a elasticidade do custo em relação ao tempo. Desta maneira foi estimada a partir da função de custos (4.8) e a inclusão da tendência no tempo, função (5.20), a elasticidade do custo em relação ao tempo, OPEX e TOTEX, para os *clusters* das distribuidoras, conforme Tabela 5.1 e Figuras 5.6 e 5.7:

Tabela 5.1: Estimação da elasticidade do Custo em relação ao Tempo

		<i>Cluster (1)</i> Públicas		<i>Cluster (2)</i> Privada Indep.		<i>Cluster (3)</i> Pri. Holding	
		Coef.	<i>p-value</i>	Coef.	<i>p-value</i>	Coef.	<i>p-value</i>
OPEX	Intercepto	18,8	<0,0001	16,5	<0,0001	18,6	<0,0001
	<i>CP</i>	0,96	<0,0001	1,04	<0,0001	0,77	<0,0001
	θ	0,0141	0,0911	-0,0040	0,702	-0,0253	<0,0001
TOTEX	Intercepto	19,3	<0,0001	16,9	<0,0001	19,2	<0,0001
	<i>CP</i>	1,008	<0,0001	1,15	<0,0001	0,85	<0,0001
	θ	-0,0035	0,66	-0,006	0,56	-0,031	<0,0001

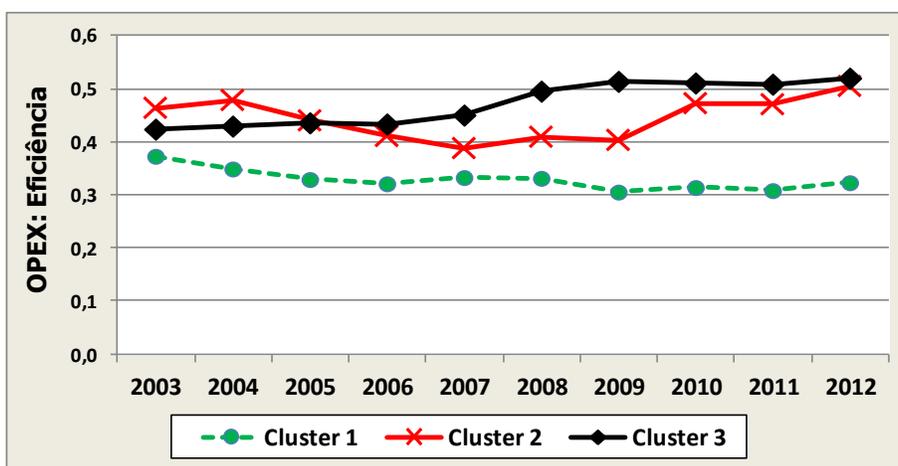


Figura 5.6: Evolução da Eficiência em relação ao OPEX ao longo do Tempo

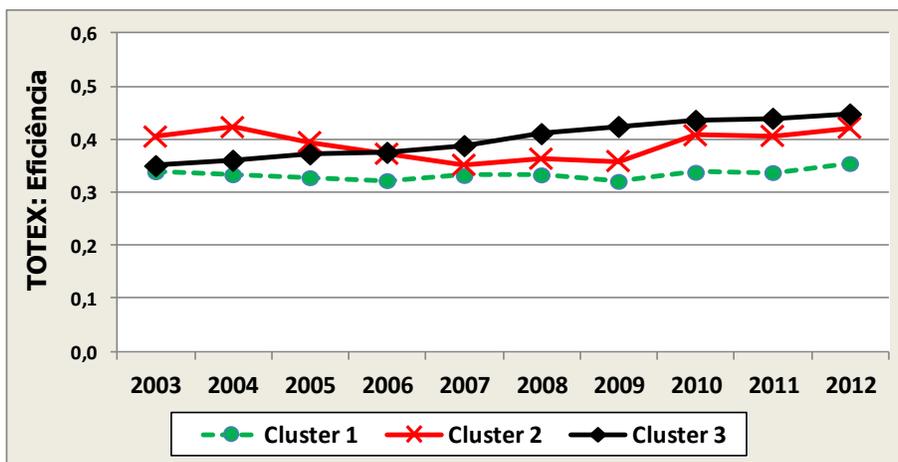


Figura 5.7: Evolução da Eficiência em relação ao TOTEX ao longo do Tempo

Em relação ao OPEX, pela Tabela 5.1, nota-se que o coeficiente θ , parâmetro da elasticidade tempo sobre o custo, é não significativo a 5% para os *clusters* 1 e 2, *p-value* respectivamente iguais a 0,09 e 0,70, ou seja, a elasticidade deve ser considerada estatisticamente igual a 0. Para o *cluster* 3, a elasticidade foi estimada em -0,0253, ou seja, conforme o tempo evolui a ineficiência decresce, e com isto a eficiência aumenta, coerente com a Figura 5.6.

Considerando o TOTEX, pela Tabela 5.1, o coeficiente θ continua não significativo a 5% para os *clusters* 1 e 2, indicando elasticidade estatisticamente igual a 0. Para o *cluster* 3, a elasticidade foi estimada em -0,031. A Figura 5.7 evidencia a evolução da eficiência ao longo do tempo para o *cluster* 3.

Desta forma, analisando a significância do coeficiente θ para os três *clusters*, concluí-se que para os *clusters* 1 e 2 deverão ser testados modelos adequados para o caso de ineficiência invariante no tempo e, para o *cluster* 3, deverá ser testado modelos para o caso da ineficiência variando no tempo.

5.5.2 Modelo *Cluster* 1

O *cluster* 1 é caracterizado por 14 distribuidoras públicas, cobrindo todas as regiões do país. Possui as distribuidoras do grupo ELETROBRÁS que atendem principalmente a região Norte, a CEMIG que cobre praticamente todo o estado de Minas Gerais, a COPEL que atende o estado do Paraná, a CELESC do estado de Santa Catarina, a CELG de Goiás, a CEAL e CEPISA da região Nordeste, além de pequenas distribuidoras espalhadas pelas regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste.

Este *cluster* apresenta eficiência em relação ao OPEX com uma leve queda ao longo dos 10 anos de análise (Figura 5.6), demonstrando não estar respondendo aos incentivos reguladores de busca da eficiência por *benchmarking*. Os índices de qualidade, DEC e FEC, apresentados na Tabela 3.1, Capítulo 3, são maiores entre os 3 *clusters*, o que indica que o número médio de duração (DEC) e frequência (FEC) de interrupções do fornecimento de energia foram maiores quando comparado às empresas privadas.

Dado que para este *cluster* a ineficiência é invariante no tempo, ou seja, o coeficiente da elasticidade tempo sobre o custo θ , Tabela 5.1, é não significativo (estatisticamente igual à zero), e que o interesse da análise pelo regulador está na medição da eficiência para o último ano, o de 2012, não serão trabalhados modelos em dados em painel, que estimam a eficiência média para o período em análise mediante estimativa do coeficiente do efeito fixo (SCHMIDT & SICKLES, 1984).

A partir do exposto, o modelo ideal para este *cluster*, trabalhando com os dados da forma de *cross-section*, será o modelo SFA proposto por STEVENSON (1980), SFA-NT, equação (5.6), que consiste em introduzir heterogeneidades observadas na média da distribuição Normal Truncada do termo da ineficiência u_{it} a partir do vetor de atributos z_{it} da firma i .

Assim o modelo ajustado para este *cluster* será o seguinte:

$$\ln(TOTEX_{it}) = \alpha + \beta_1 \ln\left(\frac{ENS_{it}}{TOTEX_{it}}\right) + \beta_2(CP_{it}) + v_{it} + u_{it} \quad (5.21)$$

$$v_{it} \sim N[0, \sigma_v^2]$$

$$u_{it} \sim N^+\left[(\mu_1(Densidade) + \mu_2(\%BxRenda_{it})), \sigma_u^2\right]$$

$$i = 1 \text{ a } 14, t = 1 \text{ a } 10.$$

Observa-se na formulação deste modelo que:

- Os dois insumos, *TOTEX* e *ENS* foram inseridos no modelo de acordo com os conceitos da função distância orientada aos insumos, equação (5.13). Desta forma, a variável *ENS* passa para o lado direito da equação sendo dividida pelo *TOTEX*;
- Modelando a média da distribuição Normal Truncada tem-se 2 variáveis ambientais, inseridas diretamente no modelo, e que foram significativas ao nível crítico de 5%:
 - *Densidade*: Calculada em função da razão entre o número de consumidores e a área de atuação para cada distribuidora, em km². A área de atuação foi definida por meio da envoltória de 1 km em torno da rede de Alta e Média Tensão;

- *%BxRenda*: Participação percentual dos consumidores da distribuidora classificados como Baixa Renda⁶³ sobre o total dos consumidores residenciais. Indicador socioeconômico que mede o grau de renda, ou pobreza, da população da área de concessão de cada distribuidora.

As estimações dos parâmetros do modelo (5.21) foram realizadas com o *software* LIMDEP⁶⁴, versão 10, e Análise de Componente Principal com o *software* SAS, versão 9.4. A Tabela 5.2 apresenta os coeficientes estimados para o modelo SFA-NT.

Tabela 5.2: Coeficientes estimados para o modelo SFA-NT - Cluster 1

	Coeficiente	Erro Padrão	Pr > t
Componete Determinístico da Fronteira Estocástica			
intercepto	16,697	0,424	0,0000
ln(ENS/TOTEX)	-0,214	0,040	0,0000
CP	1,065	0,010	0,0000
<i>Cliente</i>	0,355		
<i>Mercado</i>	0,364		
<i>Rede</i>	0,296		
Parâmetros da média da distribuição da erro (u)			
Densidade	0,191	0,084	0,0230
%BxRenda	-0,181	0,065	0,0057
Parâmetros da variância dos componentes do erro			
λ	3,584	0,426	0,0077
σ	0,356	0,023	0,0000

Na Tabela 5.2 pode-se observar que todas as estimativas dos coeficientes são significativas ao nível de significância de 5%, $p\text{-value} < 0,05$. A Componente Principal

⁶³ Segundo a Resolução ANEEL n°. 414/2010 (RES_414, 2010), para o cliente de uma distribuidora de energia ser cadastrado como Baixa Renda é necessário: (i) a família ter beneficiário do Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social, BPC, concedido pelo INSS; ou (ii) a família estar inscrita no Cadastro Único do Governo Federal e possuir renda de até meio salário mínimo por mês por pessoa, ou renda total da família até três salários mínimos, desde que alguém da família seja portador de doença e precise usar aparelho que consuma energia elétrica.

⁶⁴ *Software* econométrico desenvolvido por William H. Greene – www.limdep.com

(CP) é decomposta em seus 3 produtos originais, de acordo com as etapas apresentadas no Capítulo 4.

O coeficiente da variável $\ln(ENS/TOTEX)$ apresenta sinal negativo, indicando quanto maior for a variável *ENS*, maior o DEC e pior a qualidade de fornecimento de energia elétrica. Por isto o modelo penaliza, com sinal negativo, as distribuidoras com qualidade ruim, estimando um menor custo operacional. A significância desta variável confirma a existência de um *trade-off* entre custos e nível de qualidade, conforme discutido na Seção 2.1.6.

Quanto às variáveis ambientais, o coeficiente positivo da *Densidade* indica que as distribuidoras com alta densidade de consumidores são penalizadas por conseguirem o benefício de uma maior economia de escala, quando comparada às distribuidoras com baixa densidade de consumidores, que apresentam maiores custos operacionais em função desta heterogeneidade não gerenciável pela empresa.

A variável *%BxRenda*, com coeficiente negativo, indica que quanto maior a participação dos consumidores da distribuidora classificados como Baixa Renda, sobre o total dos consumidores residenciais, pior é a condição socioeconômica da população da área de concessão da distribuidora. Desta forma, o menor grau da renda da área de concessão da distribuidora acarreta em maior custo operacional por unidade de energia necessária para atender a este mercado, pois o consumo médio por consumidor é menor.

Por fim, a significância dos parâmetros da variância dos componentes do erro, $\sigma^2 = \sigma_v^2 + \sigma_u^2$ e $\lambda = \sigma_u / \sigma_v$, indicam que estes parâmetros são considerados estatisticamente diferentes de zero. Assim, o desvio até a fronteira não é devido apenas a um ruído aleatório, há também efeito da ineficiência. As distribuições dos termos dos erros v_{it} e u_{it} , são mostradas na Figura 5.8.

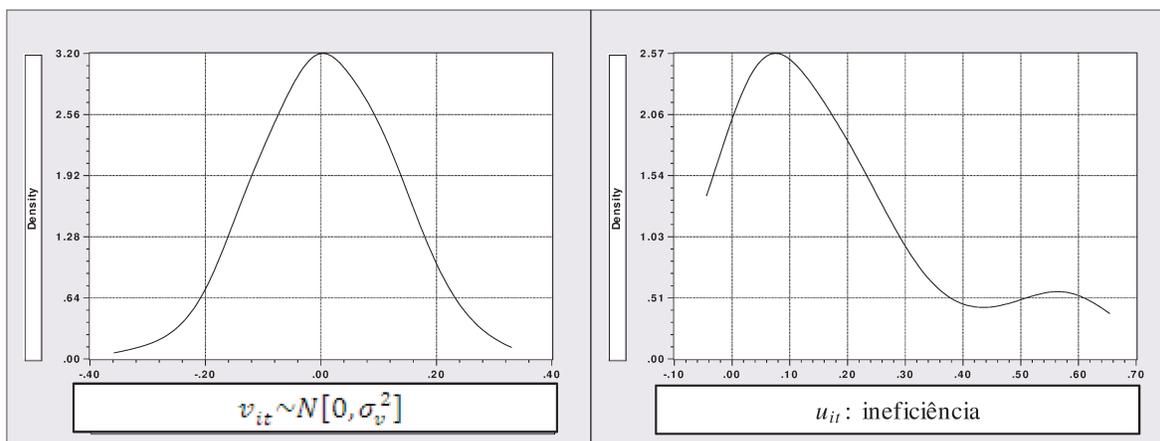


Figura 5.8: Distribuição dos termos do erro v_{it} e u_{it} do modelo SFA-NT

A normalidade da distribuição do termo de erro v_{it} é confirmada pelo teste de Shapiro-Wilk (SHAPIRO & WILK, 1965). Graficamente (Figura 5.8) é possível verificar a simetria da distribuição em torno da média 0.

A distribuição positiva Normal Truncada, do termo do erro u_{it} , está sendo influenciada pelas variações das 2 variáveis ambientais em torno de sua média.

Para analisar os resultados do modelo SFA-NT, equação (5.21), a Tabela 5.3 mostra a evolução da construção do modelo, mostrando para cada etapa a eficiência e o *ranking* estimados para o ano de 2012.

A Tabela 5.3 apresenta as 14 distribuidoras do *cluster* 1 ordenadas pela eficiência do modelo final SFA-NT, M6. A distribuidora CEPISA, a mais eficiente, teve sua eficiência estimada em 95,5%. A pior eficiência foi estimada em 57% para a distribuidora do Amazonas - AME. A eficiência média para este *cluster* foi de 79%.

Tabela 5.3: Evolução da construção do modelo e estimação da eficiência

Distribuidora	Dados em <i>Cross-Section</i> - Eficiência do ano de 2012															
	(M1) ANEEL COLS-OPEX		(M2) COLS-OPEX		CAPEX OPEX	(M3) COLS-TOTEX		(M4) SFA-TOTEX		DEC	(M5) SFA Qualidade		Densid.	% Baixa Renda	(M6) SFA-NT	
	Efic.	Rank.	Efic.	Rank.		Efic.	Rank.	Efic.	Rank.		Efic.	Rank.			Efic.	Rank.
CEPISA	0,62	9	0,74	3	0,23	0,88	2	0,95	2	34,2	0,95	1	15	35	0,955	1
COPEL	0,74	5	0,68	7	0,49	0,71	5	0,92	3	10,3	0,95	2	25	10	0,945	2
CELG	0,81	2	0,85	1	0,46	0,89	1	0,96	1	35,7	0,94	3	11	8	0,944	3
CEMIG	0,71	6	0,72	4	0,66	0,69	7	0,92	4	14,7	0,93	4	18	15	0,933	4
ELETRONAR	0,62	8	0,68	6	0,18	0,74	4	0,88	7	15,6	0,90	6	19	6	0,870	5
CELESC	0,78	3	0,70	5	0,55	0,69	6	0,91	5	16,5	0,90	7	35	3	0,867	6
DEMEI	0,86	1	0,81	2	0,26	0,81	3	0,91	6	12,6	0,92	5	355	3	0,867	7
CEAL	0,54	11	0,62	8	0,36	0,66	8	0,88	8	26,2	0,86	8	69	21	0,830	8
CEEE	0,56	10	0,53	11	0,41	0,56	11	0,80	10	19,4	0,81	10	36	7	0,765	9
DME-PC	0,63	7	0,57	10	0,60	0,46	13	0,59	13	3,3	0,82	9	129	6	0,748	10
CEB	0,74	4	0,58	9	0,48	0,56	10	0,79	11	20,2	0,72	11	177	3	0,658	11
ELETRONACRE	0,46	13	0,51	12	0,35	0,52	12	0,70	12	65,9	0,61	13	11	9	0,594	12
BOA VISTA	0,37	14	0,32	14	0,29	0,34	14	0,44	14	11,6	0,51	14	50	2	0,576	13
AME	0,50	12	0,48	13	0,15	0,61	9	0,84	9	65,2	0,62	12	437	4	0,576	14

(M1): Modelo COLS da ANEEL do 3CRTP aplicado ao cluster 3 (OPEX = mercado + rede + cliente)

(M2): Modelo COLS (OPEX = CP), CP=Componete Principal

(M3): Modelo COLS (TOTEX = CP)

(M4): Modelo SFA (TOTEX = CP)

(M5): Modelo SFA (TOTEX = CP + ENS/TOTEX), ENS= Energia Não Suprida

(M6): Modelo SFA/Normal Truncada (TOTEX = CP + ENS/TOTEX; $\mu = \%B \times Renda + Densidade$)

O modelo M1 apresenta o modelo COLS-OPEX construído pela ANEEL no 3CRTP, com seus coeficientes atualizados com os dados mais recentes, até 2012, e construído apenas com as 14 distribuidoras do *cluster* 1. Analisando os resultados apresentados na Tabela 5.3, será exposto nos próximos parágrafos os motivos que levam as variações das eficiências, ao nível das distribuidoras, entre a metodologia da ANEEL, modelo M1, e a proposta deste trabalho, modelo M6, restringido a análise apenas para as distribuidoras do *cluster* 1.

O modelo M2 é o modelo COLS tendo como insumo o OPEX e como produto a CP, com o objetivo de sanar o problema de multicolinearidade entre os 3 produtos do M1. As variações entre o M1 e M2 são explicadas pelos pesos mais equilibrados dos produtos dentro da CP, em comparação com o M1, que apresenta o peso do *mercado* com uma

importância de 70%. Desta forma, as distribuidoras que possuem, relativamente às outras empresas, *rede* e *cliente* maior do que *mercado* foram corretamente beneficiadas no modelo M2, enquanto que o inverso, *rede* e *cliente* relativamente menor do que *mercado*, suas eficiências foram adequadamente reduzidas.

O modelo M3 insere o TOTEX como insumo, ao invés de somente o OPEX, com o objetivo de anular o *trade-off* entre OPEX e CAPEX. O indicador CAPEX dividido pelo OPEX, Tabela 5.3, sinaliza a direção das mudanças na eficiência entre os modelos M2 e o M3. Uma distribuidora com este indicador maior do que 0,5 (CAPEX representa 50% do OPEX) teve sua eficiência reduzida, e no caso deste indicador ser menor do que 0,25 (CAPEX representa apenas 25% do OPEX), sua eficiência foi elevada.

No modelo M4 a metodologia SFA foi utilizada, resultando em aumento da eficiência média, de 0,65 para 0,82, em virtude da decomposição do erro em dois componentes, além da mudança no *ranking* de algumas distribuidoras.

O modelo M5 manteve a metodologia SFA, porém inclui o insumo qualidade, por meio da variável *ENS*, construída a partir do DEC, mostrado individualmente na Tabela 5.3. Assim, em média, distribuidoras com o DEC elevado tiveram a eficiência reduzida; caso contrário, sua eficiência é elevada.

Por fim, o modelo M6 inclui as heterogeneidades das variáveis ambientais *Densidade* e *%BxRenda*, no modelo SFA-NT. A análise das mudanças da eficiência agora é mais complexa, visto que há inclusão de duas variáveis no modelo, além da mudança do modelo, de SFA-ALS para SFA-NT. De forma geral, as distribuidoras com baixa densidade de consumidores ou alta porcentagem de clientes Baixa Renda, tiveram sua eficiência aumentada.

Desta forma, além de verificar os resultados do modelo (5.21) - significância dos parâmetros, análise dos resíduos, e coerência do modelo - foi realizada, ao nível das distribuidoras, a análise das mudanças no cálculo da eficiência. Ao final, comparando o modelo empregado pela ANEEL (modelo M1) ao modelo M6 proposto neste trabalho, constata-se que a correlação entre seus *rankings* de eficiência é de apenas 55%, mostrando que há significativas variações na avaliação das distribuidoras; exemplo da CEPISA,

ranking 1 no modelo M6 e apenas *ranking* 9 no modelo M1 da ANEEL; e da distribuidora DEMEI, *ranking* 1 no modelo M1 e *ranking* 7 no M6.

5.5.3 Modelo *Cluster* 2

O *cluster* 2 é caracterizado por 13 distribuidoras privadas não pertencentes a nenhuma *holding* que contenha mais do que uma empresa de distribuição operando no Brasil. Possui a distribuidora LIGHT que atende parte do estado do Rio de Janeiro, a ELEKTRO atendendo parte do interior do estado de São Paulo, 8 pequenas distribuidoras situadas na região Sul do país, além da SULGIPE de Sergipe, CHESP de Goiás e SANTA MARIA do estado do Espírito Santo.

Este *cluster* também apresenta ineficiência invariante no tempo, e será tratado da mesma forma que o *cluster* 1, com os dados da forma de *cross-section*, mediante modelo SFA-NT (STEVENSON, 1980).

Seguindo a mesma formulação do *cluster* 1, o modelo ajustado para este *cluster* foi o seguinte:

$$\ln(TOTEX_{it}) = \alpha + \beta_1 \ln\left(\frac{ENS_{it}}{TOTEX_{it}}\right) + \beta_2(CP_{it}) + v_{it} + u_{it} \quad (5.22)$$

$$v_{it} \sim N[0, \sigma_v^2]$$

$$u_{it} \sim N^+\left[\left(\mu_1(Densidade) + \mu_2(\%Merc.BT_{it}) + \mu_3(Litoral_{it})\right), \sigma_u^2\right]$$

$$i = 1 \text{ a } 13, t = 1 \text{ a } 10.$$

Quanto as variáveis ambientais, além da variável *Densidade*, comum ao *cluster* 1, há a inclusão de mais duas variáveis:

- *%Merc.BT*: Participação do mercado atendido na baixa tensão (BT) em relação ao mercado total da distribuidora. O custo de operação e manutenção são maiores na baixa tensão relativamente aos demais níveis de tensão, média e alta. Por isto, uma

distribuidora com alto percentual de seu mercado sendo composto apenas pela baixa tensão, terá um custo operacional maior;

- *Litoral*: Variável *dummy* que identifica com o valor 1 as 4 distribuidoras com área de concessão cobrindo regiões costeiras: LIGHT, ELEKTRO, COOPERALIANÇA e SULGIPE. As demais 9 distribuidoras possuem valor 0 para esta variável. As distribuidoras que possuem redes em áreas litorâneas sofrem os efeitos negativos da salinidade marinha, que deposita nos componentes da rede, provocando corrosão e problemas de corrente elétrica, queimando os equipamentos da rede. Este efeito provoca um aumento do OPEX devido ao maior custo de manutenção e também aumento do CAPEX em virtude de maiores investimentos na rede, que devem possuir em sua constituição materiais específicos que possuem maior resistência à corrosão salina.

As estimações dos parâmetros para os coeficientes estimados do modelo (5.22) são apresentadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Coeficientes estimados para o modelo SFA-NT - Cluster 2

	Coeficiente	Erro Padrão	Pr > t
Componete Determinístico da Fronteira Estocástica			
intercepto	13,410	0,344	0,0000
ln(ENS/TOTEX)	-0,272	0,029	0,0000
CP	1,258	0,016	0,0000
<i>Cliente</i>	0,353		
<i>Mercado</i>	0,367		
<i>Rede</i>	0,337		
Parâmetros da média da distribuição da erro (μ)			
Densidade	0,801	0,204	0,0001
% Merc. BT	-1,748	0,416	0,0000
Dummy Litoral	-1,385	0,724	0,0558
Parâmetros da variância dos componentes do erro			
λ	4,487	1,241	0,0003
σ	0,475	0,060	0,0000

Na Tabela 5.4, nota-se que as estimativas dos coeficientes são significativas ao nível de significância de aproximadamente 5%, $p\text{-value} < 0,05$, com exceção da *dummy Litoral* com $p\text{-value}$ de 0,055, inserida no modelo devido a sua importância e por estar no limite da decisão.

Os coeficientes do modelo apresentam seus valores estimados dentro da lógica econômica: variável $\ln(ENS/TOTEX)$ com sinal negativo e os produtos da Componente Principal (*CP*) com sinal positivo.

Quanto as variáveis ambientais, as heterogeneidades não gerenciáveis pela distribuidora, são incluídas no modelo por meio: (i) da variável *Densidade* com coeficiente positivo, como já estudado para o *cluster1*, capturando o efeito das distribuidoras com baixa densidade de consumidores, apresentando maiores custos operacionais; (ii) da variável *%Merc.BT*, com sinal negativo, beneficiando as distribuidoras que possuem alta percentagem de mercado atendido na baixa tensão e apresentam por isto maior custo operacional; e (iii) da variável *dummy Litoral*, que aumenta a eficiência das 4 distribuidoras que possuem parte de sua área de concessão na região costeira, e por isto apresentam um maior OPEX e CAPEX.

A significância dos parâmetros da variância dos componentes do erro, σ e λ , validam a utilização do modelo estocástico SFA.

As análises dos resultados da estimação da eficiência para o ano de 2012 das distribuidoras e a evolução da construção do modelo são mostradas na Tabela 5.5.

A Tabela 5.5 apresenta as 13 distribuidoras ordenadas pela eficiência do modelo final SFA-NT (M6), equação (5.22), última coluna da tabela. A distribuidora SANTA MARIA é a mais eficiente, 96,2%, e a menos eficiente é a EFLUL, com 54,6%. A eficiência média para este *cluster* foi de 78%.

Tabela 5.5: Evolução da construção do modelo e estimação da eficiência

Distribuidora	Dados em Cross-Section- Eficiência do ano de 2012																
	(M1) ANEEL COLS-OPEX		(M2) COLS-OPEX		CAPEX OPEX	(M3) COLS-TOTEX		(M4) SFA-TOTEX		DEC	(M5) SFA Qualidade		% Merc. BT	Densid.	Dummy Litoral	(M6) SFA-NT	
	Efic.	Rank.	Efic.	Rank.		Efic.	Rank.	Efic.	Rank.		Efic.	Rank.				Efic.	Rank.
SANTA MARIA	0,57	4	0,49	3	0,74	0,49	3	0,952	3	7,6	0,92	2	76	19	0	0,962	1
ELEKTRO	0,54	5	0,41	6	1,19	0,45	9	0,950	9	9,8	0,89	5	44	27	1	0,956	2
UHENPAL	0,60	2	0,57	2	0,35	0,61	1	0,956	1	19,6	0,91	3	80	11	0	0,938	3
SULGIPE	0,33	12	0,35	10	0,25	0,48	4	0,952	4	17,0	0,89	6	53	25	1	0,937	4
MUXFELDT	0,95	1	0,67	1	0,57	0,56	2	0,955	2	2,7	0,93	1	46	141	0	0,934	5
COOPERALIANÇA	0,58	3	0,48	4	0,64	0,45	8	0,950	8	5,2	0,89	4	49	80	1	0,928	6
CHESP	0,45	9	0,45	5	0,53	0,45	6	0,951	6	16,5	0,87	7	76	11	0	0,914	7
COCEL	0,46	7	0,38	7	0,31	0,45	7	0,951	7	12,4	0,83	8	43	36	0	0,784	8
IENERGIA	0,44	11	0,36	8	0,22	0,46	5	0,951	5	36,1	0,72	9	52	26	0	0,623	9
LIGHT	0,45	8	0,28	12	1,70	0,25	12	0,933	12	18,2	0,53	12	49	349	1	0,553	10
JOAO CESA	0,29	13	0,21	13	0,12	0,22	13	0,927	13	2,4	0,59	10	67	188	0	0,546	11
HIDROPAN	0,47	6	0,35	9	0,54	0,32	10	0,942	10	17,1	0,59	11	46	58	0	0,546	12
EFLUL	0,45	10	0,29	11	0,45	0,27	11	0,936	11	10,4	0,52	13	24	44	0	0,546	13

(M1): Modelo COLS da ANEEL do 3CRTP aplicado ao cluster 3 (OPEX = mercado + rede + cliente)

(M2): Modelo COLS (OPEX = CP), CP=Componete Principal

(M3): Modelo COLS (TOTEX = CP)

(M4): Modelo SFA (TOTEX = CP)

(M5): Modelo SFA (TOTEX = CP + ENS/TOTEX), ENS= Energia Não Suprida

(M6): Modelo SFA/Normal Truncada (TOTEX = CP + ENS/TOTEX; μ = %Mercado BT + Densidade + Dummy Litoral)

A evolução da construção dos modelos M1 a M6, segue o mesmo padrão do *cluster* 1, apenas modificando o conjunto de variáveis ambientais do modelo M6.

De forma resumida, tem-se que a formação final do *ranking* de eficiência, partindo do modelo M1 - modelo COLS construído pela ANEEL no 3CRTP, com seus coeficientes atualizados com os dados mais recentes, até 2012, e construído apenas com as 13 distribuidoras do *cluster* 2 – é explicada por:

- Substituição dos 3 produtos pela CP, que apresenta pesos mais equilibrados dos produtos dentro da CP, em comparação ao modelo M1, que apresenta o peso do *mercado* com uma importância de 66%;
- Acréscimo do CAPEX ao insumo OPEX, formando o TOTEX;
- Mudança do COLS para o SFA;
- Inserção da qualidade de fornecimento como insumo por meio da variável *ENS*, construída a partir do DEC;

- Inclusão das variáveis ambientais *%Mercado Baixa Tensão*, *Densidade* e *dummy Litoral*, que capturam as heterogeneidades oriundas destas características para corrigir a eficiência do modelo, a fim de que uma distribuidora seja penalizada por uma característica não gerenciável;
- Mudança do modelo SFA-ALS para SFA-NT, equação (5.22).

Desta forma, foram verificados os resultados do modelo (5.22) - significância dos parâmetros, análise dos resíduos, e coerência do modelo – e realizado ao nível das distribuidoras a análise das mudanças da eficiência na metodologia proposto. Ao final, assim como no *cluster* 1, comparando os modelos M1 ao M6, constata-se que a correlação entre seus *rankings* de eficiência é de 53%, mostrando que há grandes variações na avaliação das distribuidoras.

5.5.4 Modelo *Cluster* 3

O *cluster* 3 é caracterizado por 32 distribuidoras Privadas pertencentes a *holding* com mais de uma empresa de distribuição operando no Brasil. Este *cluster* possui 13 distribuidoras concentradas no estado de São Paulo, 4 distribuidoras nos demais estados da região Sudeste, 8 no Nordeste, 3 na região Sul, 3 no Centro Oeste e 1 distribuidora na região Norte.

Este *cluster* apresenta ineficiência variante no tempo ao longo dos 10 anos de estudo, e por isto poderá ser tratado com auxílio dos dados na forma de um painel.

A decisão da utilização de modelos em painel com efeitos fixos ou aleatórios foi baseada no resultado do teste estatístico de Hausman, em que a hipótese H_0 (hipótese nula) assume que os coeficientes do efeito aleatório são consistentes – ausência de correlação entre os efeitos e os regressores. A estatística m (HAUSMAN, 1978) possui distribuição Chi-Quadrado com k graus de liberdade, sendo k o número de regressores do modelo. O resultado do teste foi $m = 0$ com o *p-value* de 0,99, indicando a não rejeição da hipótese nula, ou seja, não há correlação entre os efeitos e os regressores e, conseqüentemente, os estimadores do modelo de efeitos aleatórios serão consistentes.

A partir deste resultado, foi utilizado o modelo desenvolvido por W. Greene, SFA com Verdadeiros Efeitos Aleatórios, SFA-TRE-NT.

A partir da formulação SFA-TRE-NT, equação (5.15), adaptada aos conceitos da função distância (5.19), foi construído o seguinte modelo:

$$\ln(TOTEX_{it}) = (\alpha + w_i) + \beta_1 \ln\left(\frac{ENS_{it}}{TOTEX_{it}}\right) + \beta_2 \ln CP_{it} + v_{it} + u_{it} \quad (5.23)$$

$$v_{it} \sim N[0, \sigma_v^2]$$

$$u_{it} \sim N^+[(\mu_1(\%Vegetação)), \sigma_u^2]$$

$$w_i \sim N[0, \sigma_w^2]$$

$$i = 1 \text{ a } 32, t = 1 \text{ a } 10.$$

O coeficiente w_i estima o efeito aleatório das 32 distribuidoras, por meio de uma distribuição Normal, conforme formulação (5.23), permitindo separar o impacto da heterogeneidade fruto das características próprias de cada firma, da ineficiência que varia no tempo, capturada no termo do erro u_{it} .

Desta forma, a única heterogeneidade, não capturada pelo efeito aleatório, que foi considerada no modelo, foi a variável ambiental $\%Vegetação$, que indica a participação em km² da área de concessão da distribuidora com elevada incidência de vegetação natural. Quanto maior esta variável, ou seja, elevada incidência de vegetação na área de concessão da distribuidora, maiores custos operacionais em manutenção da rede a distribuidora irá sofrer.

As estimações dos parâmetros para os coeficientes estimados do modelo SFA-TRE-NT (5.23) são apresentadas na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Coeficientes estimados para o modelo SFA-TRE-NT - Cluster 3

	Coefficiente	Erro Padrão	Pr > t
Componete Determinístico da Fronteira Estocástica			
ln(ENS/TOTEX)	-0,054	0,001	0,0000
CP	0,858	0,0003	0,0000
<i>Cliente</i>	0,335		
<i>Mercado</i>	0,353		
<i>Rede</i>	0,319		
Parâmetro do Efeito Aleatório			
Média: α	17,899	0,0093	0,0000
Parâmetros da média da distribuição da erro (μ)			
intercepto	-0,260	0,0010	0,0000
%Vegetação	0,110	0,0004	0,0000
Parâmetros da variância dos componentes do erro			
λ	0,309	0,0003	0,0000
σ	0,625	0,0002	0,0000

Da Tabela 5.6, verifica-se que as estimativas dos coeficientes são significativas ao nível de significância de 5%, %, $p\text{-value} < 0,05$, e apresentam seus sinais algébricos na direção esperada.

A variável ambiental *%Vegetação*, beneficia as distribuidoras que possuem alta percentagem de incidência de vegetação natural, capturando na modelagem esta heterogeneidade não gerenciável pela distribuidora.

A significância dos parâmetros da variância dos componentes do erro, σ e λ , validam a utilização do modelo estocástico SFA utilizando dados em painel com os efeitos sendo modelados na forma aleatória.

As análises dos resultados da estimação da eficiência para o ano de 2012 das distribuidoras por meio do modelo SFA-TRE-NT, equação (5.23), e da evolução da construção dos modelos são apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Evolução da construção do modelo e estimação da eficiência

Distribuidora	Dados em Cross-Section - Eficiência do ano de 2012											Dados em Painel			
	(M1) ANEEL COLS-OPEX		(M2) COLS-OPEX		CAPEX OPEX	(M3) COLS-TOTEX		(M4) SFA-TOTEX		DEC	(M5) SFA Qualidade		% Veget.	(M6) SFA-TRE-NT	
	Efic.	Rank.	Efic.	Rank.		Efic.	Rank.	Efic.	Rank.		Efic.	Rank.		Efic.	Rank.
COELCE	0,70	7	0,68	7	0,92	1,00	1	0,95	1	8,1	0,96	1	0,53	0,924	1
SANTA CRUZ	0,68	10	0,67	8	0,54	0,96	3	0,95	2	5,3	0,96	2	0,04	0,897	2
CELTINS	0,42	28	0,53	17	0,35	0,97	2	0,95	3	38,5	0,95	8	0,53	0,879	3
COSERN	0,78	4	0,74	5	1,04	0,94	4	0,94	6	14,5	0,95	6	0,43	0,879	4
EPB	0,57	17	0,59	14	0,65	0,93	7	0,94	7	18,3	0,95	7	0,46	0,877	5
CPEE	0,77	5	0,81	3	0,71	0,94	5	0,95	4	8,3	0,95	4	0,07	0,875	6
EBO	0,69	8	0,61	11	0,39	0,94	6	0,94	5	9,2	0,95	5	0,30	0,873	7
MOCOCA	0,91	1	0,94	1	1,02	0,90	11	0,94	9	5,8	0,95	3	0,14	0,866	8
RGE	0,75	6	0,77	4	1,24	0,92	8	0,94	10	14,3	0,94	10	0,29	0,866	9
CELPE	0,63	11	0,61	12	0,89	0,91	10	0,94	11	19,3	0,94	12	0,30	0,864	10
COELBA	0,62	12	0,62	10	1,08	0,88	12	0,93	12	20,0	0,94	13	0,22	0,861	11
EMG	0,54	20	0,57	16	0,55	0,87	13	0,93	13	10,2	0,94	9	0,05	0,853	12
CSPE	0,84	2	0,85	2	0,92	0,91	9	0,94	8	10,9	0,94	11	0,08	0,851	13
CEMAR	0,62	13	0,63	9	1,06	0,83	14	0,93	15	21,6	0,93	15	0,37	0,838	14
EVP	0,50	23	0,48	22	0,28	0,82	15	0,93	14	5,9	0,94	14	0,03	0,833	15
CPFL PAULISTA	0,57	18	0,51	19	0,93	0,77	20	0,91	20	7,5	0,91	19	0,06	0,808	16
AES SUL	0,60	15	0,60	13	1,03	0,79	17	0,91	19	14,1	0,91	20	0,42	0,802	17
CFLO	0,53	21	0,48	23	0,21	0,77	19	0,92	18	5,0	0,92	16	0,36	0,799	18
NACIONAL	0,55	19	0,50	20	0,34	0,77	18	0,92	17	7,4	0,92	17	0,04	0,798	19
CJE	0,82	3	0,72	6	0,72	0,80	16	0,92	16	4,5	0,91	18	0,02	0,797	20
ESCELSA	0,59	16	0,57	15	1,11	0,71	23	0,89	24	9,9	0,88	22	0,07	0,771	21
ENERSUL	0,42	27	0,47	25	0,77	0,69	25	0,88	25	12,7	0,88	21	0,21	0,768	22
CEMAT	0,40	30	0,47	24	0,76	0,72	22	0,89	22	33,8	0,85	26	0,40	0,762	23
ESE	0,49	25	0,47	26	0,61	0,71	24	0,89	23	15,7	0,86	23	0,14	0,761	24
BRAGANTINA	0,48	26	0,47	27	0,39	0,72	21	0,90	21	14,4	0,86	24	0,02	0,756	25
CAIUA	0,40	31	0,37	30	0,26	0,65	26	0,86	26	7,2	0,86	25	0,02	0,741	26
CPFL PIRATININGA	0,68	9	0,52	18	1,12	0,64	27	0,85	27	5,6	0,82	27	0,09	0,730	27
BANDEIRANTE	0,62	14	0,49	21	1,16	0,59	29	0,81	29	9,4	0,75	28	0,16	0,694	28
CELPA	0,35	32	0,35	31	0,60	0,60	28	0,82	28	102,0	0,69	31	0,34	0,682	29
ENF	0,50	24	0,41	29	0,49	0,55	30	0,78	30	9,2	0,75	29	0,34	0,675	30
AMPLA	0,53	22	0,44	28	1,25	0,54	31	0,75	31	16,9	0,70	30	0,10	0,670	31
ELETROPAULO	0,40	29	0,26	32	0,73	0,45	32	0,62	32	8,4	0,59	32	0,20	0,617	32

(M1): Modelo COLS da ANEEL do 3CRTP aplicado ao cluster 3 (OPEX = mercado + rede + cliente)

(M2): Modelo COLS (OPEX = CP), CP=Componete Principal

(M3): Modelo COLS (TOTEX = CP)

(M4): Modelo SFA (TOTEX = CP)

(M5): Modelo SFA (TOTEX = CP + ENS/TOTEX), ENS= Energia Não Suprida

(M6): Modelo SFA/Normal Truncada/Dados em Painel/Efeitos Aleatórios (TOTEX = CP + ENS/TOTEX, μ = %Vegetação)

A Tabela 5.7 apresenta as 32 distribuidoras ordenadas pela eficiência do modelo final SFA-TRE-NT (M6), equação (5.23), última coluna da tabela. A distribuidora COELCE é a mais eficiente, 92,4%, e a menos eficiente é a ELETROPAULO, com 61,7%. A eficiência média para este *cluster* foi de 80%, muito semelhante aos 79% e 78% dos *clusters* 1 e 2.

Os modelos M1 a M5, seguem a mesma evolução estudada nos *cluster* 1 e 2. O passo M5 ao M6 apresenta as seguintes modificações:

- Tratamento do conjunto de dados de *cross-section* para dados em painel;
- Utilização de efeitos aleatórios;
- Inclusão das variáveis ambientais %Vegetação.

Desta forma, foram verificados os resultados do modelo (5.23) e realizado ao nível de distribuidoras a análise das mudanças da eficiência na metodologia proposto. Novamente, assim como no *cluster* 1 e 2, quando os modelos M1 e M6 são comparados, têm-se que a correlação entre seus *rankings* de eficiência é de 56%, mostrando que há grandes variações na avaliação das distribuidoras.

5.5.5 Comparação com o Modelo da ANEEL do 3CRTP

Parte da comparação com o modelo COLS da ANEEL do 3CRTP foi realizada na análise dos resultados dos modelos para os 3 *clusters*, Tabelas 5.3, 5.5 e 5.7, com a restrição do modelo ANEEL ser desenvolvido também na estrutura dos 3 *clusters* deste trabalho. Com isto, dentro de cada *cluster*, constata-se que os *ranking* de eficiência são significativamente diferentes, com correlações de 55%, 53% e 56%, respectivamente, para cada um dos 3 *clusters*.

A análise da Figura 5.9, mostra o modelo COLS da ANEEL, atualizado com os dados até 2012, porém mantendo os 2 grupos, das grandes e das pequenas empresas, estipulados pela ANEEL no 3CRTP. O *ranking* para o ano de 2012 do modelo COLS da ANEEL é comparado ao *ranking* dos modelos para os 3 *clusters*.

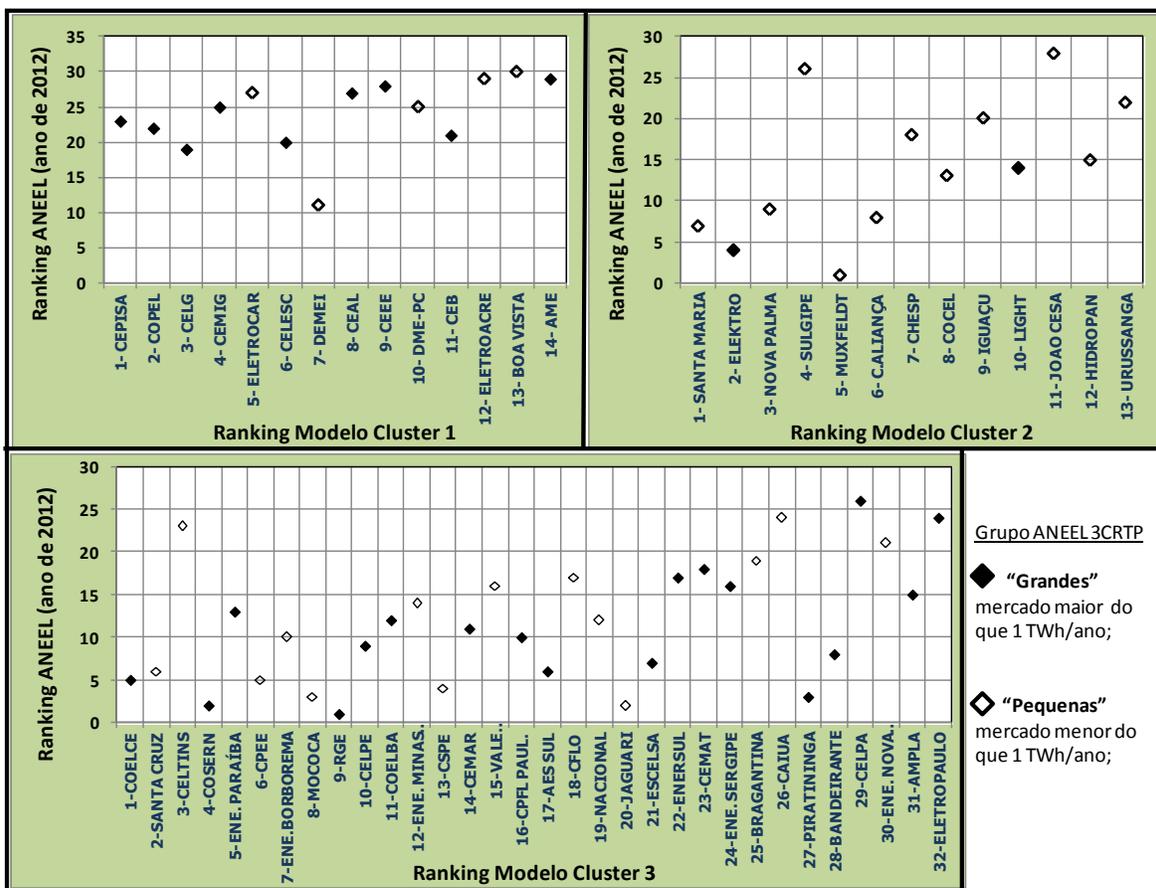


Figura 5.9: Comparação do Ranking do modelo COLS ANEEL com os modelos para os 3 clusters, ambos para o ano de 2012

A Figura 5.9 apresenta no eixo x, para os três gráficos, as distribuidoras ordenadas pelo respectivo ranking de eficiência de cada cluster. O eixo y corresponde ao ranking para o modelo da ANEEL. Os pontos nos gráficos são classificados em: distribuidoras grandes (mercado maior do que 1 TWh/ano) - losango preenchido na cor preto; distribuidoras pequenas (mercado menor do que 1 TWh/ano) - losango sem preenchimento. O ranking ANEEL para o grupo das pequenas distribuidoras varia entre 1 e 30, e o das grandes de 1 a 29.

Para o cluster 1, das empresas Públicas, vemos que no ranking ANEEL, 13 das 14 distribuidoras apresentam o ranking em torno da 25ª. posição, evidenciando o comportamento deste grupo, com baixa eficiência e produtividade, conforme estudado no Capítulo 3, justificando mais uma vez a criação deste cluster.

O *cluster 2* apresenta apenas 5 distribuidoras, do total de 13, nos 10 primeiros *rankings* do modelo ANEEL. Por estas distribuidoras não fazerem parte de *holdings*, elas não compartilham das economias de escala e escopo que as *holdings* proporcionam.

Por fim, o *cluster 3*, das distribuidoras pertencentes a *holding*, apresenta aproximadamente metade de suas 32 distribuidoras classificadas entre os 10 primeiros *rankings* do modelo da ANEEL.

Desta maneira, a divisão das distribuidoras Privadas nos *clusters 2 e 3*, de acordo com a forma de propriedade, teve como objetivo tratar a distorção apresentada na metodologia do 3CRTP, e não prejudicar as empresas não pertencentes a *holding* a partir do tratamento em separado destes dois *clusters*, eliminando, assim, esta desvantagem das empresas não pertencerem a *holdings*.

5.6 Conclusão

Este capítulo apresentou a teoria do modelo paramétrico de Fronteira Estocástica (SFA) para estimar a relação entre os insumos e os produtos.

Para a distribuição do componente do erro da ineficiência, foi empregada a distribuição Normal Truncada que apresenta a vantagem de incorporar as heterogeneidades das distribuidoras diretamente no modelo com o seu valor médio sendo obtido em função dos fatores ambientais.

Devido à necessidade da aplicação da função de custos com dois insumos, TOTEX e Qualidade (ENS), foi necessário estudar os conceitos da Função Distância com Múltiplos Insumos, para a sua aplicação.

Na questão da utilização de dados em painel em modelos SFA, foi discorrido sobre as várias abordagens desta aplicação, mostrando que para aplicações regulatórias, em que o interesse é mensurar a eficiência no último ano da janela de tempo, a premissa necessária para a aplicação de dados em painel é que a ineficiência seja variante no tempo, e assim é permitido aplicar os modelos propostos por W. Greene, Verdadeiros Efeitos Fixos (TFE) ou Verdadeiros Efeitos Aleatórios (TRE).

Na aplicação, para os *clusters* 1 e 2, em que a ineficiência é invariante no tempo, o modelo adotado, com os dados em *cross-section*, foi o SFA-NT. Para o *cluster* 3, com a ineficiência variante no tempo, e partindo do resultado do teste estatístico de Hausman, foi utilizado o modelo SFA-TRE-NT com os dados na forma de um painel. Os três modelos estimados apresentam todos os seus parâmetros significantes e a análise de seus resíduos validando a utilização da metodologia em questão. A análise dos resultados, ao nível das distribuidoras, evidencia a coerência dos resultados dos modelos construídos.

Os três modelos construídos primaram em serem totalmente interpretáveis, parcimoniosos, estruturados, utilizaram modelagem econométrica SFA-NT e SFA-TRE-NT consagradas na literatura, e com todas estas características, factíveis de serem implementados pelo regulador.

Comparando os resultados da aplicação com o modelo da ANEEL desenvolvido no 3CRTP, o resultado da análise dentro de cada *cluster*, modelo M1 comparado ao M6, para cada um dos 3 *clusters*, foi verificada grande mudança de ranking que a nova metodologia traz, explicada totalmente pelas análises ao nível das distribuidoras, a partir de mudanças estruturais na metodologia – divisão das distribuidoras em 3 *clusters* de acordo com a forma de gestão, inclusão do TOTEX, Qualidade, Variáveis Ambientais, Componente Principal para agrupar os produtos e tratar o problema da multicolinearidade, utilização de SFA, e para o *cluster* 3 dados em painel com efeito aleatório. Desta forma, torna-se crítica, e necessária, a alteração da metodologia atual da ANEEL, para que seja corrigida a formação do ranking de eficiência das distribuidoras para um ranking mais adequado.

Capítulo 6: Implementação do Modelo de *Benchmarking*

A partir da eficiência operacional das distribuidoras calculada para cada *cluster* no Capítulo 5, o objetivo deste capítulo será propor metodologia efetiva, em termos de aumentar o incentivo à busca da eficiência operacional, de implementar a eficiência calculada pelos modelos de *benchmarking* dentro da estrutura de regulação atual, *Price Cap*, com a preocupação adicional de manter o equilíbrio entre os interesses dos agentes (distribuidoras e regulador), principalmente na questão da manutenção dos investimentos em um nível dito prudente⁶⁵.

6.1 A Estrutura Regulatória Atual

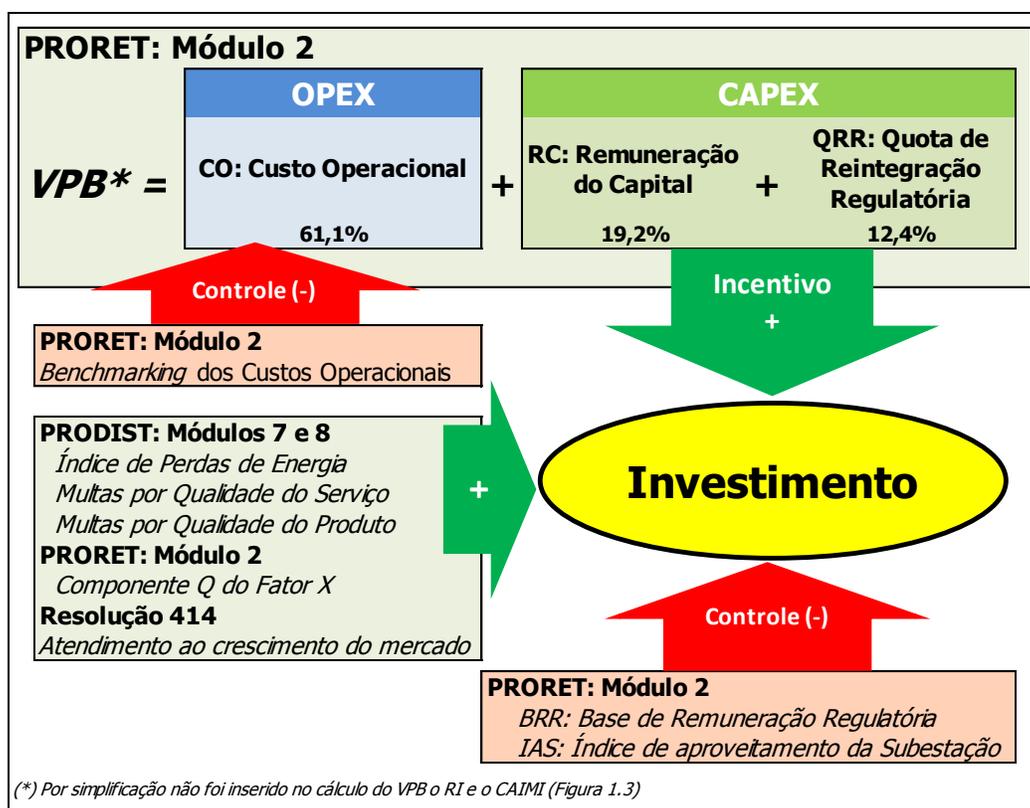
A regulação na distribuição de energia, por parte da ANEEL, é regida por uma grande quantidade de procedimentos e resoluções, sendo os mais importantes, no contexto deste trabalho, os seguintes:

- PRORET: Procedimentos de Regulação Tarifária. Têm caráter normativo e consolida a regulamentação econômica acerca dos processos tarifários em 10 módulos (PRORET, 2011);
- PRODIST: Procedimentos de Distribuição. Normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica em 9 módulos (PRODIST, 2012);
- Resolução Normativa n^o. 414/2010. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, direitos e deveres do consumidor de energia elétrica e, principalmente, na ótica deste trabalho, a obrigatoriedade do cumprimento dos prazos de execução dos serviços estabelecidos e as penalidades em caso de violação (RES_414, 2010).

⁶⁵ Admiti-se aqui que o cálculo da Remuneração do Capital regulamentada pela ANEEL (PRORET, 2011) seja adequado para o setor de distribuição de energia, e os incentivos e controles regulatórios aos investimentos estejam em equilíbrio.

Conforme estudado no Capítulo 1 - Seção 1.2.2, os modelos de *benchmarking* para estimação da eficiência dos custos operacionais, em operação no 3CRTP, afetam principalmente: (i) o cálculo do *VPB* para a composição da *receita requerida* (equação (1.2)) no processo de revisão tarifária das distribuidoras, e (ii) o componente *T* do cálculo do Fator X (equação 1.3) nos processos de reajuste tarifário, que ajusta o *VPB* de acordo com a trajetória de eficiência estipulada no momento da revisão tarifária para o ciclo de 4 anos.

Assim, sendo o *VPB* o principal impactado pela implantação do modelo de *benchmarking*, na Figura 6.1 é apresentado um esquema que contempla os principais componentes do *VPB*, sua regulação e as ferramentas utilizadas pela ANEEL para incentivar a eficiência do OPEX e a prudência nos investimentos⁶⁶ em CAPEX.



Fonte: Elaboração própria

Figura 6.1: Incentivos e Controles Regulatórios para o VPB no 3CRTP

⁶⁶ Neste trabalho, o termo “Investimento” é utilizado como o incremento de bens de capital, ou seja, a adição de ativos na BRR.

O OPEX, no 3CRTP, é regulado pela metodologia de *benchmarking* descrita na Seção 1.3.2.

O CAPEX é monitorado pela ANEEL, principalmente, por meio da evolução e da qualidade da composição da Base de Remuneração Regulatória (BRR), além do Índice de Aproveitamento para Subestações (IAS), para evitar que haja sobre-investimento em alguma distribuidora.

O controle da ANEEL para o sub-investimento acontece: (i) mediante multas pela má qualidade do serviço⁶⁷ e do produto⁶⁸, regulado no módulo 8 do PRODIST; (ii) estipulação do nível regulatório de perda técnica e não técnica, regulado no módulo 7 do PRODIST e no módulo 6 do PRORET; Componente Q (qualidade) do Fator X, regulado no módulo 2 do PRORET, conforme discutido no Capítulo 1; e (iv) da Resolução 414, que estabelece os prazos máximos ao atendimento aos novos consumidores, regulando, desta forma, a obrigatoriedade ao atendimento ao crescimento do mercado da distribuidora.

A premissa adotada neste trabalho será de que a regulação adotada no 3CRTP, Figura 6.1, proporciona o equilíbrio nos investimentos das distribuidoras, ou seja, as distribuidoras investem em seus ativos com prudência, buscando aumentar a BRR, incentivadas economicamente pelas penalizações por meio das multas pela má qualidade do produto e do serviço, penalizações pelo não atendimento ao crescimento do mercado, não reconhecimento na tarifa das perdas e, por outro lado, monitorada (controles) adequadamente pela ANEEL para evitar o sobre-investimento.

Na busca do aumento da BRR pelas distribuidoras, o critério que define o incentivo regulatório é a taxa do custo de capital, que é estipulada e calculada pela ANEEL com auxílio da metodologia WACC (Custo Médio Ponderado de Capital). De acordo com este modelo, a taxa de retorno de um empreendimento é uma média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do empreendimento. Esta taxa de retorno exprime o custo real do capital a

⁶⁷ Qualidade do Serviço refere aos indicadores de tempo de atendimento às ocorrências emergenciais e aos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC); Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora (FIC); Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC); Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DICRI).

⁶⁸ Qualidade do Produto se refere aos seguintes aspectos técnicos: tensão em regime permanente; fator de potência; harmônicos; desequilíbrio de tensão; flutuação de tensão; variações de tensão de curta duração; variação de frequência.

ser empregado no projeto de investimento, em que é considerada a rentabilidade média do capital das distribuidoras, incluindo recursos de terceiros e acionistas (capital próprio). Assim, as empresas que conseguem resultados acima desta média podem aproveitar esses ganhos; já as que estão abaixo, incorrem em perdas.

Portanto, um dos incentivos ao investimento é dado pelo regulador por meio da taxa de Custo de Capital (WACC), que é igual⁶⁹ para todas as distribuidoras, e vem sendo reduzida a cada CRTP: 11,26%⁷⁰ no 1CRTP, 9,95% no 2CRTP, 7,50% no 3CRTP e, conforme indicações⁷¹ da ANEEL, provavelmente 7,40% no 4CRTP.

Em contrapartida, com a redução do WACC pela ANEEL, segundo LAPLANE (2006) “a taxa de retorno sobre o capital constitui um elemento fundamental para o funcionamento saudável e sustentável da indústria regulada, pois é o sinal econômico que orienta, mediante os incentivos que gera, a direção do investimento produtivo. Assim, o custo de capital, comparativamente aos retornos efetivos auferidos pela firma, pode ser entendido como uma medida da atratividade para a operação de um determinado negócio”.

Relacionado ainda com as questões que podem inibir a realização de investimentos, o regime de tarifação *Price Cap* não apresenta um mecanismo explícito de incentivos à expansão das redes. A lógica da realização de investimentos obedece a lógica da eficiência produtiva, isto é, a decisão de investir depende do confronto entre o custo marginal da expansão e o seu retorno marginal (SANTOS, 2004).

Sobre a questão de que “o uso do *benchmarking* acarreta que as empresas deixariam de investir”, BURNS *et al.* (2005) argumentam que esta afirmação ignora que o custo do capital permitido ainda é uma variável de controle para o regulador. Os autores sugerem que o regulador poderia elevar a taxa de retorno permitida para as empresas com eficiência acima da média, um retorno acima dos níveis normais, enquanto uma empresa com eficiência abaixo da média ganharia um retorno abaixo do nível de base de mercado. Os acionistas seriam incentivados a empurrar as empresas ineficientes para mais perto do padrão da indústria, enquanto que para as empresas eficientes seria esperado a continuidade

⁶⁹ A ANEEL estipula um único WACC igual para todas as distribuidoras.

⁷⁰ WACC real depois de impostos.

⁷¹ A discussão para o 4CRTP começou por meio da Audiência Pública ANEEL 023/2014, onde a ANEEL indicou um WACC de 7,16%. De acordo com os movimentos do setor a expectativa é de que a ANEEL revise este valor para um WACC de aproximadamente 7,40%. O final da Audiência Pública esta prevista para o início de 2015.

deste padrão de eficiência. Este seria um dos benefícios dinâmicos da regulação por incentivos (*yardstick competition*).

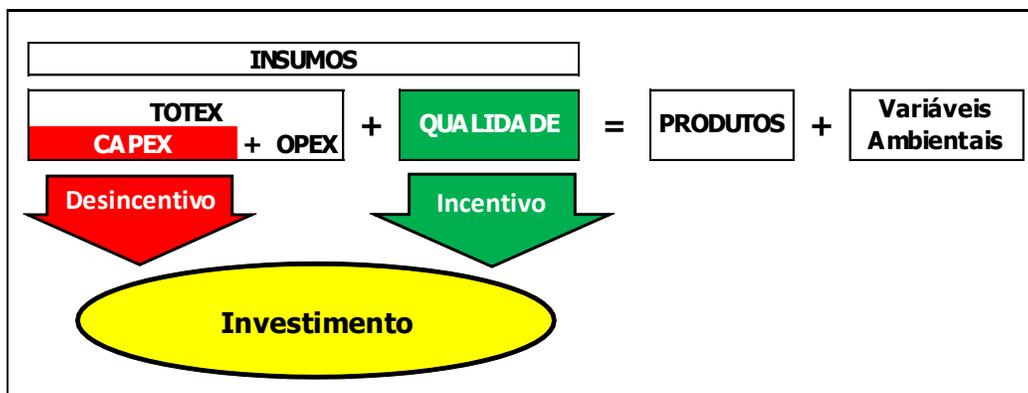
Desta forma, dado o argumento de que o regime *Price Cap* inibe os investimentos, o argumento de BURNS *et al.* (2005) de incentivar os investimentos por meio de elevação, ou redução, do WACC, dependendo do *score* de eficiência da distribuidora, será incorporado na metodologia de aplicação do *benchmarking*, a ser abordado na Seção 6.4.

6.2 Relação entre OPEX, CAPEX e Qualidade na implementação do modelo de *Benchmarking*

O Modelo de *benchmarking* da ANEEL para o 3CRTP, conforme Seção 1.3.2, é simplesmente uma relação entre o OPEX e os Produtos; sendo assim não há incentivo à melhora da qualidade e, já que não inclui também o CAPEX, não há uma relação direta com os investimentos.

Segundo (OFGEM, 2003), a regulação para a Grã-Bretanha trata o OPEX, CAPEX e Qualidade de serviço em separado - muito similar à regulação adotada pela ANEEL no 3CRTP. Isto pode fornecer às empresas incentivos distorcidos que as levem a adotar um *mix* de produção ineficiente. Sob o regime regulatório atual da Grã-Bretanha, uma empresa recebe mais benefícios de economia no OPEX do que por uma quantidade igual de redução no CAPEX. Assim, as empresas podem procurar capitalizar OPEX para obter melhor eficiência operacional. A menos que as distribuidoras sejam incentivadas a melhorar a qualidade dos serviços, elas não irão proporcionar níveis socialmente ótimos de qualidade. Assim, as empresas podem atrasar melhorias de eficiência ou adotar programas de investimento de capital distorcidos.

A proposta de modelo de *benchmarking* construída nos Capítulos 3, 4 e 5, impõe mudanças na interação entre o tripé OPEX, CAPEX e Qualidade de Fornecimento, conforme apresentado na Figura 6.2, que mostra a dinâmica do modelo proposto com relação ao incentivo ao investimento.



Fonte: Elaboração própria

Figura 6.2: Modelo de *Benchmarking* proposto - Incentivo ao Investimento

Segundo FUMAGALLI *et al.* (2007), há três abordagens regulatórias para o tratamento da qualidade do serviço: (i) incentivos e penalidades na receita requerida; (ii) multas por falhas no fornecimento de energia; e (iii) incorporar a qualidade do serviço nos modelos de *benchmarking* como um produto não desejado, ou seja, um insumo.

Na proposta de modelo, Figura 6.2, inserindo o CAPEX ao TOTEX e a Qualidade como Insumo, muito provavelmente haverá uma relação direta com o incentivo a aumentar ou diminuir os investimentos, podendo até convergir para o equilíbrio, dado que a Qualidade proporciona um incentivo ao aumento dos investimentos e o CAPEX como insumo no modelo, incentivo a sua redução.

POUDINEH & JAMASB (2013) analisam a experiência de 126 distribuidoras da Noruega de 2004 a 2010, no que tange à relação entre os investimentos realizados e a eficiência de custos. O arcabouço regulatório norueguês incorpora aos custos totais (TOTEX) os custos das perdas de energia e o custo da energia não suprida (CENS). Desta forma, se uma empresa sub-investe, terá maiores custos de falha, e se, pelo contrário, a empresa sobre-investe terá menos falhas, mas os custos de capital serão maiores. Este trabalho combina duas preocupações do setor: (i) a necessidade de realizar importantes investimentos e (ii) a pressão para reduzir custos.

Desta maneira, o uso do TOTEX na modelagem se justifica devido ao tratamento do *trade-off* existente entre OPEX e CAPEX, quando da utilização apenas do OPEX como insumo, e como a melhor maneira de trabalhar com a qualidade na modelagem. Segundo

GIANNAKIS *et al.* (2004) é preferido incorporar a qualidade do serviço em um modelo de custos do tipo TOTEX-Qualidade, dado que há uma interação direta entre OPEX, CAPEX e Qualidade⁷². Há distribuidoras que adotam a estratégia para a melhora da qualidade mais voltadas a destinação de equipes a campo e logística operacional, para o melhor “policimento” da rede, impactando mais as despesas operacionais (OPEX), enquanto outras optam por investir massivamente na rede (CAPEX). Portanto, há estratégias concorrentes entre OPEX e CAPEX para melhoria da qualidade. Nesse contexto, o modelo TOTEX-Qualidade minimiza este efeito.

JAMASB & POLLITT (2003), em um levantamento entre reguladores de distribuição de energia que têm utilizado *benchmarking*, evidenciaram por empresas de distribuição que deslocam as despesas operacionais para despesas de capital, impactando com isto a qualidade do serviço. Os autores sugerem como melhor prática o Modelo TOTEX-Qualidade.

GIANNAKIS *et al.* (2004) indicam um possível *trade-off* entre custos e qualidade de serviço. Estes resultados mostram que, pelo menos conceitualmente, é plausível e desejável integrar a qualidade do serviço e do custo de capital em *benchmarking* e regulação por incentivos das redes de distribuição de energia. Desta forma, estes elementos não precisariam de aprovação de planos de investimentos e padrões de desempenho para a qualidade de investimento. Os autores concluem que *benchmarking* integrando custo-qualidade é uma ferramenta útil para a análise e acompanhamento do progresso do regime de regulação de incentivo.

A proposta de GIANNAKIS *et al.* (2004) resume-se à metodologia de *benchmarking* tendo o TOTEX como insumo e, assim, definindo toda o VPB, tendo influência direta na definição do CAPEX (Remuneração do Capital + QRR) de cada distribuidora. Dada a premissa de que a estrutura do cálculo do VPB no 3CRTP proporciona equilíbrio entre os investimentos, esta proposta será descartada. Porém é mais uma abordagem que inclui o incentivo ao investimento em *benchmarking*, corroborando com a proposta de BURNS *et al.* (2005), de incentivar os investimentos por meio do

⁷² Para o caso da Qualidade do Serviço de fornecimento de energia, o indicador de Frequência de Interrupção (FEC) é muito correlacionado com o CAPEX, e o de duração de interrupção (DEC), principalmente com o OPEX, mas também com o CAPEX no médio e longo prazo.

WACC diferenciado, que parece ser mais prudente pois não altera a regulação atual de estipulação do Custo Anual dos Ativos.

Com relação à nova metodologia proposta, modelo TOTEX-Qualidade, dado ainda a incerteza quanto ao provável desequilíbrio na estrutura regulatória para o cálculo do *VPB* provocado pelo acréscimo do CAPEX e da Qualidade ao insumo, mostrado na Figura 6.2, a solução da proposta de implementação do modelo de *benchmarking* será similar ao caso da Noruega (NORDREG, 2011), que constrói modelo tendo o TOTEX como insumo, mas aplica a eficiência estimada apenas no OPEX. Aplicando a eficiência apenas no OPEX, faz com que não seja necessário alterar a regulação atual sobre o CAPEX.

Assim, as únicas alterações na dinâmica do cálculo do CAPEX no *VPB* serão:

- Maior incentivo na busca da melhora da qualidade do fornecimento, dado que a qualidade é um insumo dos modelos de *benchmarking*, acentuando a incentivo regulatório, aumentando o incentivo ao investimento, e proporcionando um menor risco ao sub-investimento, situação mais crítica para ao regulador;
- Incentivar os investimentos por meio do WACC diferenciado (BURNS *et al.*, 2005).

6.3 Comportamento das Distribuidoras perante o Incentivo à Eficiência

Análises de *benchmarking*, e de maneira geral, regulação por incentivos (*yardstick competition*), podem ser prejudicadas caso as empresas conpirem para distorcer os resultados da avaliação de eficiência. BÖS (1991) argumenta contra a aplicação de *yardstick competition* e *benchmarking* com base nas empresas poderem convergir para o conluio e não responderem aos incentivos de eficiência, mantendo seus níveis de custos inalterados.

SHLEIFER (1985) também alerta que, para o método de *benchmarking* ser efetivo, algumas condições devem ser satisfeitas. Em primeiro lugar, deve-se ter um arcabouço institucional que dificulte o conluio entre a empresa regulada e a(s) empresa(s) de referência. Em segundo, o regulador precisa ter mecanismos efetivos e críveis para a punição de firmas em caso de não cumprimento das metas – mesmo em caso de forte

impacto financeiro nas firmas. Em terceiro, e talvez o mais crítico, a firma de referência deve ser de fato comparável à firma regulada. Dito de outra forma, a estrutura de custos da(s) empresa(s) de referência deve ser similar à da firma regulada. Se a estrutura de custos é heterogênea, os resultados podem ser não confiáveis.

BURNS *et al.* (2005) mostram que esta crítica é de pouca relevância prática em setores regulados, desde que um número suficientemente grande de empresas estejam incluídas na análise comparativa: “Este argumento pode ser sustentável em certas indústrias competitivas, com poucos *players*. Os incentivos em um contexto regulatório são muito diferentes. Em primeiro lugar, a teoria dos jogos sugere que um acordo será difícil de manter com muitos jogadores. Conluio pode surgir em uma indústria com 2, 3 ou 4 *players*, mas é muito menos provável de acontecer quando existe concorrência virtual – por regulação por incentivos. Em segundo lugar, em uma indústria em mercado competitivo, o benefício do conluio seria diretamente um alto retorno. No caso de um monopólio de rede (regulado) seria uma vida tranquila para a gestão”. As evidências para o caso da Grã-Bretanha (14 distribuidoras pertencentes a 7 *holdings*) mostram que as empresas responderam aos incentivos de eficiência e não convergiram para o conluio.

No âmbito da ABRADDEE (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica), em que seu principal objetivo é a defesa dos interesses das distribuidoras, não há mais consenso de interesse entre as distribuidoras com respeito à regulação dos custos operacionais, sendo que antes do 3CRTP a entidade centralizava as contribuições com respeito à Empresa de Referência para defender os interesses do setor perante a ANEEL. A partir da implantação do modelo de *benchmarking*, a entidade não consegue mais discutir este tema com seus agentes. Fato este que evidencia o desinteresse das distribuidoras brasileiras em agrupar-se e decidir pelo conluio.

Conforme levantamento internacional entre os principais reguladores de diversos países, Capítulo 2, muitos deles, caso da Noruega e Grã-Bretanha, aplicam *benchmarking* há mais de 20 anos, evidenciando a eficácia desta ferramenta na busca da eficiência operacional (JAMASB & POLLITT, 2001; HANEY & POLLITT, 2009; PLAGNET, 2006). Outro fato apontado nestes estudos, dos 17 reguladores analisados que aplicam

modelos de *benchmarking*, nenhum deles foi verificado a decisão de parar ou alterar com a aplicação.

Para o caso brasileiro, foi verificado o comportamento das distribuidoras após a implantação da metodologia de *benchmarking*, início do 3CRTP (ano de 2011). Assim, a eficiência para os anos de 2011 e 2012 foi comparada ao período do 2CRTP (2007 a 2010). Para este estudo foi utilizado os dados e metodologias das aplicações do Capítulo 5 para cada *cluster* - modelo M1⁷³ COLS-ANEEL. Os resultados são apresentados na Tabela 6.1:

Tabela 6.1: Evolução da Eficiência antes e após a implantação do modelo de *Benchmarking* da ANEEL para o 3CRTP

Evolução da Eficiência	Cluster (1) Públicas	Cluster (2) Privada Indep.	Cluster (3) Pri. Holding	Total
> + 5%	42,9%	84,6%	43,8%	52,5%
Entre -5% e +5%	28,6%	15,4%	40,6%	32,2%
< -5%	28,6%	0,0%	15,6%	15,3%

Desta forma, dado que a ANEEL não premiou as distribuidoras com melhores eficiências e restringiu em 2% a redução anual nos custos operacionais regulatórios das empresas ineficientes, o incentivo à eficiência não foi utilizado em sua plenitude. Mesmo assim, os resultados da Tabela 6.1 mostram que 52,5% das 59 distribuidoras aumentaram em mais do que 5% sua eficiência operacional após a implantação do modelo de *benchmarking* pela ANEEL no 3CRTP, mostrando que, pelo menos para o caso brasileiro, as empresas respondem aos incentivos de eficiência, e pelo fato da existência de cerca de 63 distribuidoras, operando em ambiente regulado, a possibilidade de convergência ao conluio é muito questionada, e não será considerada neste estudo.

⁷³ A utilização do modelo M1, COLS-ANEEL, ao invés do Modelo Proposto (M6), foi devido ao objetivo da análise ser o estudo dos resultados da aplicação da metodologia da ANEEL no 3CRTP, dada pelo modelo M1. A única alteração foi com relação à amostra para ajustar o modelo, os *clusters*.

6.4 Estratégia para Implementação do Modelo de *Benchmarking*

Com a eficiência calculada para as distribuidoras, o problema agora é inferir quais são os custos eficientes de cada empresa que serão repassados para as tarifas, por meio do cálculo do *VPB* e mediante uma meta a ser alcançada ao longo do ciclo tarifário pela aplicação do componente *T* do Fator *X*. Conforme discutido anteriormente, a eficiência estimada pelo modelo de *benchmarking* será aplicada somente na definição do OPEX dentro do *VPB*⁷⁴.

A proposta para o CAPEX, definição dos valores do Custo Anual dos Ativos, será a continuidade da metodologia do 3CRTP, sendo a única alteração, o incentivo maior aos investimentos por meio da proposta de implementar um prêmio para as distribuidoras mais eficientes, somando um incremento ao WACC estipulado pela ANEEL.

Desta forma, o percentual de repasse do OPEX à tarifa, ou seja, a meta a ser alcançada no final do 4º. ano do ciclo tarifário, e o incremento de prêmio a ser somado ao WACC, são apresentados para cada *cluster* nas Tabelas 6.2, 6.3 e 6.4.

Com relação às Tabelas 6.2, 6.3 e 6.4, a primeira observação que se faz é sobre os valores dos parâmetros estipulados, tendo como principal objetivo mostrar a lógica proposta de implementação dos resultados do modelo de *benchmarking* dentro do regime *Price Cap* estruturado pela ANEEL. **Dado isto, cabe ao regulador, de posse de informações mais detalhadas sobre as distribuidoras, calibrar os parâmetros propostos perante a otimização de metas globais para o setor.**

⁷⁴ No negócio de distribuição de energia há duas categorias de ativos que não possuem remuneração: (i) ativos 100% depreciados, onde a vida útil regulatória destes ativos é menor, em alguns casos, que sua vida útil econômica, além do risco de negócio referente à operação destes ativos; e (ii) obrigações especiais, em que as distribuidoras administram os ativos incorporados, provenientes de investimentos de terceiros, sem nenhuma remuneração por essa atividade. Portanto, entende-se ser necessário um mecanismo de incentivo que remunere a administração destes ativos, até que a vida útil econômica seja atingida, podendo, para isto, ser calculado um adicional a ser somado ao *VPB* da concessionária. Por questão de simplificação, e por representar menos do que 3% do *VPB*, estes itens não serão trabalhados nesta tese.

Tabela 6.2: Definição da meta de OPEX e do prêmio ao WACC.

Cluster 1 - Distribuidoras Públicas

	Eficiência 2012	Efic. Padronizada	% OPEX	Prêmio WACC
1- CEPISA	0,955	1	90,0	0
2- COPEL	0,945	0,99	89,2	0
3- CELG	0,944	0,99	89,1	0
4- CEMIG	0,933	0,98	88,3	0
5- ELETROCAR	0,870	0,93	83,3	0
6- CELESC	0,867	0,93	83,1	0
7- DEMEI	0,867	0,93	83,0	0
8- CEAL	0,830	0,90	80,1	0
9- CEEE	0,765	0,85	74,9	0
10- DME-PC	0,748	0,84	73,6	0
11- CEB	0,658	0,77	66,5	0
12- ELETROACRE	0,594	0,71	61,4	0
13- BOA VISTA	0,576	0,70	60,0	0
14- AME	0,576	0,70	60,0	0

Tabela 6.3: Definição da meta de OPEX e do prêmio ao WACC.

Cluster 2 - Distribuidoras Privadas Independentes

	Eficiência 2012	Efic. Padronizada	% OPEX	Prêmio WACC
1- SANTA MARIA	0,962	1	105,0	0,3
2- ELEKTRO	0,956	1	104,5	0,3
3- UHENPAL	0,938	0,98	103,3	0,3
4- SULGIPE	0,937	0,98	103,2	0,3
5- MUXFELDT	0,934	0,98	103,0	0,3
6- C. ALIANÇA	0,928	0,98	102,6	0,3
7- CHESP	0,914	0,96	101,5	0,3
8- COCEL	0,784	0,87	92,1	0,1
9- IENERGIA	0,623	0,76	80,5	0
10- LIGHT	0,553	0,70	75,5	0
11- JOAO CESA	0,546	0,70	75,0	0
12- HIDROPAN	0,546	0,70	75,0	0
13- EFLUL	0,546	0,70	75,0	0

Tabela 6.4: Definição da meta de OPEX e do prêmio ao WACC.**Cluster 3 - Distribuidoras Privadas pertencentes a Holdings**

	Eficiência 2012	Efic. Padronizada	% OPEX	Prêmio WACC
1-COELCE	0,924	1	105,0	0,3
2-SANTA CRUZ	0,897	0,97	102,4	0,3
3-CELTINS	0,879	0,96	100,6	0,3
4-COSERN	0,879	0,96	100,6	0,3
5-EPB	0,877	0,95	100,4	0,3
6-CPEE	0,875	0,95	100,2	0,3
7-EBO	0,873	0,95	100,0	0,3
8-MOCOCA	0,866	0,94	99,3	0,2
9-RGE	0,866	0,94	99,3	0,2
10-CELPE	0,864	0,94	99,1	0,2
11-COELBA	0,861	0,94	98,9	0,2
12-EMG	0,853	0,93	98,1	0,2
13-CSPE	0,851	0,93	97,9	0,2
14-CEMAR	0,838	0,92	96,6	0,2
15-EVP	0,833	0,91	96,1	0,2
16-CPFL PAULISTA	0,808	0,89	93,7	0,1
17-AES SUL	0,802	0,88	93,1	0,1
18-CFLO	0,799	0,88	92,8	0,1
19-NACIONAL	0,798	0,88	92,7	0,1
20-CJE	0,797	0,88	92,6	0,1
21-ESCELSA	0,771	0,85	90,0	0,1
22-ENERSUL	0,768	0,85	89,7	0
23-CEMAT	0,762	0,84	89,2	0
24-ESSE	0,761	0,84	89,1	0
25-BRAGANTINA	0,756	0,84	88,6	0
26-CAIUA	0,741	0,82	87,1	0
27-CPFL PIRATININGA	0,730	0,81	86,0	0
28-BANDEIRANTE	0,694	0,78	82,6	0
29-CELPA	0,682	0,76	81,4	0
30-ENF	0,675	0,76	80,7	0
31-AMPLA	0,670	0,75	80,2	0
32-ELETROPAULO	0,617	0,70	75,0	0

Os resultados finais das Tabelas 6.2, 6.3 e 6.4, % meta do OPEX e Prêmio a ser somado ao WACC estipulado pela ANEEL para o 4CRTP - provavelmente 7,4% - foram estruturados da seguinte maneira:

1. O resultado da Eficiência para o ano de 2012 do modelo M6, para cada *cluster*, necessitou ser padronizado para ser possível o tratamento de uma política de aplicação uniforme para os 3 *clusters*. A principal razão disto foi devido ao modelo M6 empregado para o *cluster* 3, que usou os dados na forma de um painel, e os outros dois *clusters* na forma de dados empilhados. Segundo GREENE (2004), quando da utilização do modelo SFA com dados em painel, o intervalo dos *scores* de eficiência tende a estar mais concentrado, conforme observado nas Tabelas 6.2 a 6.4, em que o desvio padrão da Eficiência 2012 é de apenas 0,08 para o *cluster* 3, contra 0,14 no *cluster* 1 e 0,19 no *cluster* 2. Desta forma, os *scores* de eficiência para os três *clusters* foram padronizados no intervalo de 0,70 a 1 – Coluna “Efic. Padronizada”;
2. No Capítulo 3 – Tabela 3.1, a distância da eficiência média do *cluster* 1 Distribuidoras Públicas é de 15%⁷⁵ para a média dos dois *clusters* das empresas privadas. Por isto, na coluna “%OPEX” o *cluster* 1 teve sua eficiência reduzida em 10% e nos *clusters* 2 e 3, acrescido em 5%;
3. Desta maneira, outro objetivo é alcançado. Com o aumento em 5% no % meta do OPEX, algumas distribuidoras privadas serão premiadas por serem eficientes e poderão, ao longo dos 4 anos do ciclo, terem seu OPEX aumentado em até 5% - caso daquelas com %OPEX maior do que 100%;
4. Quanto à % de redução do OPEX das distribuidoras mais ineficientes, o *cluster* 1 apresenta o pior caso em 60% e 75% ocorre para os *clusters* 2 e 3. Desta forma, as empresas públicas deverão reduzir, no pior caso, em 40% seu OPEX ao longo de 4 anos e as privadas em 25%. No 3CRTP a ANEEL limitou esta redução em 2% ao ano, perfazendo 8,24% ao longo de 4 anos. Quando observa-se os dados dos primeiros anos do 3CRTP, 2011 e 2012, nota-se que 6 distribuidoras conseguiram reduzir em mais de 10% o OPEX em 2 anos, mesmo sem o incentivo para uma redução significativa, evidenciando que o máximo de 25% de redução em 4 anos é factível. No caso das distribuidoras públicas, a redução imposta ao OPEX, devido aos estudos efetuados no Capítulo 3, é vista como uma necessidade ao setor, devido ao alto grau de ineficiência destas empresas na gestão de seus custos operacionais;

⁷⁵ Da Tabela 3.1 tem-se que a eficiência média das distribuidoras públicas é de 0,33 e a média dos dois *clusters* das empresas privadas é de 0,48.

5. Com respeito ao “Prêmio WACC”, ou seja, o incremento que será somado ao WACC regulatório do 4CRTP, a regra estabelecida para incentivar os investimentos das empresas mais eficientes foi:

- $\%OPEX > 100\%$ → Prêmio WACC = +0,3;
- $95\% < \%OPEX < 100\%$ → Prêmio WACC = +0,2;
- $90\% < \%OPEX < 95\%$ → Prêmio WACC = +0,1,

Esta regra impossibilita que as empresas públicas tenham algum prêmio ao WACC.

A sugestão para a implementação desta metodologia é que seja válida apenas para um ciclo de revisão tarifária e: (i) conforme as empresas públicas reduzam a distância de suas eficiências com relação às privadas, o parâmetro de 15% de distância seja recalibrado, possibilitando com isto que as empresas públicas comecem a ser premiadas no WACC; e (ii) as empresas, de maneira geral, respondendo aos incentivos de eficiência, se aproximem mais, caminhando em direção à fronteira de eficiência e, desta maneira, necessitando ajustar os demais parâmetros da metodologia.

6.5 Conclusão

A metodologia de *benchmarking* da ANEEL para o 3CRTP não utilizou o resultado dos modelos em sua plenitude para incentivar a busca da eficiência dos custos por parte das distribuidoras: limitou a redução anual nos custos operacionais em 2% e não premiou nenhuma distribuidora eficiente com possibilidade de aumento de seus custos. Mesmo assim, as empresas responderam ao limitado incentivo, de tal maneira que 52,5% das 59 distribuidoras aumentaram em mais do que 5% sua eficiência operacional nos anos de 2011 e 2012, além de 6 distribuidoras conseguirem reduzir significativamente em mais de 10% o OPEX nestes 2 anos.

Estes resultados mostram que as distribuidoras brasileiras responderam aos incentivos de eficiência e não convergiram para o conluio, indo ao encontro do argumento de BURNS *et al.* (2005) de que em setores regulados, desde que um número suficientemente grande de empresas estejam incluídas na análise comparativa, dificulta a

decisão pelo conluio. As evidências nas 14 distribuidoras da Grã-Bretanha, os relatos sobre a evolução da interação entre as distribuidoras no âmbito da ABRADDEE e o levantamento internacional no Capítulo 2 entre os principais reguladores, reforçam esta conclusão.

A proposta de implementação da metodologia de *benchmarking* partiu da premissa de que a estrutura de regulação atual para a estipulação do *VPB* proporciona equilíbrio nos investimentos das distribuidoras. Desta forma, procurou-se não alterar a estrutura da regulação atual de cálculo da Remuneração do Capital e QRR (CAPEX) de cada distribuidora.

Dado que os modelos M6 para os *clusters* apresentam, em relação aos modelos da ANEEL para o 3CRTP, a inclusão do CAPEX e da Qualidade como insumo, formulação denominada modelos TOTEX-Qualidade, defendida por GIANNAKIS *et al.* (2004), POUDINEH & JAMASB (2013), JAMASB & POLLITT (2003), entre outros, e tendo a preocupação de não desequilibrar a estrutura atual do cálculo do *VPB*, foi adotado a mesma estratégia do regulador da Noruega (NORDREG, 2011), que constrói um modelo de *benchmarking* tendo o TOTEX como insumo, mas aplica a eficiência estimada apenas no OPEX.

Na busca de aprimorar ainda mais o incentivo ao investimento pelas distribuidoras, além da inclusão da qualidade como insumo no modelo, foi implementado um Prêmio mediante acréscimo de um incremento ao WACC regulatório, conforme sugestão de BURNS *et al.* (2005).

Desta forma, a regra de implementação dos modelos de *benchmarking*, apresentada para cada *cluster* nas Tabelas 6.2, 6.3 e 6.4, mostra o percentual meta de repasse do OPEX à tarifa a ser alcançado no final do 4º. ano do ciclo tarifário e o incremento de prêmio a ser somado ao WACC. O principal objetivo foi mostrar a lógica proposta de implementação dos resultados do modelo, cabendo ao regulador calibrar os parâmetros propostos.

De maneira geral, a regra proposta proporcionará um maior incentivo às distribuidoras na busca da eficiência do OPEX, mantendo os níveis de investimento em equilíbrio, a partir das seguintes contribuições:

- Prêmio ao OPEX para as distribuidoras eficientes;

- Rigidez e factibilidade na estipulação das metas de redução do OPEX para as ineficientes;
- Prêmio às eficientes tendo um WACC diferenciado;
- Tratamento das distribuidoras públicas por meio da “hipótese teórica” discutida no final do Capítulo 3, em que o regulador deve promover a eficiência do setor com políticas de incentivo a este *cluster* mais severo, reconhecendo como custos operacionais repassados para a tarifa, uma parcela menor, quando comparados aos outros dois *clusters*;
- Tratamento dos dois *clusters* das empresas privadas com semelhantes políticas de incentivos. O ganho de escala e escopo das distribuidoras pertencentes a *holding* é considerado na metodologia apenas por meio da estimativa da eficiência em separado para os dois grupos, não prejudicando as empresas independentes, e muito menos as *holdings*;
- Incentivos dados pela própria formulação dos modelos M6 para o cálculo da eficiência, discutida no Capítulo 5.

Capítulo 7: Conclusões

A tese propôs uma metodologia de *benchmarking* para a regulação dos custos operacionais das distribuidoras de energia no Brasil, construída a partir das melhores práticas aplicadas pelos mais influentes reguladores internacionais, considerando a priori a divisão das empresas em *clusters*, construção de modelos econométricos e regras para implementação, tendo como foco o aumento do incentivo à eficiência dos custos e à manutenção dos níveis de investimentos das distribuidoras.

Para alcançar estes objetivos foi necessário estudar a regulação do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil e sua forma de regulação econômica que, conceitualmente, constitui uma intervenção voltada não a induzir maior concorrência ao setor, mas a substituí-la por instrumentos e metas administrados publicamente. Assim, a meta da atuação regulatória não é a concorrência em si, mas a eficiência econômica, dada a inviabilidade operacional, e em muitos casos inclusive teórica, de alterar a estrutura de mercado numa direção mais competitiva (POSSAS *et al.*, 1997).

O regime econômico-financeiro atualmente utilizado pela ANEEL é o *Price Cap*, que estipula as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica. Sua estrutura é composta pelos ciclos de revisão e reajuste tarifário, tendo como uma das principais ferramentas o Fator X, que tendo sucesso em sua implementação, se traduz em modicidade tarifária, mantém as firmas reguladas estimuladas a investir e gera eficiência ao setor.

Para a regulação dos custos operacionais foi verificado sua ligação direta com o cálculo do *VPB* e a importância do Componente *T* do Fator X para sua implementação.

A metodologia de definição dos custos operacionais pela ANEEL iniciou no 1CRTP com a adoção do método de Empresa de Referência, sendo reformulada e aplicada novamente no 2CRTP. No 3CRTP, de 2011 a 2014, a ANEEL optou por não mais aplicar este modelo em razão da dificuldade prática observada em sua aplicação, decorrente, principalmente, da elevada assimetria de informação entre o regulador e o regulado. A opção no 3CRTP foi pelos modelos de *benchmarking*.

A metodologia de *benchmarking* implantada pela ANEEL na definição dos custos operacionais regulatórios no 3CRTP foi baseada em modelos de fronteira de eficiência: Análise Envoltória de Dados (DEA) e Mínimos Quadrados Corrigidos (COLS). A abordagem aplica o *benchmarking* nos custos operacionais, OPEX, o insumo, a partir de três produtos: extensão de redes de distribuição, quantidade de unidades consumidoras e mercado de energia. A ANEEL divide de maneira arbitrária as distribuidoras em dois grupos de acordo com o porte de seu mercado, as grandes e pequenas empresas. Aplica um segundo estágio para corrigir a eficiência média, considerando a inclusão de variáveis ambientais. Por fim, aplica uma regra de implementação que não gerou nenhum incentivo econômico, prêmio, para as empresas serem mais eficientes, e também não penaliza de maneira adequada as ineficientes.

O alicerce teórico para o desenvolvimento da proposta desta tese foi à consolidação dos melhores procedimentos para a aplicação de *benchmarking* com a finalidade de regular os custos operacionais das distribuidoras de energia, por meio de um estudo entre os principais reguladores de diversos países. Partindo deste estudo conseguiu-se descrever as melhores práticas para a análise de eficiência utilizando modelos de *benchmarking*. Desta forma, esta tese priorizou para o seu desenvolvimento o estudo das práticas e experiência regulatória mundial, muito mais do que artigos acadêmicos, que muitas vezes são inviáveis de serem implementadas pelo regulador.

A proposição da metodologia de *benchmarking*, elaborada nesta tese, foi baseada nos seguintes princípios: (i) construção de método para a estimação da eficiência a partir de um modelo estruturado, interpretável, utilizando técnicas de modelagem econométrica aprovadas na literatura; (ii) uso da base de dados e das metodologias estatísticas aplicadas; (iii) consideração das particularidades de nosso país: grande heterogeneidade climática, geográfica, socioeconômica e, principalmente, da forma de gestão; e (iv) factível e simples de ser implementada pelo regulador para o caso brasileiro.

Partindo destes princípios, e incorporando os resultados do estudo das melhores práticas da regulação internacional, chegou-se aos seguintes itens para compor a proposta de metodologia de cálculo e implementação da eficiência dos custos operacionais para as distribuidoras brasileiras:

1. Tendo como foco criar grupos homogêneos com relação à fonte de heterogeneidade proveniente da forma de gestão e propriedade, as distribuidoras foram agrupadas analisando duas dimensões: (i) empresas públicas e privadas; e (ii) empresas pertencentes a *holdings*;
2. Uso dos produtos mercado, clientes e rede, os mais frequentes nos modelos utilizados nos diversos países, com o cuidado de corrigir o problema da multicolinearidade em relação a estas variáveis, por meio da técnica estatística de Análise de Componentes Principais;
3. Uso do TOTEX como insumo, conforme preferência dos reguladores para tratar o incentivo das distribuidoras de contabilizarem seus custos operacionais (OPEX) como investimentos (CAPEX);
4. Inclusão da má Qualidade como um insumo indesejável, por meio da variável ENS (Energia Não Suprida), para tratar o *trade-off* entre Qualidade e TOTEX;
5. Aplicação da metodologia SFA, recomendada como melhor abordagem a ser utilizada, quando da presença de quantidade de dados suficientes, como o caso do Brasil;
6. Tratamento da heterogeneidade das distribuidoras provenientes de características geográficas, condições climáticas, socioeconômicas e características técnicas, diretamente em um único passo na modelagem da função de custos, para evitar que este fator seja incorretamente atribuído à ineficiência/eficiência;
7. Tratamento correto da metodologia SFA quando aplicada a dados em painel, por meio do modelo SFA com Verdadeiros Efeitos Aleatórios (TRE);
8. Proposta efetiva de implementação do modelo de *benchmarking*, em termos de aumentar o incentivo a busca da eficiência operacional, tendo a preocupação adicional de manter o equilíbrio na questão da manutenção dos investimentos das distribuidoras em um nível prudente.

O item 1 da proposta é considerado o mais importante desta tese, pois trata da discussão da heterogeneidade proveniente da utilização pelas firmas de diferentes tecnologias. Um dos pressupostos mais importantes em análise de eficiência entre firmas é a questão da homogeneidade tecnológica, ou seja, as firmas operam com a mesma

tecnologia de produção, pertencendo à mesma fronteira tecnológica (FÄRE & LOVELL, 1978; RUSSELL, 1985). Por conseguinte, estes fatores não observáveis podem ser inadequadamente entendidos como ineficiência.

Para o tratamento da heterogeneidade tecnológica das distribuidoras, a partir de uma fronteira de custos orientada aos insumos, foi necessário trabalhar com a forma de gestão e propriedade das concessionárias de distribuição. É consenso que os custos operacionais são fortemente dependentes da gestão da empresa e podem ser reduzidos em função de avanços nas técnicas de gestão administrativa. No Brasil há, principalmente, duas dimensões de análise de grandes fontes de heterogeneidade nesta questão, que provocam diferenças significativas em produtividade e eficiência: (i) empresas públicas e privadas; e (ii) empresas pertencentes a *holdings*. O estudo mostrou, para as duas dimensões analisadas, ser consenso teórico e empírico, até mesmo entre os reguladores de energia, de sua importância e significância para a estimativa dos custos operacionais das empresas de distribuição.

Sendo assim, as distribuidoras foram divididas em três grupos homogêneos (*clusters*) contemplando a forma de gestão e propriedade, perfazendo assim a premissa de mesma tecnologia: Distribuidoras Públicas, Privadas Independentes e Privadas *Holding*. Esta *clusterização* mostrou ser estatisticamente significativa com respeito à eficiência e a produtividade dos grupos.

O item 2, com respeito aos produtos da função de custos orientada ao insumo, estimada com a forma funcional Cobb-Douglas, apresenta problema de multicolinearidade, dada a presença de forte relação linear entre os três produtos, tendo como consequência um aumento da real importância do mercado de energia (60%), em relação aos outros 2 produtos para a estimação da eficiência por meio do modelo COLS.

Desta forma, a multicolinearidade foi tratada por meio da técnica estatística de Análise de Componentes Principais (ACP), resultando na construção de uma Variável de Escala Composta (CSV), denominada componente principal (CP), que consolidou os 3 produtos em uma única variável. A metodologia proposta foi comparada ao modelo COLS, usado pela ANEEL, e ao método empregado pelo regulador de gás e eletricidade da Grã-Bretanha, OFGEM, para a construção de CSV. Os resultados empíricos obtidos a partir da

base de dados utilizada na Audiência Pública 040 (ANEEL 2011b) evidenciam a coerência na estimação da eficiência utilizando ACP, sendo o modelo mais equilibrado, e tendo a variável cliente maior importância, coerente com os resultados obtidos por NEUBERG (1977) e OFGEM (1999). A análise empírica também mostrou uma maior necessidade de aplicação de ACP nos *clusters*, devido ao elevado grau de multicolinearidade entre os três produtos dentro de cada *cluster*.

O item 5, seguindo as melhores práticas para a análise de eficiência utilizando modelos de *benchmarking*, em que a preferência é pelo modelo SFA, quando da presença de quantidade de dados suficientes, foi estimado para cada *cluster* via o modelo paramétrico SFA. Além disso, foi incorporado as heterogeneidades das distribuidoras diretamente ao modelo por meio da parametrização da distribuição do termo de ineficiência, inseridas na parametrização da média da distribuição Normal Truncada da ineficiência (STEVENSON, 1980), com o seu valor médio obtido em função dos fatores ambientais (variáveis Z) de cada área de concessão das distribuidoras – item 6.

Devido à necessidade da aplicação da função de custos com dois insumos, TOTEX e Qualidade (ENS), itens 3 e 4, foi necessário estudar os conceitos da Função Distância com Múltiplos Insumos (SHEPHARD, 1953, 1970), para viabilizar a sua aplicação.

A explicação do uso mais frequente pelos reguladores do TOTEX como insumo está no fato de que o tratamento de forma individual do OPEX e CAPEX traz, como consequências possíveis, *trade-off* entre eles. A aplicação de somente o OPEX como insumo acarreta em incentivo às distribuidoras de contabilizarem seus custos operacionais (OPEX) como investimentos (CAPEX). Para contornar este problema a solução é trabalhar como insumo o OPEX+CAPEX. Assim tem-se em uma só metodologia o incentivo às distribuidoras em reduzir seus custos e investir.

Sobre Qualidade, GROWITCH *et al.* (2010) enfatizam que a consideração da má qualidade nos modelos de *benchmarking* está no estado da arte atual da modelagem das eficiências nos diversos setores de energia. GIANNAKIS *et al.* (2004) concluem que, conceitualmente, é plausível e desejável integrar a qualidade do serviço e as despesas de capital na aferição e regulação por incentivos das redes de eletricidade, indicando um possível *trade-off* entre custos e qualidade de serviço. JAMASB & POLLITT (2003), em

um levantamento entre reguladores de distribuição de energia que têm utilizado *benchmarking*, evidenciaram empresas de distribuição que deslocam as despesas operacionais para despesas de capital, impactando com isto a qualidade do serviço. Os autores sugerem como melhor prática o Modelo TOTEX-Qualidade.

No item 7, a metodologia SFA foi aplicada a dados em painel. Nesta tese, foi discorrido sobre as várias abordagens desta aplicação, mostrando que para aplicações regulatórias, em que o interesse é mensurar a eficiência no último ano da janela de tempo, a premissa necessária para a aplicação de dados em painel é que a ineficiência seja variante no tempo e, assim, é permitido aplicar o modelo Verdadeiros Efeitos Aleatórios ou Fixos (GREENE, 2004, 2005).

A principal vantagem da utilização do modelo SFA com dados em painel proposto por W. Greene, Verdadeiros Efeitos Fixos (TFE) ou Verdadeiros Efeitos Aleatórios (TRE), é que permite separar o impacto das características próprias de cada firma, determinando as heterogeneidades não observadas das unidades individuais da ineficiência que varia no tempo. As características próprias da firma são capturadas no respectivo parâmetro constante no tempo (sendo fixa ou aleatória), e a ineficiência no termo do erro, que varia no tempo e entre distribuidoras.

Na aplicação para os *clusters* 1 e 2, em que a ineficiência é invariante no tempo, o modelo adotou dados em *cross-section*, SFA-NT. Já para o *cluster* 3, com a ineficiência variante no tempo, e partindo do resultado do teste estatístico de Hausman, foi utilizado o modelo SFA- TRE-NT com os dados na forma de um painel.

Os três modelos estimados apresentaram todos os seus parâmetros significantes e a análise de seus resíduos validando a utilização das metodologias em questão. A análise dos resultados, ao nível das distribuidoras, evidencia a coerência dos resultados dos modelos construídos. Além disto, os modelos construídos primaram em serem totalmente interpretáveis, parcimoniosos, estruturados, e utilizaram modelagem econométrica consagradas na literatura, sendo assim, factíveis de serem implementados pelo regulador.

Comparando os resultados da aplicação com o modelo da ANEEL desenvolvido no 3CRTP, foi verificado a grande mudança de *ranking* que a nova metodologia traz, explicada totalmente pelas análises ao nível das distribuidoras, a partir de mudanças

estruturais na metodologia. Desta forma, torna-se crítica e necessária a alteração da metodologia atual da ANEEL, para que seja corrigida a formação do *ranking* de eficiência das distribuidoras para um *ranking* mais adequado.

A partir da eficiência operacional das distribuidoras, foi proposta uma metodologia efetiva, em termos de aumentar o incentivo a busca da eficiência operacional, de implementar a eficiência calculada pelos modelos de *benchmarking* dentro da estrutura de regulação atual, *Price Cap*, com a preocupação adicional de manter o equilíbrio na questão da manutenção dos investimentos em um nível prudente – item 8.

Foi verificado que a metodologia de *benchmarking* da ANEEL para o 3CRTP não utilizou o resultado dos modelos em sua plenitude para incentivar a busca da eficiência dos custos por parte das distribuidoras: limitou a redução anual nos custos operacionais em 2%, e não premiou nenhuma distribuidora eficiente com possibilidade de aumento de seus custos. Mesmo assim, as empresas responderam ao limitado incentivo, de tal maneira que 52,5% das 59 distribuidoras aumentaram em mais de 5% sua eficiência operacional nos anos de 2011 e 2012, além de 6 distribuidoras conseguirem reduzir significativamente em mais de 10% o OPEX nestes 2 anos. Estes resultados mostram que as distribuidoras brasileiras responderam aos incentivos de eficiência e não convergiram para o conluio, indo ao encontro do argumento de BURNS *et al.* (2005) de que em setores regulados, desde que um número suficientemente grande de empresas estejam incluídas na análise comparativa, dificulta a decisão pelo conluio.

A proposta de implementação da metodologia de *benchmarking* partiu da premissa de que a estrutura de regulação atual para a estipulação do *VPB* proporciona equilíbrio nos investimentos das distribuidoras. Desta forma, procurou-se não alterar a estrutura da regulação atual de cálculo da Remuneração do Capital e QRR (CAPEX) de cada distribuidora. Por isto, foi adotada a mesma estratégia do regulador da Noruega (NORDREG, 2011), que constrói um modelo de *benchmarking* tendo o TOTEX como insumo, mas aplica a eficiência estimada apenas no OPEX.

Na busca de aprimorar ainda mais o incentivo ao investimento pelas distribuidoras, além da inclusão da qualidade como insumo no modelo, foi implementado um Prêmio por

meio do acréscimo de um incremento ao WACC regulatório, conforme sugestão de BURNS *et al.* (2005).

Desta forma, a regra de implementação dos modelos de *benchmarking*, apresentada para cada *cluster*, mostrou o percentual meta de repasse do OPEX à tarifa a ser alcançado no final do 4º. ano do ciclo tarifário, e o incremento de prêmio a ser somado ao WACC. O principal objetivo foi mostrar a lógica proposta de implementação dos resultados do modelo, cabendo ao regulador calibrar os parâmetros propostos.

De maneira geral a regra de implementação proposta, metodologia discutida no Capítulo 6, mostrou ser mais simples, intuitiva e factível de ser implementada, além de gerar um maior incentivo à eficiência dos custos operacionais, mantendo os investimento em um nível prudente, a partir das seguintes contribuições: (i) prêmio ao OPEX para as distribuidoras eficientes; (ii) rigidez e factibilidade na estipulação das metas de redução do OPEX para as ineficientes; (iii) prêmio as eficientes tendo um WACC diferenciado; (iv) tratamento das distribuidoras públicas por meio da “hipótese teórica” discutida no final do Capítulo 3, em que o regulador deve promover a eficiência do setor com políticas de incentivo a este *cluster* mais severo, reconhecendo como custos operacionais repassados para a tarifa, uma parcela menor, quando comparados aos outros dois *clusters*; (v) tratamento dos dois *clusters* das empresas privadas com semelhantes políticas de incentivos. O ganho de escala e escopo das distribuidoras pertencentes a *holding* é considerado na metodologia apenas por meio da estimativa da eficiência em separado para os dois grupos, não prejudicando as empresas independentes, e muito menos as *holdings*; (vi) incentivos dado pela própria formulação dos modelos de *benchmarking* para o cálculo da eficiência, discutida no Capítulo 5.

7.1 Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros destacam-se:

1. Estimação dos parâmetros para a implementação dos modelos de *benchmarking* (Seção 6.4), tendo como objetivo global metas setoriais de melhoria da eficiência operacional, estipuladas pelo regulador. Por meio de algoritmo de simulação para

estudar a dinâmica entre os agentes na questão da evolução da eficiência dos custos operacionais, investimentos e melhoria da qualidade do fornecimento, os parâmetros seriam determinados de maneira a tornarem possível a concretização dos objetivos globais no tempo desejado;

2. Dado o uso de modelos paramétricos (SFA) para a estimação da eficiência, utilização dos intervalos de confiança da eficiência estimada para as distribuidoras como *ranges* de tolerância para as metas utilizadas na implementação do modelo;
3. Quanto à *clusterização* das distribuidoras pela forma de gestão, estudo de uma terceira dimensão: forma de estrutura societária – empresas de capital aberto e fechado. As empresas de capital aberto, onde sua Governança Corporativa (forma de gestão) é constantemente avaliada pelos investidores, sociedade e legisladores, tendem a ser mais profissionais do que as empresas de capital fechado;
4. Adaptação da metodologia para construção dos modelos de benchmarking, construída nos Capítulos 3, 4 e 5, para as empresas do setor de Transmissão de Energia.

Referências Bibliográficas

- ABRADEE (2013). Entenda a Indústria de Energia Elétrica. Disponível em www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor.
- AGRELL, P.; BOGETOFT, P. (2003). Norm Models – AG2:V2 – Final Report.
- AIGNER, D.; LOVELL, C. A. K.; SCHMIDT, P. (1977). Formulation and estimation of stochastic frontier production function. *Journal of Econometrics*, v. 6, n. 1, p. 21-37.
- ANEEL (2010). Nota Técnica nº 265/2010-SRE/ANEEL. Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais.
- ANEEL (2011a). Nota Técnica nº 101/2011-SRE/ANEEL. Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais.
- ANEEL (2011b). Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL. Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais.
- ANEEL (2013a). Nota Técnica nº 452/2013-SRE/ANEEL. Aprimoramentos da metodologia de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica.
- ANEEL (2013b). Nota Técnica nº 494/2013-SRE/ANEEL. Disponibilização da Base de Dados.
- ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. (1994). *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. Cambridge: MIT Press.
- BALTAGI, B. H. (2005). *Econometric Analysis of Panel Data*. John Wiley & Sons Ltd.
- BANKER, R. D.; CHARNES, A.; COOPER, W. W. (1984). Models for the Estimation of Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis. *Management Science*, 30, 1078-1092.
- BANKER, R. D.; NATARAJAN, R. (2004). Statistical Tests Based on DEA Efficiency Scores.
- BANKER, R. D.; NATARAJAN, R. (2008). Evaluating Contextual Variables Affecting Productivity using Data Envelopment Analysis. *Operations Research*, 56(1), 48- 58.
- BATTESE, G. & COELLI, T. (1988). Prediction of Firm-Level Technical Efficiencies with a Generalized Frontier Production Function and Panel Data. *Journal of Econometrics* 38, 387–99.
- BATTESE G. & COELLI, T. (1992). Frontier Production Functions, Technical Efficiency and Panel Data: With Application to Paddy Farmers in India”. *Journal of Productivity Analysis* 3, 153–69.
- BATTESE, G. E.; RAO, D. S. P. R.; O’DONNELL, C. J. (2004) *A Metafrontier Production Function for Estimation of Technical Efficiencies and Technology Gaps for Firms Operating Under Different Technologies*. *Journal of Productivity Analysis*, 21, 91–103. Kluwer Academic Publishers.
- BAUER, P. W. (1990). Recent developments in the econometric estimation of frontiers. *Journal of Econometrics*, North-Holland, v. 46, p. 39-56.

- BAZARAA, M. S.; SHERALI, H. D.; SHETTY, C. M. (1993). *Nonlinear Programming*. 2nd Ed., John Wiley.
- BOGETOFT, P; OTTO, L. (2010). *Benchmarking with DEA, SFA, and R*. Springer, 2010.
- BÖS, D. (1991). *Privatization e a Theoretical Treatment*. OUP, Oxford.
- BRAGANÇA, G. G. F.; CAMACHO, F. T. (2012). Uma Nota sobre o Repasse de Ganhos de Produtividade em Setores de Infraestrutura no Brasil (fator x). Radar: tecnologia, produção e comércio exterior. IPEA - n. 22.
- BURNS, P.; JENKINS, C.; RIECHMANN, C. (2005). The role of benchmarking for yardstick competition. *Utilities Policy* 13.
- CAMBINI, C.; FUMAGALLI, E.; CROCE, A. (2012). Output-based incentive regulation: benchmarking with quality of supply in electricity distribution. *Energy Economics*.
- CCEE (2012). *Visão Geral das Operações na CCEE*.
- CEPA (2003). *Background to Work on Assessing Efficiency for the 2005 Distribution Price Control Review*. Report prepared for Ofgem. Cambridge Economic Policy Associates Ltd. November 2003.
- CHAMBERS, C.; MILLER, A. D. (2012). *Inefficiency Measurement*. American Economic Journal: Microeconomics.
- CHANDLER Jr, A. D. (1990). *Scale and Scope*. Cambridge, Massachusetts. Harvard University Press.
- CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES, E. (1978). Measuring the Inefficiency of Decision Making Units. *European Journal of Operational Research* 2(6), 429–444.
- COBB, C. W.; DOUGLAS, P. H. (1928). A Theory of Production. *Am. Econ. Rev. Supplement* 18: 139-165.
- COELLI, T.J.; ESTACHE, A.; PERELMAN, S.; TRUJILLO, L. (2003). *A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*. World Bank Institute Development Studies.
- COELLI, T. J.; RAO, D. S.; O'DONNELL, C. J.; BATTESE, G. E. (2005). *An introduction to efficiency and productivity analysis*. Springer, New York.
- COELLI, T.J.; GAUTIER, A.; PERELMAN, S.; SAPLACAN-POP, R. (2013). Estimating the cost of improving quality in electricity distribution: A parametric distance function approach. *Energy Policy* 53, 287-297.
- CORNWELL, C.; SCHMIDT, P.; SICKLES, R. (1990). “Production Frontiers with Cross-Sectional and Time-Series Variation in Efficiency Levels”. *Journal of Econometrics* 46, 185–200.
- COSTELLO, A. B.; OSBORN, J. W. (2005). *Best Practices in Exploratory Factor Analysis: Four Recommendations for Getting the Most From Your Analysis*, *Practical Assessment, Research & Evaluation* 10(7).
- CULLMANN, A. (2009). *Benchmarking and Firm Heterogeneity in Electricity Distribution: A Latent Class Analysis of Germany*, DIW Discussion Papers No 881.

- DOLL, J. P. (1974). On Exact Multicollinearity and the Estimation of the Cobb-Douglas Production Function. *American Journal of Agricultural Economics*, Vol. 56, no.3, pp. 556-563.
- FÄRE, R.; LOVELL, C. K. (1978). Measuring the technical efficiency of production. *Journal of Economic Theory*, 19(1), 150–162.
- FARE, R.; PRIMONT, D. (1995). *Multi-Output Production and Duality: Theory and Applications*, Kluwer Academic Publishers, New York.
- FARRELL, M. J. (1957). The Measurement of Productive Efficiency, *Journal of the Royal Statistical Society. Series A*. Vol. 120, n. 3, 253-290.
- FARSI, M.; FETZ, A.; FILIPPINI, M. (2005). Benchmarking Analysis in Transmission and Distribution of Electricity. CEPE, report n°4 and working paper SESSA.
- FARSI, M.; FILIPPINI, M.; GREENE, W.H. (2006). Application of Panel Data Models in Benchmarking Analysis of the Electricity Distribution Sector. *Annals of Public and Cooperative Economics*, 77(3), 271-290.
- FRONTIER ECONOMICS (2010) “RPI-X@20: The RPI-X@20: The future role of benchmarking in regulatory reviews”, A Final Report Prepared for Ofgem.
- FUMAGALLI, E.; Lo SCHIAVO, L.; DELESTRE, F. (2007). *Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail*. Springer.
- GIANNAKIS, D.; JAMASB, T.; POLLITT, M., (2004). “Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks”, *Energy Policy* 33, 2256–2271.
- GREENE, W. H. (2004). Fixed and Random Effects in Stochastic Frontier Models, *Journal of Productivity Analysis*, 23, pp. 7–32.
- GREENE, W. H. (2005). Reconsidering heterogeneity in panel data estimators of the stochastic frontier model. *Journal of Econometrics*, 126(2):269–303.
- GREENE, W. H. (2008). *The Econometric Approach to Efficiency Analysis*, in the *Measurement of Efficiency*, H. Fried, K. Lovell and S. Schmidt, eds., Oxford University Press.
- GROWITSCH, C.; JAMASB, T.; WETZEL, H. (2010). *Efficiency Effects of Quality of Service and Environmental Factors: Experience from Norwegian Electricity Distribution*. EWI Working Paper No. 10/03, Institute of Energy Economics at the University of Cologne.
- GUJARATI, D. (2006). *Econometria Básica*. Elsevier Editora Ltda.
- HANEY A. B.; POLLITT, M. (2009). *Efficiency analysis of energy networks-an international survey of regulators*, University of Cambridge. Cwpe 0926 & eprg 0915.
- HANSMANN, H. (1988). Ownership of the firm, *Journal of Law Economics and Organization* 4, 267–304.
- HAUSMAN, J. A. (1978). Specification Tests in Econometrics. *Econometrica*, vol. 46, p. 1251-1271.

- HOTELLING, H. (1933). Analysis of a complex of statistical variables into principal components. *J. Educ. Psychol.*, 24, 417–441, 498–520.
- HOTELLING, H. (1957). The relations of newer multivariate statistical methods to factor analysis. *Brit. H. Stat. Psychol.*, 10, 69-79.
- HOUGAARD, J. L. (1994). Produktivitetsanalyse af Dansk Elproduktion. AKF- rapport, AKF Forlag, Copenhagen.
- JAMASB, T.; POLLITT, M. (2001). Benchmarking and regulation: international electricity experience. *Utilities Policy* 9, 107-138.
- JAMASB, T.; POLLITT, M. (2003). International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. *Energy Policy* 31, 1609–1622.
- JAMASB, T.; POLLITT, M. (2007). Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain. *Energy Policy* 35(12): 6163-6187.
- JAMASB, T.; OREA, L.; POLLITT, M. (2012). Estimating the marginal cost of quality improvements: The case of the UK electricity distribution companies. *Energy Economics* 34 (2012): 1498-1506.
- JOLLIFFE, I.T. (2002). *Principal component analysis*. Second Edition. Springer New York.
- JOSKOW, P. L. (2008). Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, Special Issue. *The Future of Electricity*.
- KENDALL, M. G. (1957). *A Course in Multivariate Analysis*. London: Griffin.
- KUMBHAKAR, S. C. (1987). Production Frontiers and Panel Data: An Application to U.S. Class 1 Railroads. *Journal of Business & Economic Statistics* 5, 249–255.
- KUMBHAKAR, S. C. (1990). Production Frontiers, Panel Data and Time-Varying Technical Inefficiency. *Journal of Econometrics* 46, 201–211.
- KUMBHAKAR, S. C.; HJALMARSSON, L. (1998). Relative performance of public and private ownership under yardstick competition. *European Economic Review* 42, 97-122.
- KUMBHAKAR, S. C.; LOVELL, C.A. (2001). *Stochastic Frontier Analysis*. Cambridge University Press.
- LAPLANE, M. (2006). *Regulação do setor elétrico brasileiro: uma análise do custo regulatório*. Dissertação de Mestrado, Instituto de Economia, UNICAMP.
- MANKIW, N. G. (2010). *Principles of Economics*. Cengage Learning.
- MARQUARDT, D. W. (1970). Generalized inverses, ridge regression, biased linear estimation, and nonlinear estimation. *Technometrics*, 12, 591–612.
- MASSY, W. F. (1965). Principal components regression in exploratory statistical research. *Journal of the American Statistical Association*, 60(309), 234-256.
- MEEUSEN, W.; BROECK, J. VAN DEN. (1977). Efficiency estimation from cobb-douglas production functions with composed error. *International Economic Review*, v. 18, n. 2, p. 435-444.

- MOTA, R. (2004) Comparing Brazil and USA electricity distribution performance: what was the impact of Privatization? Cambridge Working Papers in economics CWPE 0423. The Cambridge-MIT Institute.
- NEUBERG, L. G. (1977). Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems. *The Bell Journal of Economics*, Vol. 8. No.1, Spring, pp. 303-323.
- NORDREG (2011). Economic regulation of electricity grids in Nordic countries. Nordic Energy Regulators – Report.
- OFGEM (1999). Review of Public Electricity Suppliers 1998-2000. Distribution Price Control Review. Consultation Paper.
- OFGEM (2003). Developing monopoly price controls. Update document, Consultation Document, February, Office of Gas and Electricity Markets, London.
- OREA, L.; KUMBHAKAR, S. C. (2004). Efficiency measurement using a latent class stochastic frontier model. *Empirical Economics*, 29 (1):169–183.
- PEARSON, K. (1901). On lines and planes of closest fit to systems of points in space. *Phil. Mag.* (6), 2, 559–572.
- PLAGNET, M. A. (2006). Use of Benchmarking Methods in Europe in the Electricity Distribution Sector. Conference on Applied. Infrastructure Research.
- POSSAS, M. L.; PONDE, J. L.; FAGUNDES, J. (1997). Regulação da Concorrência em Setores de Infra-estrutura no Brasil: um Enfoque Alternativo. *ARCHÊ*, Rio de Janeiro, v. 6, n.16, p. 117-150
- PIRES, J. C.; PICCININI, M. S. (1998). Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: A Experiência Internacional e o caso Brasileiro. Texto para discussão n 64 do BNDES.
- PITT, M. M. & LEE, L. F. (1981). Measurement and Sources of Technical Inefficiency in the Indonesian Weaving Industry. *Journal of Development Economics* 9, 43–64.
- POUDINEH, R.; JAMASB, T. (2013). Investment and Efficiency under Incentive Regulation: The Case of the Norwegian Electricity Distribution Networks. EPRG Working Paper 1306 and Cambridge Working Paper in Economics 1310, Cambridge, UK.
- PRODIST (2012). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – ANEEL.
- PRORET (2011). Procedimentos de Regulação Tarifária – ANEEL.
- QUANTUM (2010). Levantamento Internacional e pesquisa acadêmica da experiência em benchmarking. Relatório Final – ABRADÉE.
- RAMANATHAN, R. (1998) *Introductory Econometrics with applications*. Forth Edition. Harcourt College Publishers.
- RAMOS-REAL, F.; TOVAR, B.; IOOTTY, M.; ALMEIDA, E. F.; QUEIROZ, H. (2009). The evolution and main determinants of productivity in Brazilian electricity distribution 1998-2005: na empirical analysis, *Energy Economics*, 298-305.

- RES_414 (2010). Resolução Normativa no. 414/2010 - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Direitos e Deveres do Consumidor de Energia Elétrica – ANEEL.
- RESENDE, M. (2002). Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution. *Energy Policy* 2002; 30 (8); 637-647.
- RICHMOND, J. (1974). Estimating the Efficiency of Production. *International Economic Review*, v.15, n.2, p.515-521.
- ROSSI, M. A.; RUZZIER, C. A. (2000). On the regulatory application of efficiency measures. *Utilities Policy* 9: 81-92.
- RUMMEL, R. J. (1970). *Applied Factor Analysis*. Evanston, Ill.: Northwestern University Press.
- RUSSELL, R. (1985). Measures of technical efficiency. *Journal of Economic Theory*, 35(1), 109–126.
- SANTOS, R. T. (2004). A Diversidade regional e o dilema do modelo regulatório na telefonia fixa no Brasil. *Nova Economia*, vol.14, no 4, jan-abr, 2004, pp. 153-179.
- SCHMIDT, P.; SICKLES, R. (1984). Production Frontiers with Panel Data. *Journal of Business and Economic Statistics*, 2, pp. 367-374.
- SCOTT, P.; FALCONE, S. (1998). Comparing Public and Private Organizations: Na Exploratory Analysis of three Frameworks. *The American Review of Public Administration*, 28, p.126.
- SEMOLINI, R.; XAVIER, S. S.; BALLINI, R.; MAIA, A. G. (2014). Eficiência dos Custos Operacionais das Empresas de Distribuição de Energia no Brasil: Utilização de Variável de Escala Composta como Produto. V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, Foz do Iguaçu-PR.
- SHAPIRO, S. S.; WILK, M. B. (1965). An analysis of variance test for normality (complete sample). *Biometrika*, Great Britain, v. 52, n. 3, p. 591-611.
- SHEPHARD, R. W. (1953). *Cost and Production Functions*. Princeton University Press, Princeton.
- SHEPHARD, R. W. (1970). *Theory of Cost and Production Functions*, Princeton University Press, Princeton.
- SHLEIFER, A. (1985). A Theory of Yardstick Competition. *Rand Journal of Economics*, 16, nº 3, pp. 319-327.
- SIMAR, L.; WILSON, P. W. (2007). Estimation and Inference in Two-Stage, semi-parametric models of production. *Journal of Econometrics*, 136, 31-64.
- STEVENSON, R. (1980). Likelihood Functions for Generalized Stochastic Frontier Estimation. *Journal of Econometrics*, 13, pp. 58–66.
- TAVARES, M. C. (2005). Vinte anos de política fiscal no Brasil: dos fundamentos do novo regime à Lei de Responsabilidade Fiscal. *Revista de Economia & Relações Internacionais*. v.4. n.7 jul 2005.

TSIONAS, E. G. (2002). Stochastic Frontier Models with Random Coefficients. *Journal of Applied Econometrics* 17, 127–147.

UEDA, T.; HOSHIAI, Y. (1997). Application of Principal Component Analysis for parsimonious summarization of DEA inputs and/or outputs. *Journal of the Operations Research Society of Japan*. Vol. 40, No. 4.

VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON, J. E. (2000). *Economics of Regulation and Antitrust*. 3rd ed. The MIT Press, Cambridge, MA.

WOOLDRIDGE, J. M. (2002). *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*. The MIT Press, Cambridge, MA.

YU, W.; JAMASB, T.; POLLITT, M. (2009). Willingness-to-Pay for Quality of Service: An Application to Efficiency Analysis of the UK Electricity Distribution Utilities, *The Energy Journal* 30(4).1-48.

Apêndice I:

Descrição das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil

Observações sobre a Tabela A.1:

- Neste trabalho o termo *holding* refere-se às distribuidoras privadas pertencentes a grupos com mais do que uma distribuidora privada operando no Brasil;
- Os dados da Tabela A.1 são referentes ao ano de 2012, último ano do banco de dados utilizado na modelagem da eficiência das distribuidoras;
- O Grupo Rede Energia foi adquirido pelo Grupo Energisa em 2013;
- A CELG foi adquirida pelo Grupo Eletrobrás em 2014;
- A distribuidora LIGHT é controlada pelo Grupo CEMIG, que sendo pertencente ao grupo das distribuidoras públicas, não foi considerado como uma *holding*;
- Das 63 distribuidoras de energia foram analisadas nesta tese 59, devido a 4 distribuidoras não divulgarem suas informações completas para a ANEEL: CEA, CERON, CERR e FORCECEL.

Tabela A.1: Descrição das Distribuidoras de Energia – Ano de 2012

Sigla	Nome	Estado	Origem	Holding
Cluster Públicas				
AME	ELETROBRAS Amazonas Energia	AM	Público (Federal)	Eletrobrás
BOA_VISTA_ENERGIA	ELETROBRAS Distribuição Roraima	RR	Público (Federal)	Eletrobrás
CEAL	ELETROBRAS Distribuição Alagoas	AL	Público (Federal)	Eletrobrás
CEB	Companhia Energética de Brasília	DF	Público (Estadual)	
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica	RS	Público (Estadual)	
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S. A.	SC	Público (Estadual)	
CELG	Companhia Energética de Goiás	GO	Público (Estadual)	
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais	MG	Público (Estadual)	
CEPISA	ELETROBRAS Distribuição Piauí	PI	Público (Federal)	Eletrobrás
COPEL	Companhia Paranaense de Energia	PR	Público (Estadual)	
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	Público (Municipal)	
DME-PC	DME Distribuição S.A.	MG	Público (Municipal)	
ELETROACRE	ELETROBRAS Distribuição Acre	AC	Público (Federal)	Eletrobrás
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S.A	RS	Público (Municipal)	
Cluster Privadas Independentes				
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	Privado	
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR	Privado	
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC	Privado	
JOAOCESA	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	SC	Privado	
EFLUL	Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda.	SC	Privado	
ELEKTRO	ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A.	SP/MS	Privado	
SANTAMARIA	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	ES	Privado	
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S.A	RS	Privado	
IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	SC	Privado	
LIGHT	LIGHT Serviços de Eletricidade S.A.	RJ	Privado	
MUXFELDT	Muxfeldt, Marin & Cia Ltda.	RS	Privado	
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE	Privado	
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma	RS	Privado	
Cluster Privadas Holding				
AES SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	RS	Privado	AES
AMPLA	AMPLA Energia e Serviços S.A.	RJ	Privado	Endesa
BANDEIRANTE	BANDEIRANTE Energia S.A.	SP	Privado	EDP
CAIUA	Caiuá Serviços de Eletricidade S.A.	SP	Privado	Rede Energia
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A.	PA	Privado	Equatorial Energia
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	Privado	Neoenergia
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	TO	Privado	Rede Energia
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	MA	Privado	Equatorial Energia
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S. A.	MT	Privado	Rede Energia
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	PR	Privado	Rede Energia
CJE	Companhia Jaguari de Energia	SP	Privado	CPFL Energia
MOCOCA	Companhia Luz e Força Mococa	SP/MG	Privado	CPFL Energia
SANTACRUZ	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP/PR	Privado	CPFL Energia
NACIONAL	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP	Privado	Rede Energia
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	Privado	Neoenergia
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	Privado	Endesa
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	Privado	Neoenergia
CPEE	Companhia Paulista de Energia Elétrica	SP	Privado	CPFL Energia
CPFL PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP	Privado	CPFL Energia
CPFL PAULISTA	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	Privado	CPFL Energia
CSPE	Companhia Sul Paulista de Energia	SP	Privado	CPFL Energia
EBO	Energisa Borborema	PB	Privado	Grupo Energisa
EVP	Empresa de Eletricidade Vale do Parapanema S.A.	SP	Privado	Rede Energia
BRAGANTINA	Empresa Elétrica Bragantina S.A.	SP/MG	Privado	Rede Energia
ELETROPAULO	Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	SP	Privado	AES
EMG	Energisa Minas Gerais	MG	Privado	Grupo Energisa
ENERSUL	Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A	MS	Privado	Rede Energia
ENF	Energisa Nova Friburgo	RJ	Privado	Grupo Energisa
EPB	Energisa Paraíba	PB	Privado	Grupo Energisa
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A	ES	Privado	EDP
ESE	Energisa Sergipe	SE	Privado	Grupo Energisa
RGE	Rio Grande Energia S.A.	RS	Privado	CPFL Energia