

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Sandra de Sousa Xavier**

**Análise de Eficiência Técnica das Concessionárias de  
Distribuição de Energia Elétrica utilizando DEA (*Data  
Envelopment Analysis*) e Redes Unificadas**

Tese submetido ao Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para  
obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Co-orientadora: Profa. Dra. Ana Lúcia Miranda Lopes

Abril de 2015  
Itajubá

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Sandra de Sousa Xavier**

**Análise de Eficiência Técnica das Concessionárias de  
Distribuição de Energia Elétrica utilizando DEA (*Data  
Envelopment Analysis*) e Redes Unificadas**

Tese aprovada por banca examinadora em 09 de  
abril de 2015, conferindo ao autor o título de *Doutor  
em Engenharia Elétrica*.

**Banca Examinadora:**

Profa. Ana Lúcia Miranda Lopes (Co-orientadora)

Prof. Edson de Oliveira Pamplona

Prof. Francisco Anuatti Neto

Prof. José Francisco Moreira Pessanha

Prof. José Wanderley Marangon Lima (Orientador)

Profa. Luana Medeiros Marangon Lima

Itajubá  
2015

*“ Que a inspiração chegue não depende de mim,  
a única coisa que posso fazer é garantir que ela  
me encontre trabalhando ”.*  
*Picasso*

## AGRADECIMENTOS

Dedico esta tese à minha irmãzinha Sílvia de Sousa Xavier, que durante a sua rápida passagem pela vida me ensinou muito sobre coragem e amor.

Agradeço a Deus e a minha família pelo amor, compreensão e apoio incondicionais.

Ao professor orientador José Wanderley Marangon Lima pelos ensinamentos, paciência e principalmente por dividir comigo o seu conhecimento.

À professora co-orientadora Ana Lúcia Miranda Lopes pelo encorajamento, incentivo e ensinamentos.

Ao professor Armando Martins Leite da Silva pelas sugestões e incentivo.

Aos demais professores que durante o doutorado compartilharam generosamente seus conhecimentos comigo e com meus colegas.

Ao programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UNIFEI, pela sua indiscutível qualidade de ensino e pesquisa.

Agradeço a CAPES pelo incentivo financeiro durante parte da realização do trabalho e pelo incentivo à pesquisa em nosso país.

A Elektro por ter me dado a oportunidade de conhecer na prática os conceitos teóricos apresentados nesta tese, principalmente a ajuda de meus colegas Saulo Castilho e Robinson Semolini. A todos os meus colegas de trabalho que direta, ou indiretamente, contribuíram para esta tese.

A todos os meus colegas de doutorado pelas sugestões, críticas e pelo companheirismo durante esta importante fase de nossas vidas. Da mesma forma, sou grata aos meus amigos pessoais que também me incentivaram e entenderam meus momentos de ausência.

## RESUMO

Nos últimos anos, o setor elétrico tem passado por grandes mudanças, especialmente na regulação econômica. Depois de receber várias críticas, a regulação pelo custo do serviço vem sendo substituída pela regulação por incentivos. O objetivo principal desta regulação é o estímulo à eficiência empresarial.

Este estudo propõe uma forma alternativa de aplicação da metodologia *Data Envelopment Analysis* (DEA) para o caso brasileiro, caracterizado por grandes extensões territoriais: o uso das Redes Unificadas (RU) no segmento de distribuição para regionalizar a área de concessão e em seguida analisar a eficiência separadamente.

Muitos reguladores utilizam a distribuidora como Unidade Tomadora de Decisão (do inglês, *Decision Making Unit* – DMU) na regulação de preços, quando técnicas de *benchmarking* são empregadas. Contudo, no Brasil, a qualidade é medida em detalhes através dos conjuntos de unidades consumidoras, ou seja, a qualidade é medida considerando partes menores da empresa.

Dado que a eficiência não pode ser analisada sem considerar os aspectos de qualidade e as características ambientais da área de concessão da distribuidora, este estudo busca um equilíbrio entre gerenciamento, qualidade, ambiente e custos.

Portanto, as principais contribuições deste estudo são: a criação de um instrumento direcionador para aumento do incentivo à eficiência técnica no segmento de distribuição, a redução do impacto da heterogeneidade presente nas distribuidoras brasileiras e a escolha de variáveis que são melhores medidas na análise de eficiência. Alguns exemplos com distribuidoras brasileiras são apresentados para mostrar as vantagens da abordagem proposta.

Palavras-chave:

Distribuição de Energia Elétrica, Regulação por Incentivos, *Data Envelopment Analysis*.

## ABSTRACT

During the last years, the electricity sector has experienced great changes, especially within the economic regulation. After receiving several criticisms, the rate of return regulation has been replaced by incentive regulation. The main objective of this regulation is to stimulate business efficiency.

This study proposes an alternative application of Data Envelopment Analysis (DEA) to the Brazilian case, characterized by a large territory: the use of Unit Networks (UN) in the distribution segment to regionalize the concession area and then to analyse the efficiencies separately.

Many regulators use the entire distribution company as a Decision-Making Unit (DMU) for price regulation when benchmarking is applied. However, in Brazil, quality performance is measured in detail using sets of consuming units, i.e. quality is measured using small parts of the company.

Given that efficiency cannot be assessed without considering various aspects of quality performance and characteristics of the underlying environment in the utility's concession area, this study tries to find the tradeoff between management, quality, environment and costs.

Therefore, the main contributions of this study are: the establishment of a driver instrument for encouraging technical efficiency in the distribution segment, the impact reduction of Brazilian distribution companies' heterogeneity and the choice of variables that are better measures for an efficiency analysis. Some examples with Brazilian utilities are provided to show the advantages of the proposed approach.

Keywords:

Electricity Power Distribution, Incentive Regulation, Data Envelopment Analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Monopólio	13
Figura 2.2 - Comprador único	15
Figura 2.3 - Atacado	16
Figura 2.4 - Varejo	17
Figura 2.5 - Regimes regulatórios	23
Figura 3.1 - Conjunto de Possibilidades de Produção	28
Figura 3.2 - Isoquanta e conjunto eficiente	30
Figura 3.3 - Eficiência técnica e alocativa	33
Figura 3.4 - Função de Produção	34
Figura 3.5 - Koopmans <i>versus</i> Farrell	35
Figura 3.6 - Regressão Linear <i>versus</i> DEA	38
Figura 3.7- Retornos de escala	41
Figura 3.8 - Eficiência técnica e de escala	42
Figura 3.9 - Fronteiras de eficiência	43
Figura 3.10 - Variáveis ambientais	49
Figura 3.11 – Perspectivas de regulação	51
Figura 3.12 - Fluxo de potência com geradores A, B e C	52
Figura 3.13 - Fluxo de potência do gerador A	52
Figura 3.14 - Fluxo de potência do gerador B	53
Figura 3.15 - Fluxo de potência do gerador C	53
Figura 3.16 - Exemplo RU importadoras e exportadoras	54
Figura 3.17- Sistema fictício completo	55
Figura 3.18 - Sistema fictício equivalentado	56
Figura 4.1 - Determinação de metas DEC	68
Figura 4.2 - Metodologia custos operacionais	73
Figura 4.3 - Função distância-produto	78
Figura 4.4 - Malmquist	80
Figura 4.5 - Fluxograma primeira etapa	83
Figura 4.6 - Processo de privatização inglês	92
Figura 4.7 - Distribuidoras Reino Unido	93
Figura 4.8 - <i>Electricity Pool</i>	94
Figura 4.9 - Metodologia análise de custos: Reino Unido	98
Figura 4.10 - Cálculo da receita teto e da receita permitida	107
Figura 5.1 -Metodologia adotada	110
Figura 6.1 - Energia <i>versus</i> rede (RU)	129
Figura 6.2 - Energia <i>versus</i> capacidade (RU)	129
Figura 6.3 - Energia <i>versus</i> empregados (RU)	129
Figura 6.4 - Consumidores <i>versus</i> rede (RU)	130

## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 6.5 - Consumidores <i>versus</i> capacidade (RU)	130
Figura 6.6 - Consumidores <i>versus</i> empregados (RU)	130
Figura 6.7 - Produtividade: energia por quilômetro de rede (RU)	141
Figura 6.8 - Produtividade: energia por capacidade do transformador (RU)	141
Figura 6.9 - Produtividade: energia por empregado (RU)	142
Figura 6.10 - Produtividade: consumidor por quilômetro de rede (RU)	142
Figura 6.11 - Produtividade: consumidor por capacidade do transformador (RU)	143
Figura 6.12 - Produtividade: consumidor por empregado (RU)	143
Figura 6.13 - Valores observados e metas projetadas (RU)	149
Figura 6.14 - Energia <i>versus</i> rede (Dist.)	151
Figura 6.15 - Energia <i>versus</i> capacidade (Dist.)	151
Figura 6.16 - Energia <i>versus</i> empregados (Dist.)	152
Figura 6.17 - Consumidores <i>versus</i> rede (Dist.)	152
Figura 6.18 - Consumidores <i>versus</i> capacidade (Dist.)	152
Figura 6.19 - Consumidores <i>versus</i> empregados (Dist.)	153
Figura 6.20 - Valores observados e metas projetadas (Dist.)	158
Figura 6.21 - Número de consumidores por Rede Unificada - CEMIG	161
Figura 6.22 - Energia distribuída por Rede Unificada - CEMIG	162
Figura 6.23 - Número de empregados por Rede Unificada – CEMIG	162
Figura 6.24 - Extensão da rede por Rede Unificada – CEMIG	163
Figura 6.25 - Capacidade do transformador por Rede Unificada – CEMIG	163
Figura 6.26 - <i>Benchmarking</i> interno	165



## LISTA DE TABELAS

---

Tabela 2.1 - Diferenças entre modelos	18
Tabela 4.1 - Principais transações	61
Tabela 4.2 - Aspectos das interrupções	63
Tabela 4.3 - Componente Q do Fator X	70
Tabela 4.4 - Índice insumo	76
Tabela 4.5 - Índice do produto	77
Tabela 4.6 - Participações	77
Tabela 4.7 - Média anual Tornqvist	78
Tabela 4.8 - Média anual Malmquist	81
Tabela 4.9 - Regressão COLS	84
Tabela 4.10 - Média dos escores de eficiência	84
Tabela 4.11 - Regressão segundo estágio	85
Tabela 4.12 - Resultado Final	87
Tabela 4.13 – Exemplo ilustrativo: Coelba	88
Tabela 4.14 - <i>Drivers</i> usados nas regressões	100
Tabela 5.1 - Amostra por região	112
Tabela 5.2 - Relevância de escala	112
Tabela 5.3 - Relevância econômica	112
Tabela 5.4 - Variáveis utilizadas no setor elétrico	114
Tabela 5.5 - Exemplo ilustrativo: formação das Redes Unificadas	118
Tabela 5.6 - Redes Unificadas e conjuntos por distribuidora	118
Tabela 5.7 - Resumo estatístico – Valores Absolutos (Dist.)	119
Tabela 5.8 - Resumo estatístico– Valores Relativos (Dist.)	119
Tabela 5.9 - Resumo estatístico – Valores Absolutos (RU)	120
Tabela 5.10 - Resumo estatístico – Valores Relativos (RU)	120
Tabela 5.11 - Correlação entre variáveis	121
Tabela 5.12 - Modelos avaliados	122
Tabela 5.13 - $R^2$ e Resultados ANOVA	123
Tabela 5.14 - Teste de escala das distribuidoras	125
Tabela 6.1 - Método Tobit (RU)	132
Tabela 6.2 - Escores de eficiência (RU)	134
Tabela 6.3 - Correlação resultados (RU)	138
Tabela 6.4 - <i>Benchmarks</i> (RU)	140
Tabela 6.5 - Impacto dos <i>benchmarks</i> (RU)	144
Tabela 6.6 - Folgas na produção (RU)	147
Tabela 6.7 - Método Tobit (Dist.)	154
Tabela 6.8 - Escores de eficiência (Dist.)	155
Tabela 6.9 - Correlação resultados (Dist.) (Distribuidora)	156
Tabela 6.10 - <i>Benchmarks</i> (Dist.)	157

## LISTA DE TABELAS

---

Tabela 6.11 - Folgas na produção (Dist.)	157
Tabela 6.12 - Produtividade parcial CEMIG	164
Tabela 6.13 - Comparação entre abordagens	168
Tabela 6.14 - Correlação dos resultados: RU <i>versus</i> Distribuidoras	169

## LISTA DE ABREVIATURAS

---

ANOVA – *Analysis of Variance*.

COLS – *Corrected Ordinary Least Square*.

CPP – Conjunto de possibilidades de produção.

CRS – Modelo DEA desenvolvido por Charnes, Cooper e Rhodes.

DEA – Análise por Envoltória de Dados, do inglês – *Data Envelopment Analysis*.

DMU – Como é chamada uma unidade em DEA, do inglês – *Decision Making Units*.

ER – Empresa de Referência.

PPL – Problema de Programação Linear.

RU – Rede Unificada.

SAIDI - *System Average Interruption Duration Index*.

SAIFI - *System Average Interruption Frequency Index*.

VRS – Modelo DEA desenvolvido por Banker, Charnes e Cooper.

# SUMÁRIO

---

Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1 Objetivo.....	2
1.2 Justificativa .....	3
1.3 Estrutura do trabalho .....	9
Capítulo 2 - Regulação no segmento de distribuição .....	11
2.1 Introdução .....	11
2.2 Fundamentos da reestruturação .....	13
2.3 Formas de regulação.....	18
2.3.1 Regulação tradicional.....	18
2.3.2 Regulação por incentivos .....	19
2.3.2.1 Regulação por limites de preço .....	20
2.3.2.2 Regulação por comparação .....	23
Resumo.....	25
Capítulo 3 – Análise de eficiência.....	27
3.1 Introdução .....	27
3.2 Revisão conceitual da análise de eficiência .....	27
3.2.1 Tecnologia da Produção .....	28
3.2.2 Eficiência no Processo Produtivo .....	30
3.3 <i>Data Envelopment Analysis</i> .....	36
3.3.1 Modelos Clássicos.....	38
3.3.2 Modelo em dois estágios .....	47
3.4 Redes Unificadas: unidade de planejamento e operação.....	50
3.4.1 Área de Influência .....	52
3.4.2 Etapas para definição da Área de Influência .....	53
Resumo.....	56
Capítulo 4 - Regulação da qualidade do serviço e dos preços .....	58
4.1 Introdução .....	58
4.2 Regulação da qualidade do serviço .....	58
4.2.1 Atendimento comercial .....	60
4.2.2 Conformidade.....	62
4.2.3 Continuidade .....	62
4.2.4 Modelo ANEEL de regulação da qualidade do serviço .....	64
4.3 Regulação dos preços.....	72

4.3.1 Metodologia .....	72
4.3.1.1 Primeira Etapa .....	73
4.3.1.2 Segunda Etapa .....	83
4.3.2 Contribuições dos agentes .....	89
4.4 Experiência internacional .....	91
4.4.1 Reino Unido .....	92
4.4.2 Noruega .....	102
Resumo .....	109
Capítulo 5 - Metodologia .....	110
5.1 Introdução .....	110
5.2 Definição e seleção das <i>Decision Making Units</i> .....	111
5.3 Seleção das variáveis .....	113
5.4 Análise estatística .....	117
5.5 Modelos avaliados e teste de escala .....	122
5.5.1 Modelos avaliados .....	122
5.5.2 Teste de escala .....	124
Resumo .....	126
Capítulo 6 - Resultados .....	127
6.1 Introdução .....	127
6.2 Redes Unificadas .....	128
6.2.1 Análise de produtividade parcial .....	128
6.2.2 Resultado dos modelos de eficiência .....	132
6.2.3 <i>Benchmarks</i> .....	139
6.2.4 Folgas .....	145
6.2.5 Metas .....	149
6.3 Distribuidoras .....	150
6.3.1 Análise de produtividade parcial .....	150
6.3.2 Resultado dos modelos de eficiência .....	154
6.3.3 <i>Benchmarks</i> .....	156
6.3.4 Folgas .....	157
6.3.5 Metas .....	158
6.4 <i>Benchmarking</i> interno .....	159
6.5 Comparação entre abordagens: Rede Unificada e distribuidora .....	167
Resumo .....	170
Capítulo 7 - Conclusões .....	173
7.1 Aspectos gerais .....	173

7.2 Principais contribuições .....	176
7.3 Desenvolvimentos futuros.....	178
Referência Bibliográfica .....	179
Anexo A– Produtividade Parcial – Redes Unificadas.....	186
Anexo B – Eficiência: Redes Unificadas .....	190
Anexo C – Meta proporcional e global - Redes Unificadas.....	193
Anexo D – Produtividade Parcial – Distribuidoras.....	203
Anexo E – Meta proporcional e global – Distribuidoras.....	204

## Capítulo 1 – Introdução

Os processos de introdução de mecanismos de competição no setor elétrico têm pautado na segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição. Esta segregação se faz necessária para separar as atividades que tem características monopolísticas das que podem ser liberadas para o mercado.

A transmissão e a distribuição de energia elétrica são caracterizadas como monopólio natural, já que se duas ou mais empresas competissem na prestação deste serviço, cada uma teria que bancar os custos fixos elevados associados à construção e operação das redes. Assim, o custo total médio da energia tenderia a ser menor se apenas uma empresa atuasse no mercado. Caso existissem duas empresas concorrendo neste tipo de mercado, elas fatalmente tenderiam a se fundir para ganhar escala e poder prover os serviços de transporte com custos menores.

Como nos monopólios naturais dos serviços de utilidade pública a demanda é quase inelástica e não há ameaça de competição, as empresas monopolistas não possuem incentivos para reduzir custos e melhorar a eficiência. Dessa forma, as vantagens econômicas de se ter uma única empresa que produz bens e serviços não são melhor aproveitadas em decorrência do aumento dos preços e da diminuição da qualidade, o que resulta na apropriação de lucros excessivos pelos monopólios (SALES, 2011).

Diante do exposto, o Estado pode intervir no monopólio com o objetivo de diminuir os possíveis efeitos nocivos para a sociedade através de uma regulação que consiga espelhar o ambiente competitivo de mercados atomizados.

De uma forma geral, a regulação pode ser definida como um conjunto de imposições, aos quais os agentes econômicos em determinado setor estão sujeitos, que visa simular o ambiente do mercado competitivo. A simulação se faz necessária devido às características intrínsecas do setor, que impedem a atuação espontânea das forças de oferta e procura. Para evitar os problemas associados ao monopólio natural, a regulação é uma alternativa adequada e largamente difundida (KESSLER, 2006).

Dentre as diferentes formas de regulação, destaca-se a regulação por incentivos, que possui como característica principal o estímulo dado as empresas para redução dos custos de produção.

Efetivamente, o termo regulação por incentivos refere-se a métodos sob o qual a firma é paga para ser mais eficiente (ERGAS e SMALL, 2001).

Neste trabalho o foco será o segmento de distribuição brasileiro, que possui como modalidade de regulação por incentivos o preço teto, onde o regulador define um preço máximo para todos os produtos e a empresa tem a liberdade de praticar um preço igual ou menor a este limite.

Para aplicação do preço teto, é definido um preço inicial que é ajustado anualmente pela inflação e pelo valor de produtividade esperado (Fator X). O ponto de atenção nesta modalidade é o Fator X, que normalmente utiliza técnicas de ganho de produtividade e cálculo de análise de eficiência para a sua determinação.

## 1.1 Objetivo

Esta tese tem como objetivo principal propor uma abordagem conjunta entre a metodologia *Data Envelopment Analysis* (DEA) e o conceito de Redes Unificadas (RU) na análise da eficiência técnica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Busca-se aplicar a melhor prática existente na definição dos custos regulatórios adaptado à realidade brasileira.

Os métodos de *benchmarking* tendem a minimizar o problema da assimetria de informação através de uma abordagem *top down*<sup>1</sup>. Apesar destes métodos já serem conhecidos, a sua aplicação na área de distribuição é recente e necessita de um grande esforço em pesquisa para que a sua utilização seja adequada e aderente aos propósitos da regulação econômica.

Durante o processo de regulação do segmento de distribuição brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adotou uma abordagem *bottom up*<sup>2</sup> para a definição dos custos operacionais regulatórios no período compreendido entre os anos de 2003 à 2010. Tal abordagem ao estabelecer um padrão regulatório para cada atividade da distribuidora, se mostrava intuitiva, já que os gestores poderiam comparar diretamente os insumos aplicados com os insumos considerados ideais.

---

<sup>1</sup> Parte-se dos custos realizados pela empresa no último exercício e se efetua uma análise de eficiência histórica e comparativa com outras empresas mediante o uso de indicadores parciais e, em alguns casos, funções de custos (ANEEL, 2006).

<sup>2</sup> Os custos reconhecidos são obtidos a partir da construção de uma empresa eficiente operando na área da empresa real e sujeita às restrições que enfrenta a empresa real (ANEEL, 2006).



A partir do ano de 2011, a agência decide mudar de uma abordagem *bottom up* para uma abordagem *top down* (ANEEL, 2010). Assim, ao invés de definir um padrão claro para cada atividade da distribuidora, são apresentadas metas de redução dos custos operacionais, cabendo à distribuidora procurar formas e meios para o alcance destas metas.

Desta forma, percebe-se uma clara mudança de paradigma, partindo de uma análise localizada em um extremo desagregado para um extremo agregado, sendo este último carente de um maior direcionamento para as distribuidoras, que resulte em ganhos de eficiência.

A abordagem *bottom up* era mais intuitiva e havia chance das distribuidoras argumentarem diretamente com a ANEEL comparando a sua realidade com a visão imposta pelo regulador. No caso da abordagem *top down*, não existe uma identificação direta do que motiva uma ineficiência maior ou menor que outra empresa.

A proposta da abordagem conjunta entre a metodologia DEA e o conceito de Redes Unificadas se apresenta como um instrumento para minorar esta deficiência ao identificar as regiões dentro da empresa que necessitam de uma maior atenção, bem como aquelas que possam servir como exemplo de melhores práticas. Em outras palavras, o direcionamento para as distribuidoras será proposto através da aplicação do *benchmarking* interno.

Além do objetivo principal, outros específicos são também alcançados:

1. Identificar, com base nas características das concessionárias, as variáveis de insumo e de produto representativas da atividade de distribuição de energia elétrica, bem como os fatores ambientais que interferem na eficiência das distribuidoras;
2. Incorporar o aspecto da qualidade do serviço na análise de eficiência;
3. Testar a robustez da metodologia DEA através de diferentes modelos – combinações de insumos e produtos – e analisar seus pontos fortes e fracos;
4. Estimar os valores “alvos” das variáveis insumo e produto que as empresas ineficientes deverão obter para alcançar a fronteira de eficiência.

## **1.2 Justificativa**

A abordagem *bottom up*, no caso do segmento de distribuição brasileiro, foi implementada através da Empresa de Referência (ER). A ER é desenvolvida a partir de padrões de custos associados a uma “empresa modelo”, desenhada a partir de uma análise econômica e de

engenharia. O principal objetivo da ER é simular as condições internas e externas que uma nova empresa enfrentaria, caso optasse pela entrada no mercado. Esta nova empresa deverá possuir recursos humanos, bem como materiais para realizar todos os processos de (i) operação e manutenção, (ii) comerciais e (iii) e administrativos (ANEEL, 2006). Além disso, a ER considera as características de mercado e da área de concessão, e cumpre as metas de qualidade do serviço estipuladas pelo regulador.

Desta forma, a empresa real compete com a ER; caso os seus custos sejam maiores do que a ER, os mesmos não serão repassados para a tarifa, resultando em destruição de valor para os acionistas. Caso os custos operacionais da empresa real sejam menores do que os custos operacionais da ER, a empresa aumentará a sua rentabilidade.

Dentre as vantagens da ER, pode-se destacar o direcionamento de gestão para as distribuidoras, permitindo mapear os processos em que é possível buscar melhorias em relação ao padrão estabelecido pelo regulador. Além disso, a distribuidora é incentivada a revelar informações sobre o negócio, especialmente no tocante às especificidades da área de concessão, resultando em custos operacionais diferenciados para as 63 distribuidoras (ANEEL, 2006).

Contudo, a ER é uma metodologia complexa, intensiva em dados e apresenta controvérsias durante a sua aplicação, dado que as contribuições abordam apenas parâmetros subdimensionados. Outra desvantagem relacionada com este método é a menor previsibilidade dos resultados, já que os mesmos dependem do julgamento da empresa de consultoria contratada para a construção da ER (ANEEL, 2010).

A abordagem *top down*, no caso do segmento de distribuição brasileiro, foi implementada através de aplicação de técnicas de *benchmarking* (ANEEL, 2010). De uma forma geral, as técnicas de *benchmarking* podem ser definidas como uma comparação entre o desempenho real e o desempenho esperado (LOWRY e GETACHEW, 2009).

Entre as vantagens de tais técnicas, pode-se se destacar a menor necessidade de dados para o cálculo dos custos meta, redução da discussão entre distribuidoras e agência reguladora, minimização da assimetria de informações e um maior incentivo à eficiência, já que a distribuidora não competirá apenas com uma empresa virtual, mas várias empresas reais.

Assim como a ER, as técnicas de *benchmarking* possuem desvantagens; a principal delas reside na falta de direcionamento, ou seja, de um referencial de gestão para as distribuidoras, especialmente sob a forma como é aplicada no segmento de distribuição brasileiro, onde é apresentado apenas uma meta de redução de custos operacionais. Tais técnicas são sensíveis à escolha das variáveis de insumo e produto, e no caso específico da metodologia *Data Envelopment Analysis* (DEA), não são consideradas medidas de erro.

Apresentadas as vantagens e desvantagens das abordagens *bottom up* e *top down*, pode-se depreender que a primeira abordagem, ao considerar boa parte das especificidades das distribuidoras, exige um nível de eficiência menor e conseqüentemente gera uma expectativa mais conservadora de ganhos de produtividade em cada ciclo regulatório. Já a abordagem *top down* é mais exigente com as distribuidoras, dado que as técnicas empregadas fazem uso de um conjunto reduzido de variáveis, considerando uma parte menor dos aspectos específicos de cada contrato de concessão. Desta forma, há o risco de algumas especificidades não serem capturadas pelo modelo, resultando em menores níveis de eficiência e maiores expectativas de ganho de produtividade.

A abordagem conjunta entre a metodologia DEA e o conceito de Redes Unificadas se apresenta como um ponto de equilíbrio entre as abordagens *bottom up* e *top down*. Assim, são mantidas as vantagens das técnicas de *benchmarking*, com o foco no ganho de eficiência, mas ao mesmo tempo, se disponibiliza uma ferramenta para o alcance de um maior nível de eficiência técnica. Tal ferramenta é o *benchmarking* interno, que permite avaliar o desempenho das subunidades que constituem a distribuidora.

Durante a Audiência Pública 040 de 2010, que propôs a aplicação da metodologia DEA para o 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3CRTP), a ANEEL recebeu várias críticas das distribuidoras, dentre elas: (i) as técnicas de *benchmarking* são pouco intuitivas, (ii) a existência de ambientes bem distintos ao longo do país, (iii) as diferentes escalas das distribuidoras e (iv) a não inclusão da qualidade do serviço (ANEEL, 2011).

DEA é uma metodologia não paramétrica, baseada em programação linear, que desde seu desenvolvimento em 1978, tem ganhado atenção dos pesquisadores pelas potencialidades de aplicação na avaliação de desempenho das empresas.

Resultados de uma pesquisa conduzida em 2008 entre agências reguladoras de 40 países mostram uma clara tendência de aplicação da metodologia DEA nos segmentos de transmissão e distribuição (HANEY e POLLITT, 2009).

É importante ressaltar que apesar da popularidade da metodologia DEA, a sua adoção se restringe basicamente aos países europeus, caracterizados por pequenas distâncias territoriais e condições ambientais homogêneas. No Brasil, o cenário é diferente:

*There is a large variation of sizes, scopes and environmental characteristics of the Brazilian distribution companies. It seems obvious that the diversity is higher in Brazil than in most other countries where benchmarking based regulation has been traditionally used (BOGETOFT, 2014).*

DEA é uma metodologia que avalia a eficiência relativa de um grupo homogêneo de Unidades Tomadoras de Decisão (do inglês *Decision Making Unit* – DMU). Em algumas situações onde as empresas possuem uma extensa área de concessão com características ambientais bem distintas, a premissa de homogeneidade não se aplica. A ausência de homogeneidade pode conduzir a uma comparação injusta (COOK *et al.*, 2013).

Especificamente no caso brasileiro, existem dois tipos diferentes de heterogeneidade: a interna e a externa. A heterogeneidade externa está relacionada com as diferentes características entre as diversas distribuidoras. Considere a extensão da rede de distribuição: a menor distribuidora no Brasil possui uma rede com 54 km, enquanto a maior distribuidora possui uma extensão de 485.959 km. A densidade de consumidores varia de 5 até 1.529 consumidores por km<sup>2</sup> de área de concessão. A ausência de homogeneidade presente nas distribuidoras do país pode comprometer os resultados da análise de eficiência sugeridos pela agência.

A heterogeneidade interna está relacionada com as diferentes características dentro de uma única distribuidora. Considere o caso da distribuidora CEMIG. A sua rede de distribuição possui uma extensão superior à 460.000 km (CEMIG, 2014). A distribuidora opera no estado de Minas Gerais que possui uma área de aproximadamente 586.528 km<sup>2</sup>, maior que países como França, Espanha e Reino Unido (IBGE, 2014). A taxa anual de incidência de raios ao longo da sua área de concessão varia entre 0,08 a 5,97 raios por km<sup>2</sup> (INPE, 2014). Todas estas especificidades moldam as características da rede de distribuição da CEMIG, impondo um tratamento diferente para cada região.

A presente proposta, ao considerar como unidade de análise as Redes Unificadas, permite que o cálculo de eficiência técnica seja realizado em um ambiente mais homogêneo do que a distribuidora como um todo, já que a comparação sendo realizada em um nível mais desagregado contribui para a seleção de redes elétricas mais semelhantes entre si.

Outro benefício da proposta está relacionado com um maior número de observações, que permite a inclusão de mais variáveis explicativas que representem o negócio de distribuição. Por exemplo, com a amostra de 70 Redes Unificadas, a metodologia DEA permite a seleção de até 23 variáveis de insumo e produto<sup>3</sup>.

Além do mais, a desagregação da distribuidora permite um controle melhor dos eventos ambientais, já que as suas variáveis representativas incluídas na análise de eficiência são formadas praticamente a partir dos municípios da área de concessão.

Como as RUs são geradas a partir dos conjuntos elétricos e estes são utilizados como base para avaliar a qualidade de suprimento, elas conseguem identificar e incorporar a variável “qualidade” com maior propriedade. Esta variável é indispensável quando se deseja comparar desempenho entre empresas visto que o produto ou o serviço são valorados pelo cliente através do nível de qualidade associado. Como o aumento na qualidade está relacionado a um aumento de eficiência e/ou a um maior custo total, a não incorporação da qualidade numa análise de eficiência é inadmissível.

Conforme apresentado por Rezende (2002) é ressaltada a dificuldade de introduzir a competição na distribuição de energia elétrica devido à grande heterogeneidade presente no país, marcado por fortes diferenças ambientais e de escala.

O autor destaca três aspectos que devem ser considerados para a inserção de competição em um ambiente regulado: (a) comprometimento, (b) colusão e (c) comparabilidade. O primeiro aspecto está relacionado com a habilidade de cumprir as metas pré-estabelecidas na regulação por incentivos. O segundo aspecto refere-se à possibilidade de união entre as empresas reguladas para manter um baixo desempenho. Finalmente, o terceiro aspecto, mais importante para o caso brasileiro, está relacionado com a necessidade de garantir a comparabilidade entre

---

<sup>3</sup> Banker *et al.* (1989) sugerem uma regra de ouro para aplicação da metodologia DEA: o número de variáveis de insumo e produto não devem exceder 1/3 do número de observações da amostra.

as diferentes empresas reguladas. Este último aspecto refere-se essencialmente ao controle da heterogeneidade.

O autor conclui que o regulador brasileiro tem expressado o desejo de gradualmente implementar algum tipo de comparação, mas alguns desafios importantes ainda permanecem. Um dos maiores desafios é a existência de algumas unidades com escalas extremas, que provavelmente são muito diferentes das demais e que, portanto, qualquer comparação deveria ser feita em um subgrupo mais homogêneo.

Durante a Audiência Pública 040 de 2010 foi identificada a dificuldade de analisar a eficiência de distribuidoras com uma escala consideravelmente superior às demais, já que as mesmas não possuíam pares comparáveis.

Na época, houve uma discussão conceitual sobre o retorno variável de escala como forma de tornar mais justa a comparação, já que este retorno cria uma fronteira de eficiência menos exigente do que o retorno não decrescente de escala.

Contudo, a agência reguladora foi categórica ao não reconhecer o retorno decrescente de escala no segmento de distribuição, reconhecidamente empresas com monopólio natural. Caso a agência adotasse o retorno variável de escala, as grandes distribuidoras se tornariam fronteira pelo simples fato de não existir outras distribuidoras com escala semelhante contra as quais as mesmas pudessem ser comparadas.

Portanto, outro benefício advindo da aplicação do conceito de Redes Unificadas na análise de eficiência é a redução do impacto negativo da presença de distribuidoras com escala extrema na amostra, já que as mesmas serão segregadas em unidades mais homogêneas e menores que contribuirão para a seleção de pares comparáveis.

O modelo proposto para análise de eficiência do 3CRTP não considerou nenhuma variável que mensurasse diretamente a dimensão da qualidade do serviço, que resultou em contribuições por parte de algumas distribuidoras.

O principal argumento apresentado pelas empresas é que a melhoria nos padrões de qualidade, conforme exigido pela agência, geralmente requer ações relacionadas à manutenção e operação da rede elétrica, que resultam em última análise, em custos mais elevados (ANEEL, 2011).

O argumento das distribuidoras é corroborado por estudo recentes (Giannakis *et al.*, 2005; Growitsch *et al.*, 2009; Cambini *et al.*, 2012) que mostram um *trade off* entre custos e qualidade, ou seja, empresas com melhor qualidade do serviço, *ceteris paribus*, apresentam custos mais altos.

A abordagem proposta nesta tese permite a inclusão direta da dimensão da qualidade do serviço com o intuito de evitar uma trajetória de redução de custos muito exigente para aquelas distribuidoras que oferecerem altos padrões de qualidade. Tal inclusão, além de tornar o modelo mais robusto, apresenta como vantagem a adoção de uma unidade de análise única entre a regulação de preços e a regulação da qualidade. Além disto, com a utilização das Redes Unificadas, as distribuidoras poderão identificar quais regiões dentro da sua área de concessão estão com um baixo desempenho neste quesito.

O presente trabalho propõe uma nova abordagem de aplicação da metodologia DEA para o caso brasileiro: o uso das Redes Unificadas (RU) no segmento de distribuição para regionalizar a área de concessão em subunidades mais homogêneas do que a distribuidora como um todo e logo após analisar a eficiência separadamente.

A proposta possui como principais contribuições: (i) a criação de um instrumento direcionador para aumento do incentivo à eficiência técnica no segmento de distribuição, (ii) a redução do impacto da heterogeneidade externa e interna presente nas áreas de concessão brasileiras; (iii) o tratamento das diferentes escalas existentes no segmento de distribuição e (iv) a inclusão dos aspectos da qualidade do serviço e do ambiente.

### **1.3 Estrutura do trabalho**

Esta tese foi estruturada em 7 capítulos que buscam atingir os objetivos específicos, mas que conjuntamente permitem alcançar o objetivo principal descrito anteriormente.

O presente capítulo faz a introdução do trabalho, apresenta a motivação que os originou, o objetivo principal e os secundários, além das justificativas para o desenvolvimento da tese.

No Capítulo 2 são abordados aspectos conceituais sobre a regulação na distribuição de energia elétrica. Expõe os principais conceitos que permearam a reestruturação do setor elétrico, como por exemplo, a mudança da regulação tradicional para a regulação por incentivos.

O Capítulo 3 trata da revisão de literatura da análise de eficiência. Este capítulo é dividido entre as bases conceituais da análise de eficiência, a metodologia não paramétrica DEA e o conceito das Redes Unificadas.

No Capítulo 4 é detalhada a regulação dos preços e a regulação da qualidade do serviço no Brasil, bem como a experiência internacional sobre estes temas.

O Capítulo 5 traz a metodologia utilizada neste trabalho. Realiza-se uma breve análise da escolha das *Decision Making Units*, como também dos insumos e produtos de cada modelo. É apresentada uma análise estatística das variáveis e realizado o teste de escala para definir qual retorno de escala deve ser adotado. Dessa forma, expõe as ferramentas para resolução da metodologia DEA, descrevendo-as detalhadamente.

De acordo com a base de conhecimento fornecida pelos capítulos anteriores, o Capítulo 6 descreve os resultados obtidos nas simulações. São apresentadas as produtividades parciais, os escores de eficiência dos diferentes modelos, bem como uma análise de correlação entre os resultados obtidos, considerando tanto a amostra de Redes Unificadas, quanto a amostra de distribuidoras. Em seguida, são elencados os *benchmarks* de cada fronteira de eficiência, além das folgas e o detalhamento das metas de eficiência. Um exemplo de *benchmarking* interno é elaborado, com o intuito de mostrar a vantagem da presente proposta. O capítulo se encerra com uma comparação entre a abordagem das Redes Unificadas e a abordagem das distribuidoras.

E finalmente o Capítulo 7 traz as conclusões e as principais contribuições do trabalho além de propostas para futuros desenvolvimentos.

O Anexo A apresenta as produtividades parciais das Redes Unificadas.

O Anexo B contém os escores de eficiência das Redes Unificadas nos anos de 2006 e 2007.

O Anexo C expõe os alvos identificados para cada Rede Unificada ineficiente.

O Anexo D apresenta as produtividades parciais das distribuidoras.

O Anexo E expõem os alvos identificados para cada distribuidora ineficiente.



## Capítulo 2 - Regulação no segmento de distribuição

### 2.1 Introdução

Uma empresa é considerada monopolista quando ela é a única vendedora de um produto e que 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 várias empresas ofertando o mesmo produto.

A causa fundamental para a formação do monopólio é a barreira de entrada, que impede que outras empresas atuem no mesmo mercado. Esta pode surgir devido a três causas principais: (i) recursos do monopólio, (ii) regulamentações do governo, (iii) monopólio natural. Os recursos monopolistas formam barreiras de entrada quando uma única empresa é a proprietária daquele recurso necessário e único para produzir determinado bem ou serviço. Desta forma, somente esta pode vender o seu produto no mercado e definir o seu preço. Os monopólios também podem surgir porque o governo concede a uma única empresa o direito de vender algum bem ou serviço, como por exemplo, as patentes e os direitos autorais. Já os monopólios naturais se configuram quando a alternativa de menor custo para a sociedade é a existência de apenas um fornecedor para o bem ou serviço, neste caso distribuidoras são bons exemplos.

De uma forma geral, a regulação econômica pode ser definida como um conjunto de imposições, aos quais os agentes econômicos em determinado setor estão sujeitos, que visa simular o ambiente do mercado competitivo. A simulação se faz necessária devido às características intrínsecas do setor, que impedem a atuação espontânea das forças de oferta e procura. Estes setores são chamados de monopólios naturais e para evitar os problemas associados a este tipo de monopólio, a regulação econômica é uma alternativa adequada e largamente difundida.

Antes do período de reformas, o setor elétrico era estatal e verticalmente integrado, com o Estado administrando a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização. Com o passar dos anos, este modelo começou a ser questionado já que não garantia a eficiência e estimulava o excesso de investimentos. Nos últimos anos, o setor tem passado por mudanças visando aumentar a eficiência, reduzir os custos e conseqüentemente reduzir dos preços praticados.

No passado, o pagamento recebido pelas concessionárias de energia elétrica era baseado somente nos seus custos operacionais e nos seus investimentos realizados. Esta forma de regulação era conhecida como Custo do Serviço (do inglês COS – *Cost of Service*) e incentivava o gasto e o investimento excessivo para obtenção de maiores lucros. Neste cenário, existia pouco ou nenhum incentivo para que as concessionárias se tornassem economicamente eficientes, já que todo o custo incorrido na sua operação e manutenção era rateado entre os seus consumidores cativos. Desta forma, o sistema elétrico vigente tinha altos padrões de qualidade.

A privatização, que se iniciou a partir da década de 80, muda esta visão, pois os consumidores passam a ser livres e podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica, considerando aspectos como qualidade e preço. Assim, as concessionárias com menores custos tendem a atrair um maior número de consumidores devido à sensibilidade da demanda com relação ao preço (BILLINTON *et al.*, 2002).

Hoje, diferentes formas de reestruturação do setor têm acontecido ao redor do mundo com objetivo de tornar as concessionárias mais eficientes através da competição, da privatização e de mecanismos de preço. Em comum, a divisão do setor em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Na geração e na comercialização a competição é possível graças ao aumento no número de agentes e as novas tecnologias, enquanto a transmissão e distribuição ainda permanecem reguladas (monopólio natural).

Com a introdução da concorrência no setor elétrico, as concessionárias são pressionadas a reduzir os seus custos, e elas o têm feito através do aumento no intervalo da manutenção dos equipamentos, postergação de investimentos em novos projetos e redução da equipe de especialistas. A reunião destas decisões gera um impacto direto na qualidade dos sistemas elétricos, imperceptível em curto prazo, devido à robustez dos sistemas, mas perceptível ao longo prazo, quando a sua confiabilidade começa a se deteriorar rapidamente (BROWN e BURKE, 2000). Portanto, a busca de um balanço entre custos e qualidade do serviço é uma questão vital no setor elétrico atual.

Este capítulo é organizado a seguir. A Seção 2.2 é dedicada às estruturas de gestão existentes no setor elétrico. A Seção 2.3 apresenta os princípios econômicos da regulação tradicional. A Seção 2.4 introduz a nova forma de regulação por incentivos. Em seguida, é apresentado um resumo com as principais idéias abordadas no capítulo.

## 2.2 Fundamentos da reestruturação

As primeiras agências reguladoras surgiram nos Estados Unidos há mais de um século atrás, basicamente como instrumentos de prevenção contra a corrupção e controle do mercado. Mais tarde, veio à incorporação de competências relativas à promoção da concorrência. Com o passar dos anos, em alguns setores, a incorporação dos avanços tecnológicos tornou o funcionamento dos mercados ainda mais complexos, devido à multiplicidade de novos produtos, a sua crescente sofisticação técnica e aos custos em P&D associados (FARIAS, 2004).

Tradicionalmente, as principais atividades desenvolvidas pelas distribuidoras são: (a) atividades técnicas ligadas à operação, manutenção (O&M) e investimento nas redes de distribuição, (b) atividades varejistas relacionadas com venda de energia para os consumidores finais. Sob a influência da competição, as atividades técnicas permanecem reguladas. Portanto, o regulador deve garantir uma remuneração adequada para cobrir os custos de O&M e o retorno dos investimentos realizados. Já as atividades varejistas são privatizadas, permitindo que os consumidores possam escolher o seu fornecedor. A maioria das experiências de reestruturação coincide com a introdução da venda de energia no varejo (GÓMEZ e RIVIER, 2000).

Hunt e Shuttleworth (1996) classificam as estruturas de gestão existentes no setor elétrico em quatro modelos de mercado, que possuem diferentes níveis de competitividade, desde o monopólio até a venda no varejo. Os modelos explicam o processo de mudança de uma economia regulada para uma economia de mercado.

### *Modelo 1: Monopólio em todos os níveis:*

Neste modelo de mercado não há competição, sendo os consumidores cativos. Existe uma única empresa verticalizada que controla a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, como mostra a Figura 2.1:

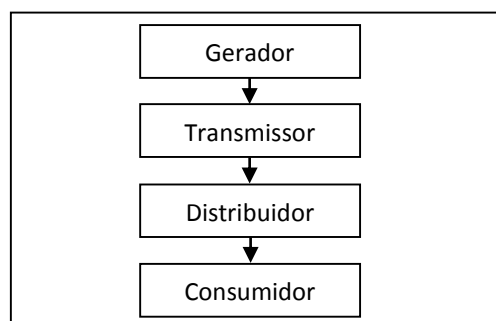


Figura 2.1 – Monopólio

Fonte: Adaptado de HUNT e SHUTTLEWORTH (1996)

Dentre as vantagens do monopólio, destacam-se:

- Facilidade de implementação de subsídios que podem ser adicionados na tarifa sem a necessidade de separação do preço entre cada uma das funções;
- Menor custo de transação, pois os contratos de suprimento são firmados diretamente entre geradores, transmissores e distribuidores;
- Definição clara da responsabilidade do suprimento, assim as geradoras têm a responsabilidade de atender a expansão da carga, enquanto a responsabilidade da distribuidora é informar a sua expectativa de crescimento.

Já as desvantagens estão relacionadas com a falta de incentivo para a eficiência e a assimetria de informações. Este modelo se manteve vigente até os anos 80 por ter como principal vantagem a exploração das economias de escala, além de facilitar a implementação de obras sociais.

*Modelo 2: Comprador único:*

A estrutura deste modelo é simples e semelhante ao modelo anterior; aqui existe um único comprador que irá definir, dentre várias opções, qual será o seu fornecedor de energia elétrica promovendo assim a competição entre os geradores, como mostra a Figura 2.2. O acesso à rede de transmissão é proibido para vendas de energia ao consumidor final e o comprador único possui o monopólio das redes de transporte e do varejo de energia.

Um exemplo interessante de implementação deste modelo ocorreu nos Estados Unidos no ano de 1979 através da PURPA (*Public Utility Regulatory Policy Act*) que permitiu que novos geradores vendessem a sua energia para as concessionárias. Desta forma, as últimas se viram impelidas a comprar energia destes empreendedores, caso o seu custo final fosse menor. Certamente, algumas dificuldades foram encontradas, dentre elas o alto preço do petróleo (insumo das termelétricas), que tornava a produção dos geradores elevada forçando-os a oferecer energia a um preço inferior ao custo de produção. Contudo, após a celebração do contrato e a variabilidade do preço do petróleo, muitos deles conseguiram alcançar grandes lucros.

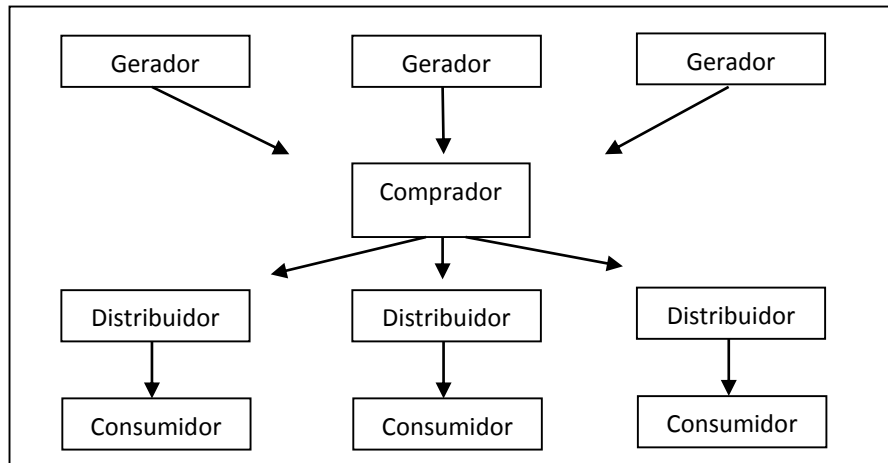


Figura 2.2 – Comprador único  
 Fonte: Adaptado de HUNT e SHUTTLEWORTH (1996)

O exemplo anterior elucida o risco existente nos contratos que são assumidos pelo comprador e que em última análise serão repassados para os consumidores. Consequentemente, esta transferência de risco diminui os benefícios da competição, delegando ao único comprador a decisão sobre os investimentos.

Comparando este modelo com o anterior, o modelo de comprador único possui maiores dificuldades de transação devido à interligação entre os custos variáveis e o insumo utilizado.

Outra dificuldade na elaboração do contrato relaciona-se com o controle do despacho, que é definido pelo comprador único. Caso este comprador seja o governo, poderá ocorrer a predileção pelas usinas estatais em detrimento das novas unidades, minimizando a receita das últimas. Logo, a presença de um operador independente e uma ordem de despacho pelo menor custo é essencial. Tratando-se das distribuidoras, estas não são incentivadas a buscar geradores com menores custos; o que conduz a uma transição deste modelo para o Modelo 3 que será analisado a seguir.

### *Modelo 3: Competição no atacado:*

O modelo de competição no atacado foi aplicado durante a reestruturação do setor elétrico inglês no início da década de 90. Comparando com o modelo anterior, a principal diferença reside na possibilidade dos geradores venderem a sua energia para vários compradores. Em outras palavras, diversos geradores podem acessar livremente a rede de transmissão e oferecer, através de contratos de longo prazo ou pelo preço de curto prazo definido pelo mercado, energia aos grandes consumidores e às empresas de distribuição, vide Figura 2.3.

A principal vantagem trazida por esta estrutura é o estímulo à eficiência das distribuidoras. Como os grandes consumidores são livres para escolher os seus fornecedores de energia, caso a empresa distribuidora não consiga fazer uma oferta atrativa, o consumidor pode escolher outro fornecedor que possua um preço menor.

A principal desvantagem está no repasse do valor dos contratos aos consumidores cativos (pequenos consumidores). Se a distribuidora tiver a garantia de que toda a sua energia será vendida, não existirão razões para a busca de um preço menor, prejudicando, portanto, os consumidores. A situação pode ser agravada caso a distribuidora e a geradora fizerem parte de uma mesma *holding*, já que a distribuidora pode privilegiar a compra de sua parceria.

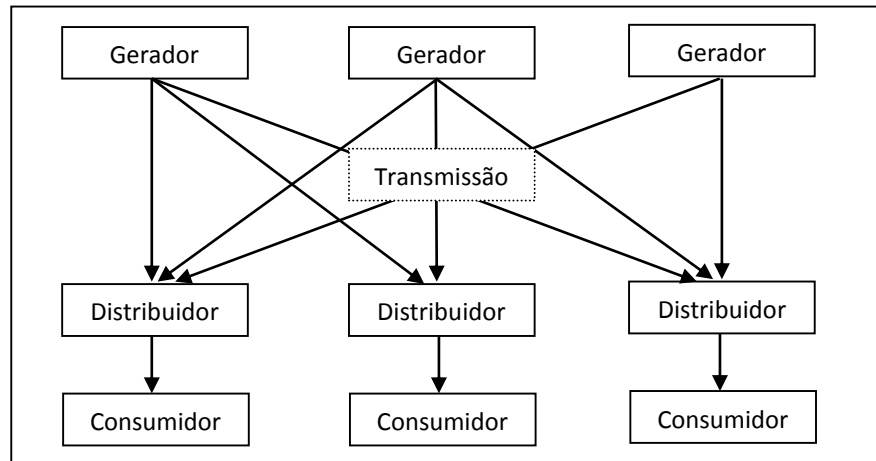


Figura 2.3 – Atacado

Fonte: Adaptado de HUNT e SHUTTLEWORTH (1996)

Outra questão relaciona-se com o custo da expansão do setor elétrico, que possui comportamentos distintos dependendo do modelo de mercado em questão. Caso o modelo seja competitivo, a formação do preço será guiada pela lei da oferta e da procura e será dividida entre o preço de curto prazo (preço horário) e o preço de longo prazo (preço de contratos).

O preço horário de energia deve ser capaz de sinalizar a diferença de demanda energética ao longo do dia; desta forma, o consumidor que optar por consumir energia no horário de pico deve pagar um preço maior. No caso brasileiro, a formação de preços não é tão simples assim. Devem-se considerar aspectos como o momento do uso da água dos reservatórios das usinas hidroelétricas e a interdependência entre estas usinas, pois a decisão de geração de uma afeta diretamente o estoque da outra.

O outro preço a ser formado é o dos contratos de longo prazo. O investidor sabe qual deve ser a tarifa cobrada dos consumidores para que o seu investimento se torne rentável. Contudo, o regulador não possui esta informação e pode fixar a tarifa de forma incorreta. Se a tarifa for maior que o custo do investidor, ele faz o investimento e consegue obter lucro. Caso a tarifa seja menor que o custo, ele não faz o investimento e há o risco de falta de energia.

*Modelo 4: Competição no atacado e no varejo*

Neste modelo, os geradores podem oferecer energia diretamente para todos os consumidores. Com o objetivo de criar uma competição mais justa, através de condições de neutralidade e isonomia, o livre acesso às redes de transmissão e distribuição é garantido. Este modelo é representado na Figura 2.4:

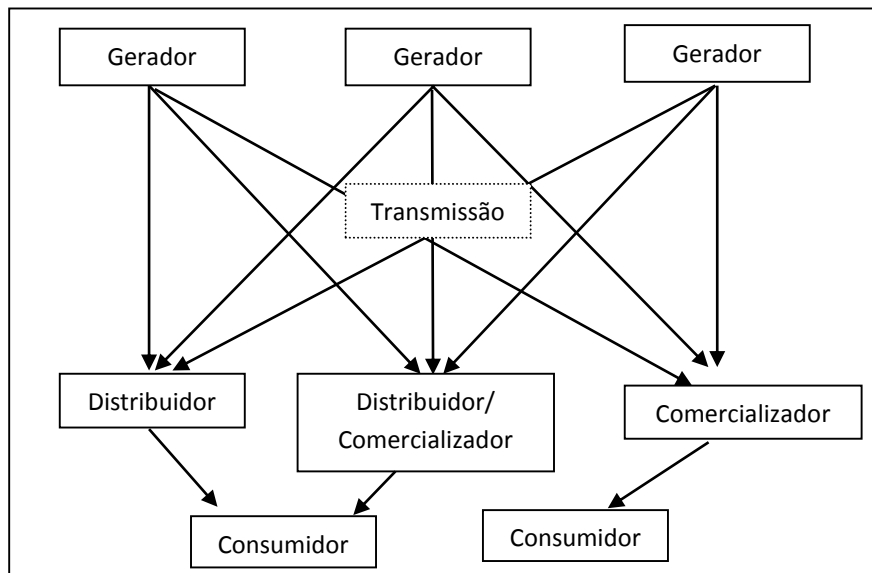


Figura 2.4 – Varejo  
Fonte: Adaptado de HUNT e SHUTTLEWORTH (1996)

Como pode ser observado na Figura 2.4, existem dois mercados diferentes: o mercado atacadista (entre geradores e distribuidores/grandes consumidores) e o mercado varejista (entre distribuidores e consumidores cativos). A vantagem principal é a participação dos consumidores finais no mercado. Dentre os problemas podem-se destacar os custos de transação mais elevados, a necessidade de medições sofisticadas e a dificuldade no julgamento de responsabilidades pela má prestação de serviço.

Com o intuito de reunir as principais diferenças entre os modelos citados, a Tabela 2.1 é apresentada. A reestruturação do setor elétrico brasileiro, mantido com as mudanças de 2004,

é um ajuste entre o Modelo 3 (competição no atacado) e o Modelo 4 (competição no varejo), pois somente alguns consumidores, os consumidores livres, podem escolher livremente os seus fornecedores de energia elétrica; os demais consumidores são ainda considerados cativos.

Tabela 2.1 - Diferenças entre modelos

<b>Características</b>	<b>Modelo 1</b>	<b>Modelo 2</b>	<b>Modelo 3</b>	<b>Modelo 4</b>
Empresa verticalizada	Sim	Não	Não	Não
Competição na geração	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha para os grandes consumidores	Não	Não	Sim	Sim
Escolha para os pequenos consumidores	Não	Não	Não	Sim

## 2.3 Formas de regulação

### 2.3.1 Regulação tradicional

Historicamente, a regulação pelo custo do serviço, ou regulação tradicional, generalizou-se a partir da experiência norte-americana iniciada o final do século XIX, com a regulação dos monopólios privados do serviço público. Nos demais países, a tradição de regulação explícita não existia porque os operadores dos serviços eram na sua maioria propriedade pública e o próprio Estado se apropriava do lucro do monopólio (VISCUSI *et al.*, 1995).

A regulação tradicional estabelece quais serão os preços cobrados pelos monopólios regulados. A ideia central é que estes monopólios são obrigados a cobrar o preço de um suposto mercado competitivo, ou seja, formado pelos custos eficientes de produção e pela taxa de retorno de capital (LOPÉZ *et al.*, 2008).

A forma de regulação tradicional mais conhecida é a determinação da tarifa com base no custo do serviço, cujo objetivo principal é a determinação das receitas que igualem os custos, fazendo com que o lucro econômico seja nulo. Nesta modalidade, a determinação dos custos e da taxa de retorno sobre o investimento adequado são os principais desafios (TOZZINI, 2006).

Críticas foram feitas a este modelo de regulação, dentre elas o encorajamento de gastos excessivos, conhecido como efeito Averch e Johnson, que é causado pela incorporação de qualquer novo investimento na base de remuneração, resultando em maiores retornos para a empresa e maiores preços para os consumidores (AVERCH e JOHNSON, 1962).

Saraiva *et al.* (2002) reúnem as principais razões por esta forma regulatória ter sido desaprovada: indução de situações como o sobre investimento, se a taxa de retorno adotada for excessivamente superior ao custo de capital; e sub investimento, na situação contrária. Se as



concessionárias receberem uma remuneração que atenda os seus custos e a sua rentabilidade de capital, não haverá qualquer incentivo a uma maior eficiência. E ainda, existe um desequilíbrio entre a informação disponível para a concessionária e a concedida para o regulador, ou seja, a assimetria de informações.

Apesar das fragilidades descritas nos parágrafos anteriores, Joskow (2000) argumenta que a regulação tradicional se mostra eficiente quando o sistema lida com o problema de falta de investimento.

Saraiva *et al.* (2002) ressaltam que outro benefício se relaciona com o impedimento de lucros excessivamente altos, já que o regulador controla as remunerações das atividades reguladas de forma bastante criteriosa, contribuindo para reduzir os riscos e incertezas das atividades reguladas.

Nos últimos anos, aplicação de tarifas de energia pelo custo do serviço na maioria dos países da América Latina, sem um respeito efetivo às taxas legais de retorno sobre o investimento e sem uma adequada atualização monetária do capital imobilizado, foi um dos fatores principais que provocaram as sérias crises financeiras observadas na década de 90 (BITU e BORN, 1993).

### **2.3.2 Regulação por incentivos**

Qualquer esquema que tenta evitar o problema principal da regulação tradicional (efeito Averch e Johnson) é uma forma de regulação por incentivo. De acordo com Lewis e Garmon (1997) a regulação por incentivos é um processo que usa recompensas ou penalidades para induzir a concessionária a alcançar determinadas metas com algum grau de liberdade.

Berg (1998) resalta três aspectos importantes da definição anterior. Primeiro, o uso de recompensas e penalidades que induz a melhoria do desempenho da concessionária. Este sistema substitui a forma de regulação baseada no comando e controle. Segundo, a participação da concessionária no estabelecimento das metas, portanto o regulador não define o conjunto de objetivos sozinho. Terceiro, a concessionária decide como atingir as metas estabelecidas. O regulador não determina ações específicas, permitindo que a concessionária experimente maior liberdade.

Da literatura básica, identificam-se as seguintes modalidades de regulação por incentivos:

- Preço-teto: define um preço máximo para um determinado período, corrigido de acordo com a inflação e a produtividade. Incentiva as empresas a diminuir os seus custos, contudo a qualidade e o desenvolvimento da infraestrutura podem ser prejudicados;
- Remuneração-teto: define uma receita máxima para um determinado período, corrigido de acordo com a inflação e a produtividade. A principal vantagem desta modalidade é que a distribuidora não está exposta ao risco de variação do mercado, como acontece na modalidade do preço-teto;
- Comparação (*yardstick competition*): a empresa é recompensada de acordo com o seu desempenho em comparação com empresas similares. As recompensas ou penalidades são baseadas em parâmetros de desempenho previamente definidos. Incentiva as concessionárias a reduzir os seus custos, contudo o desenvolvimento de padrões de comparação é complexo (SARAIVA *et al.*, 2002).

### **2.3.2.1 Regulação por limites de preço**

Diferentes modalidades de regulação por incentivos têm sido propostas na literatura, apesar de poucas terem sido implementadas. Na prática, a modalidade mais frequente é o preço teto (do inglês, *price cap*). Esta modalidade originou-se no Reino Unido na década de 80 com o intuito de regular as novas concessionárias que surgiram durante o processo de privatização. A sua principal motivação é melhorar a capacidade de avaliação do regulador com relação à eficiência do regulado. Com a adoção do preço teto e a permissão de apropriação dos lucros pelas concessionárias, o governo acredita que as empresas irão mostrar as suas verdadeiras capacidades para tornar mais eficientes (JAMISON, 2007).

O preço teto tem início com a determinação, pelo órgão regulador, do valor máximo dos preços praticados pelas concessionárias, bem como a forma de atualização do mesmo durante todo o decorrer do período (geralmente 4 ou 5 anos). Com o preço e as metas de produtividade fixadas, qualquer redução de custos maior do que as metas poderão ser apropriadas pela concessionária (ARAÚJO, 2001). Assim, dado que os preços não estão somente relacionados com os seus custos, como na regulação tradicional, as concessionárias são motivadas a elevar o seu nível de eficiência, ajustando-o ao nível do preço estipulado.

O objetivo é estimular a empresa a se tornar mais lucrativa a partir de uma gestão de custos mais eficiente, contudo alguns aspectos devem ser analisados: o uso da divisão de lucros é uma prática normal para evitar que a concessionária se aproprie de ganhos extraordinários e regulamentos são estabelecidos para garantir a qualidade do serviço (SARAIVA *et al.*, 2002).

O processo de revisão tarifária apresentado nos parágrafos anteriores pode ser descrito através da Equação 2.1:

$$P_{i,t} = P_{i,t-1} * \left[ 1 + \frac{(I-X)}{100} \right] + Z \quad (2.1)$$

Onde:

$P_{i,t}$  = preço unitário máximo a que é vendido o serviço  $i$  no ano  $t$ ;

$P_{i,t-1}$  = preço unitário máximo a que é vendido o serviço  $i$  no ano anterior a  $t$ ;

$I$  = a taxa de inflação;

$X$  = o fator de produtividade;

$Z$  = o fator de ajuste relacionado a eventos imprevisíveis.

A lógica que permeia a modalidade do preço teto é a simulação do mercado competitivo. Nele, os preços refletem os custos de produção. Os preços aumentam se os custos de produção aumentarem; e os preços caem quando a produtividade se eleva. Como resultado, em um mercado competitivo, a taxa de inflação reflete os aumentos inevitáveis nos custos de produção (JAMISON, 2007).

Quanto ao Fator  $X$ , este irá representar a diferença de desempenho entre a empresa regulada e a empresa de referência. Se a empresa regulada melhorar a sua produtividade além da meta, o Fator  $X$  será positivo e o reajuste de preço ao consumidor será menor. Se a empresa regulada tiver um desempenho abaixo da meta, o Fator  $X$  será negativo e o reajuste de preço ao consumidor será maior. Se a empresa regulada tiver o mesmo desempenho da empresa de referência, o Fator  $X$  será igual a zero.

A parte principal deste sistema é o Fator  $X$ , que foi criado para substituir o mercado competitivo nos monopólios naturais através da comparação de desempenho da concessionária com relação a outras empresas do mesmo setor (LÓPEZ *et al.*, 2008).

Para Fraser (1994), o Fator  $X$  representa o nível permitido de elevação de preços ao consumidor. Caso o Fator  $X$  seja fixado em um valor muito alto, a empresa não conseguirá atingir os

objetivos de custos definido pelo regulador, conseqüentemente tem-se geralmente a redução da confiabilidade.

A regulação por limite de preço, assim como a regulação tradicional, tem as suas dificuldades. Primeiro, a definição de metas para ganhos de produtividade exige conhecimentos profundos sobre a empresa, que pode resultar na elevação de custos durante as auditorias. Segundo, o processo de revisão tem mais conflitos que na regulação tradicional, o processo é formado por longas negociações. Terceiro, embora haja pouca evidência empírica, os estudos existentes mostram que esse esquema tende a prejudicar a qualidade do serviço, o que não ocorre com os esquemas tradicionais (ARAÚJO, 2001).

Fraser (1994) estudou a relação existente entre a regulação por limite de preço e a qualidade do serviço. O autor afirma que se a concessionária é autorizada a repassar o aumento dos seus custos aos consumidores, a qualidade do serviço é elevada. Mas se a empresa é obrigada a absorver estes custos, comprometendo a sua margem de lucro, a decisão tomada é a redução do nível de qualidade. Assim, o regulador consegue manter as tarifas baixas, mas a qualidade do serviço é comprometida.

Outra desvantagem está relacionada com a implantação do método, que não deve seguir a estrutura original por duas razões: primeiro, o regulador não pode prever com perfeição qual será o crescimento da produtividade da indústria e em segundo, o método não é capaz de calcular os ajustes no índice de preço considerando avanços tecnológicos porque não há uma base de preços para produtos novos (KRUEGER, 2002).

A consideração dos problemas citados anteriormente levou diversos reguladores a melhorar o esquema básico desta forma de regulação. As modificações propostas são uma combinação entre a regulação por limite de preço com regulação tradicional. O propósito é reduzir os lucros excessivos e os impactos negativos sobre a qualidade.

Apesar deste esquema apresentar riscos mais elevados para as concessionárias, estas poderão obter maiores lucros se conseguirem reduzir os seus custos sem deteriorar a qualidade do serviço. Ainda, esta forma de regulação se mostra mais previsível para os consumidores, já que estes já sabem como os preços irão evoluir no início de cada período regulatório.

Na Figura 2.5, as duas formas de regulação são inseridas em um *continuum* de ganhos garantidos pelo regulador. A linha horizontal no centro da figura é uma escala que representa os ganhos garantidos para a concessionária. Os pontos extremos representam os modelos teóricos de garantia zero até garantia 100%. O regulador faz a sua escolha entre um modelo com uma maior garantia, regulação tradicional, ou com menor garantia, regulação por limite de preço (ERGAS e SMALL, 2001).

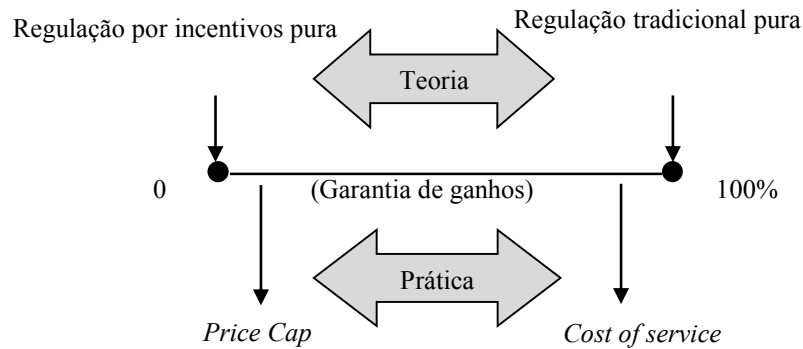


Figura 2.5 - Regimes regulatórios  
Fonte: ERGAS e SMALL (2001)

O regime por limite de preço tem sido considerado preferível ao regime tradicional, motivo que fez com que ele fosse escolhido na grande maioria dos países onde a sustentabilidade do serviço depende unicamente da tarifa, inclusive no Brasil.

### 2.3.2.2 Regulação por comparação

Em termos gerais, a regulação por comparação (do inglês, *yardstick competition*) determina os custos e o desempenho das concessionárias através da criação de uma empresa de referência. As companhias que conseguem atingir um desempenho superior ao estabelecido obtêm lucros, e aquelas que não conseguem, sofrem prejuízos. Em última análise, esta regulação pretende diminuir os preços aos consumidores através da redução de custos das concessionárias. Além da redução de custos, esta regulação procura estimular maior eficiência nas empresas que atuam em monopólios naturais e reduzir as assimetrias de informação existentes (LÓPEZ *et al.*, 2008).

Das definições anteriores, duas considerações importantes podem ser ressaltadas: a escolha apropriada do padrão de referência e os métodos de medição de desempenho. Para a escolha da referência, o padrão pode ser endógeno (quando a referência está relacionada com o comportamento das firmas individuais) ou exógeno (quando a referência não está relacionada com o comportamento das firmas individuais).

Já sobre os métodos de medição de desempenho, Jamasb e Pollitt (2001) dividem em métodos de fronteira e métodos representativos. Os métodos de fronteira identificam a fronteira de eficiência a partir da melhor prática na indústria ou de uma amostra de empresas. A fronteira de eficiência é o padrão a partir do qual o desempenho da firma é comparado.

Os principais métodos de fronteira são *Data Envelopment Analysis* (DEA), *Corrected Ordinary Least Square* (COLS), e *Stochastic Frontier Analysis* (SFA). O DEA é baseado em programação linear, enquanto o COLS e o SFA são técnicas estatísticas. O Reino Unido adota uma combinação entre regressão e metodologia DEA para aumentar a robustez dos resultados, já que a sua amostra é reduzida (apenas 14 distribuidoras). A Noruega adota a metodologia DEA exclusivamente, dado que a sua amostra possui mais de 100 distribuidoras, permitindo a inclusão de um número de variáveis representativas do negócio de distribuição considerável.

Em contraste com os métodos de fronteira, os métodos de referência são baseados em uma média de desempenho. O desempenho real da empresa pode ser comparado com o desempenho estimado inserindo seus dados de entrada, saída e ambiente em uma função produzida pelo método *Ordinary Least Square* (OLS), muito semelhante ao COLS. Uma versão deste método é usada no Chile para calcular o valor agregado dos serviços de distribuição que é baseado em uma empresa de referência.

Cada método é indicado de acordo com os objetivos do regulador: os métodos de fronteira são apropriados para os estágios iniciais, quando o principal objetivo é reduzir as lacunas de desempenho entre as empresas. Já os métodos representativos são recomendados para simular um ambiente competitivo entre as empresas com uma estrutura de custo semelhante.

Na prática, o regulador, com base em informações de custos e preços, define quais serão as metas de desempenho para cada uma das empresas reguladas. Estas metas serão definidas considerando aspectos regionais dentro de um mesmo setor. Assim, o desempenho de uma empresa em particular será comparado com o desempenho de empresas semelhantes, o que faz com que a primeira seja sensível ao comportamento das demais.

A regulação por comparação pode ser utilizada de forma complementar a qualquer critério de tarifação. A tendência tem sido a combinação com o preço teto, no qual o limite estabelecido é aquele necessário para remunerar adequadamente os investimentos da empresa de referência.

Caso uma empresa consiga apresentar custos mais reduzidos do que os da referência, ela será recompensada com lucros extraordinários (WEYMAN-JONES, 1995).

O método em questão possui duas vantagens desejáveis pelo regulador que são a redução de assimetria de informações e o incentivo a redução de custos. A redução da assimetria de informações e o incentivo a redução de custos ocorrem porque os custos entre firmas similares podem ser comparados e posteriormente questionados pelo regulador (DANNI e MOITA, 2007).

Dentre as desvantagens, Weyman-Jones (1995) destaca a possibilidade de conluio entre as empresas reguladas com o objetivo de manipular informações importantes ao regulador. Desta forma, o seu uso é mais adequado em setores que apresentem um maior número de empresas participantes. Vale ressaltar que este método envolve elevados custos regulatórios no acompanhamento dos custos e do desempenho das empresas reguladas.

Ainda sobre as desvantagens, Burns *et al.* (2005) discutem as principais críticas feitas sobre a aplicação do *benchmarking* na regulação por comparação. Dentre as elas, destacam-se: (a) o questionamento sobre a robustez das técnicas de *benchmarking*, (b) a incerteza presente na escolha dos direcionadores de custos (*cost drivers*), (c) a necessidade de comparabilidade entre os custos de capital, (d) a possibilidade de conluio entre as empresas reguladas, (e) as consequências do *benchmarking* para o custo de capital. Os autores apresentam argumentos que mostram que estas críticas não são tão preocupantes como se tem apresentado, mas que mesmo assim conduzem a um efeito negativo no sentido de tornar os gestores relutantes à adoção da regulação por comparação.

## **Resumo**

As atuais reformas no setor elétrico seguem uma tendência marcada pela mudança da forma de regulação tradicional para a regulação por incentivos. A regulação tradicional estabelece quais serão os preços cobrados pelos monopólios regulados. A ideia central é que estes monopólios são obrigados a cobrar o preço de um suposto mercado competitivo, ou seja, formado pelos custos eficientes de produção e pela taxa de retorno de capital.

Já a regulação por incentivos é um processo que usa recompensas ou penalidades para induzir a concessionária a alcançar determinadas metas com algum grau de liberdade. O objetivo é tornar as concessionárias mais eficientes economicamente através da redução dos custos.

Muitos países têm adotado, entre as possibilidades da regulação por incentivos, a regulação por limite de preço ou limite de remuneração. A regulação por limite de preço busca estimular a eficiência produtiva através da fixação de um preço teto. Assim, as firmas tendem a minimizar os custos para se apropriarem de lucros excedentes. O grande desafio é garantir a qualidade do serviço e fazer com que tais reduções de custos beneficiem os consumidores. Nestes casos a questão crucial que tem surgido é como determinar o valor do Fator X. Diferentes métodos têm sido utilizados para solucionar esta questão: a Noruega e o Reino Unido utilizam métodos de fronteira, enquanto o Chile e os Estados Unidos utilizam métodos de referência.



## Capítulo 3 – Análise de eficiência

### 3.1 Introdução

Este capítulo visa formar a base de conhecimento sobre análise de eficiência. Para tanto, na Seção 3.2 será apresentada a revisão conceitual da análise de eficiência, que é fundamentada na teoria econômica, especificamente nos conceitos de tecnologia de produção e de eficiência do processo produtivo, com destaque para o conceito de eficiência proposto por Farrell (1957), sob o qual a metodologia *Data Envelopment Analysis* foi desenvolvida.

Após a apresentação dos conceitos básicos sobre análise de eficiência, a Seção 3.3 detalha a metodologia não paramétrica DEA, com formulação matemática dos modelos clássicos (Retorno Constante e Retorno Variável de Escala) e do modelo em dois estágios, no qual os aspectos ambientais são considerados.

Finalmente, na Seção 3.4 é definida uma unidade de análise alternativa sob a qual a metodologia DEA será aplicada: as Redes Unificadas. Esta proposta visa solucionar a restrição da heterogeneidade e permitir a inclusão dos aspectos de qualidade do serviço e ambiente na análise de eficiência. O conceito de Redes Unificadas é usado para segregar a área de concessão das distribuidoras em subunidades mais homogêneas que posteriormente serão avaliadas pela metodologia DEA.

### 3.2 Revisão conceitual da análise de eficiência

A Metodologia DEA é baseada no conceito econômico de produtividade, que segundo Lovell (1992), pode ser entendido como a razão entre os produtos e os insumos utilizados. Cada empresa possui um nível de produtividade e este nível varia de acordo com três componentes, a saber: (a) tecnologia da produção, (b) eficiência do processo, (c) ambiente produtivo. Neste capítulo são abordadas a tecnologia da produção e a eficiência do processo, que são a base teórica da metodologia *Data Envelopment Analysis*.

A tecnologia de produção expõe como é a relação existente entre os insumos e produtos. Trata sobre os retornos de escala, ou seja, a variação no nível de produção causada por uma variação proporcional em todos os insumos.

A eficiência do processo mostra como determinar quais empresas são eficientes, e quais são ineficientes. São discutidas neste trabalho duas visões sobre eficiência: Pareto-Koopmans e

Farrell. A última representa o enfoque do capítulo, visto que o DEA calcula a fronteira de eficiência de acordo com Farrell.

### 3.2.1 Tecnologia da Produção

Na atividade produtiva de uma firma existe a transformação de insumos (trabalho, matéria-prima e capital) em produtos. Por exemplo, uma fábrica de automóveis utiliza aço, energia, mão de obra e outros insumos para produzir o automóvel. Cada empresa irá utilizar uma combinação de insumos e certa tecnologia para produzir os seus produtos, por exemplo, um fabricante de eletrônicos pode produzir 10 mil televisores por mês empregando mão de obra maciça e pouco capital, ou construir uma fábrica totalmente automatizada com pouquíssima mão de obra. O conjunto de todas as combinações de insumos e produtos que são viáveis, utilizando tecnologias diferentes, é chamado de Conjunto de Possibilidades de Produção – CPP (VARIAN, 2006).

Embora existam muitas possibilidades de produção, são de interesse especial aquelas que associam cada insumo, o máximo de produto possível. Essas possibilidades de produção são conhecidas como função de produção. A Figura 3.1 traz o exemplo:

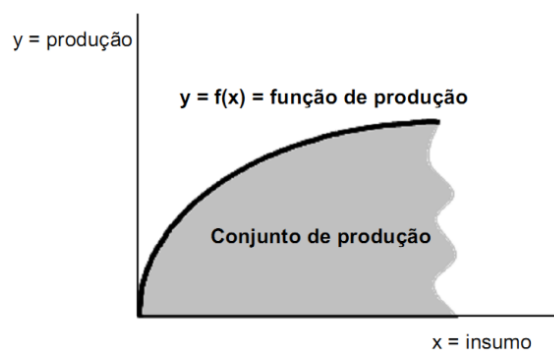


Figura 3.1- Conjunto de Possibilidades de Produção  
Fonte: VARIAN (2006)

A função de produção é a base da análise de eficiência, pois é ela que relaciona os insumos aos produtos. Estas relações possuem três tipos diferentes de retorno de escala:

- Retornos crescentes de escala: quando acréscimos nos insumos resultam em aumentos mais do que proporcionais nos produtos. Isso pode ocorrer pelo fato de a operação em maior escala permitir que funcionários se especializassem em suas tarefas e se tornem mais produtivos. A linha de montagem na indústria automobilística é um exemplo clássico de retornos crescentes;

- Retornos constantes de escala: quando acréscimos nos insumos resultam em aumentos proporcionais nos produtos. Havendo retornos constantes, o tamanho da empresa não influencia a produtividade de seus insumos. Por exemplo, uma grande agência de viagens pode oferecer o mesmo serviço que uma pequena;
- Retornos decrescentes de escala: quando acréscimos nos insumos resultam em aumentos menos do que proporcionais nos produtos. Dificuldades para organizar e gerenciar uma operação em grande escala pode levar a uma produtividade menor (PINDYCK e RUBINFELD, 2010).

Tratando-se do CPP, uma tecnologia de produção transforma *inputs*:

$$X = (x_1 \cdots x_m) \in R_+^m$$

em *outputs*:

$$Y = (y_1 \dots y_s) \in R_+^s$$

Esta pode ser representada por um CPP:

$$T: \{(x, y) \in R_+^{m+s} \mid y \geq 0 \text{ pode ser produzido por } x \geq 0\}$$

O conjunto de possibilidades de *input* é:

$$L(y) = \{x \mid (x, y) \in T\}$$

O conjunto de possibilidades de *output* é:

$$P(x) = \{y \mid (x, y) \in T\}$$

Banker, Charnes e Cooper (1984) estipulam as propriedades do CPP:

1. Convexidade: se  $(X_j, Y_j) \in T, j = 1, \dots, n$  e  $\lambda_j \geq 0$  é um escalar não negativo tal que  $\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$ , então  $(\sum_{j=1}^n \lambda_j X_j, \sum_{j=1}^n \lambda_j Y_j) \in T$ ;
2. Livre descarte: se  $(X, Y) \in T$  e  $X' \geq X$ , então  $(X', Y) \in T$ . Se  $(X, Y) \in T$  e  $Y' \leq Y$ , então  $(X, Y') \in T$ ;
3. Raio ilimitado: se  $(X, Y) \in T$  então  $(kX, kY) \in T, \forall k > 0$ .

Portanto, o CPP é o menor conjunto formado pelos dados observados e as propriedades descritas acima, ou seja, a área sombreada abaixo da curva na Figura 3.1.

Lovell (1992) afirma que dentro do CPP existem vários subconjuntos, mas dois merecem destaque, são eles: a isoquanta e o subconjunto eficiente. Este último é importante porque irá auxiliar na análise da eficiência. A isoquanta de entrada de  $L(y)$  está em:

$$I(y) = \{x: x \in L(y), \lambda x \notin L(y), \lambda \in [0,1]\}$$

Os subconjuntos eficientes de  $L(y)$ :

$$E(y) = \{x: x \in L(y), x' \notin L(y), x' \leq x\}$$

E ainda afirmam que  $E(y)$  está contido em  $I(y)$ . A Figura 3.2 mostra graficamente o espaço de entrada  $L(y)$  e os subconjuntos  $I(y)$  e  $E(y)$ :

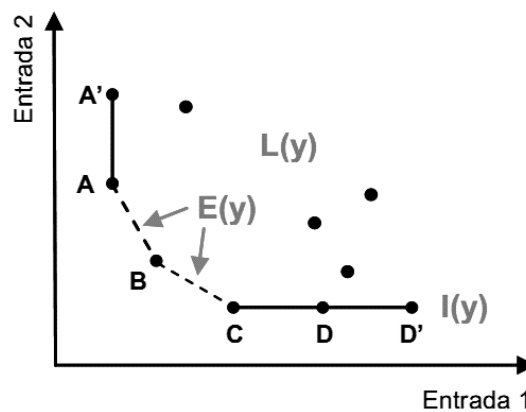


Figura 3.2- Isoquanta e conjunto eficiente  
Fonte: BATISTA (2009)

No eixo vertical está representado o insumo 1 (Entrada 1), enquanto no eixo vertical está representado o insumo 2 (Entrada 2). A isoquanta  $I(y)$ <sup>4</sup> é dada por  $A'ABCDD'$  e a área à direita e acima dessa fronteira linear por partes corresponde ao espaço  $L(y)$ . O subconjunto eficiente  $E(y)$  é formado pelos segmentos de reta ABC, retirando da isoquanta as extensões verticais e horizontais, porque nestas extensões se produz a mesma quantidade de produto, porém com uma quantidade maior de insumos.

### 3.2.2 Eficiência no Processo Produtivo

A eficiência é apresentada na literatura como um conceito relativo, ou seja, compara-se o desempenho de uma empresa com relação às demais no mesmo setor, ou ainda, com relação a ela mesma em diferentes períodos de tempo. Caso a empresa em questão consiga alcançar o

<sup>4</sup> Curva que representa várias combinações de insumos que resultem na mesma quantidade de produtos.

mesmo nível de produção do setor utilizando quantidade igual ou inferior de insumos, ela é dita eficiente, caso contrário, se estabelece a ineficiência produtiva.

Lovell (1992) define a eficiência de uma unidade produtiva como sendo a razão entre os valores alcançados e os valores ótimos entre insumos ou produtos. Portanto, pode ser a razão entre o produto real e o produto esperado ou a razão entre o insumo esperado e o insumo real. Nas duas comparações anteriores, o valor esperado é definido de acordo com as possibilidades de produção, portanto a eficiência medida é técnica. Mas também existe a possibilidade de definir o valor esperado em termos monetários, configurando a eficiência alocativa.

O estudo sobre eficiência iniciou-se com Farrell (1957) que inovou ao propor um modelo baseado em dados reais das empresas, e não em uma função matemática, como era feito anteriormente. A função matemática definida por engenheiros é normalmente válida, mas não considera a complexidade inerente a indústria. Em primeiro lugar, é muito difícil estimar uma função matemática para cada processo, mesmo o melhor engenheiro irá encontrar problemas, como por exemplo, como estimar *a priori* a necessidade de mão de obra indireta. Enfim, quanto mais complexo o processo, menor a precisão da função matemática. Segundo Farrell, é mais consistente determinar a medida de eficiência de uma firma comparando-a com o melhor nível de eficiência observado, do que compará-la a um padrão teórico muitas vezes inatingível. A seguir são apresentados conceitos de eficiência específicos de acordo com os autores mais citados na literatura. Cada autor analisa a eficiência de uma empresa considerando aspectos diferentes.

#### *Eficiência Pareto-Koopmans*

O engenheiro italiano Vilfredo Pareto (1848-1923) foi um dos primeiros a examinar as implicações do conceito de eficiência. A eficiência de Pareto é uma das ideias mais importantes da economia, e consiste da seguinte definição: se houver uma maneira de melhorar a situação de uma pessoa sem piorar a de outra, haverá uma melhoria de Pareto. Se uma alocação puder realizar uma melhoria de Pareto, ela é dita Pareto-ineficiente. A questão que se levanta é: se há um modo de ajudar alguém sem prejudicar ninguém, por que não fazê-lo? Se não puder ser feita nenhuma melhoria de Pareto, então a alocação é dita Pareto-eficiente (VARIAN, 2006).

Considere a seguinte situação: suponhamos que alocássemos de forma aleatória apartamentos para estudantes em prédios dentro do campus universitário, mas que permitíssemos a

sublocação entre os mesmos. Alguns que realmente desejassem morar perto da universidade poderiam acabar morando em algum apartamento distante. Porém, existe a opção de sublocar um apartamento próximo de alguém que não valorize tanto esta proximidade. Se os estudantes forem alocados aleatoriamente nos apartamentos, haverá alguns que queiram trocar de apartamento caso recebam alguma recompensa. Por exemplo, um estudante alocou um apartamento próximo, que ele avalia em U\$200, enquanto outro estudante que alocou um apartamento distante esteja disposto a pagar até U\$300 para morar perto da universidade. Existiria então uma troca entre estes dois agentes econômicos caso ambos firmassem um valor entre U\$200 e U\$300. Desta forma, os dois estudantes seriam beneficiados sem prejudicar ninguém (VARIAN, 2006).

Koopmans propôs em 1951 uma especialização microeconômica do conceito de eficiência de Pareto, sob a ótica da produção de bens e serviços gerada por uma organização. Esse autor ressalta que um produtor é eficiente tecnicamente se o aumento de qualquer produto necessita pelo menos a redução de um produto ou aumento de um insumo; ou a redução de qualquer insumo necessita pelo menos o aumento de um insumo ou redução de um produto. Já um produtor é ineficiente tecnicamente se existir a possibilidade de produzir os mesmos produtos com menos insumos, ou utilizar os mesmos insumos e fabricar mais produtos.

Debreu (1951), ao determinar o seu “coeficiente de utilização de insumos”, estabeleceu o primeiro indicador de eficiência conhecido. Orientado para a minimização dos insumos, esse coeficiente consiste na redução equiproporcional máxima possível em todos os insumos, mantida a produção da mesma quantidade de (um único) produto. Essa definição induz um conceito de eficiência diferente daquele de Koopmans. Assim, Debreu postulou que: um produtor é eficiente nos insumos quando não é possível gerar o mesmo produto com um insumo equiproporcionalmente menor. De modo análogo, um produtor é eficiente no produto quando não é possível, com as mesmas quantidades de insumos, gerar uma produção equiproporcionalmente maior.

### *Eficiência Farrell*

Farrell em 1957 propôs um método não paramétrico para estimar a função produção e calcular a eficiência técnica<sup>5</sup> e alocativa<sup>6</sup> das unidades produtivas. O autor aprofundou os estudos de Koopmans (1951) e Debreu (1951) com o objetivo de definir uma medida simples de eficiência da firma que poderia englobar múltiplos insumos. Para demonstração do método, considere um exemplo composto por uma firma produzindo  $p$  produto com o uso dos insumos  $x$  e  $y$  e admita que a função de produção seja conhecida,  $p = f(x,y)$ . Sob retorno constante de escala, pode-se escrever  $f(x,y) = 1$ . Reunindo as possíveis combinações de insumos que geram uma unidade de produto, obtém-se a isoquanta representada na Figura 3.3:

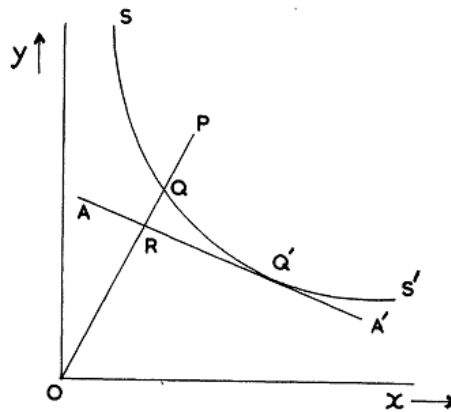


Figura 3.3 - Eficiência técnica e alocativa  
Fonte: FARRELL (1957)

O ponto P representa a quantidade observada dos dois insumos para a fabricação de um produto. O ponto Q representa uma empresa eficiente que utiliza os dois fatores da mesma proporção como P, já que o ponto Q é formado a partir da reta que liga o ponto P com a origem O. Pode-se perceber que esta produz o mesmo produto que P, mas usando quantidades menores de  $x$  e  $y$ . Desta forma, a razão  $OQ/OP$  é considerada a eficiência técnica (ET) da empresa P. Claro que  $0 \leq ET \leq 1$ . Se  $ET = 1$ , a firma é tecnicamente eficiente porque está sobre a isoquanta, como é o caso do ponto Q e Q'. Se a  $ET < 1$ , significa que a empresa não é eficiente tecnicamente e que necessita reduzir os seus insumos e manter a sua produção, como é o caso do ponto P. Desta forma, a eficiência técnica de Farrell pode ser medida pela diferença entre o valor 1 e a máxima

<sup>5</sup> A eficiência técnica se refere à habilidade de evitar desperdícios, seja na utilização de uma quantidade de insumos maior que o necessário, seja na produção de bens em quantidades inferiores às consideradas possíveis.

<sup>6</sup> A eficiência alocativa se refere à habilidade de uma empresa maximizar a receita e minimizar custos e que, portanto, envolve as quantidades e os preços dos insumos consumidos e dos produtos gerados.

redução equiproporcional de todos os insumos, mantendo o mesmo nível de produtos. Contudo, também se faz necessário medir quão bem a empresa faz uso dos seus insumos, dado os seus preços. Portanto, na Figura 3.3 a reta  $AA'$  relaciona as proporções dos dois fatores conhecidos os seus preços. Assim,  $Q'$  é o ponto ótimo e a razão  $OR/OQ$  é o índice de eficiência alocativa da empresa  $P$ . A distância  $RQ$  representa a redução dos custos de produção que ocorre quando a firma opera em  $Q'$  ao invés de  $Q$ , ponto onde existe eficiência técnica, mas não eficiência alocativa. Multiplicando-se a eficiência técnica pela eficiência alocativa, obtém-se a eficiência global, que no caso do ponto  $P$  é a razão entre  $OR/OP$ .

As medidas de eficiência foram definidas baseadas na suposição de que a função de produção é conhecida. Embora existam diversas formas para definição da função de produção, duas se destacam: aquela especificada por engenheiros e outra com base nos melhores resultados observados na prática. Farrell opta por desenvolver uma função de produção empírica a partir de observações de insumos e produtos de diversas empresas. Considere que cada firma possa ser representada por um ponto no diagrama de dispersão apresentado na Figura 3.4, onde o eixo vertical e horizontal representa os insumos utilizados:

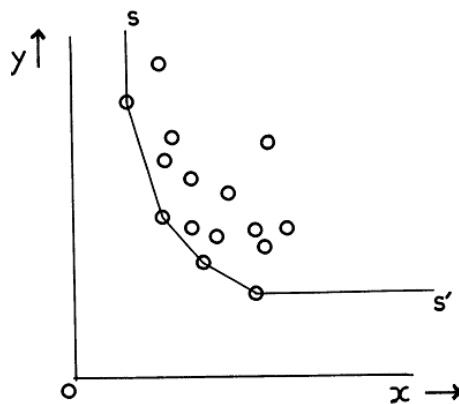


Figura 3.4 - Função de Produção  
Fonte: FARRELL (1957)

O problema é definir a isoquanta eficiente a partir do diagrama de dispersão. Considerando que a isoquanta é convexa e que em nenhum trecho possui uma inclinação positiva, então a curva  $SS'$  é a estimativa mais conservadora e que satisfaz as duas suposições anteriores. Portanto,  $SS'$  será a função de produção para este conjunto de dados.

A essência do método de Farrell consiste em medir a eficiência técnica de uma empresa em comparação com uma empresa hipotética, que utiliza os fatores de produção na mesma





Charnes, Cooper e Rhodes (1978) generalizaram os estudos de Farrell tanto no sentido de trabalhar com múltiplos insumos e produtos, quanto na obtenção de um indicador que atendesse ao conceito de eficiência de Koopmans. Essa generalização deu origem a uma técnica de construção de fronteiras de produção e indicadores da eficiência produtiva conhecida como *Data Envelopment Analysis* - DEA.

Essa técnica permite decompor a eficiência produtiva em dois componentes: a eficiência de escala, associada a variações da produtividade decorrentes de mudanças na escala de produção, e a eficiência técnica, associada à habilidade gerencial da organização (Banker, Charnes e Cooper, 1984).

### **3.3 *Data Envelopment Analysis***

A história da Metodologia DEA surgiu a partir dos conceitos de eficiência apresentados anteriormente, em especial o conceito proposto por Farrell (1957). Existe um consenso na literatura de que o artigo *Measuring the efficiency of decision making units* (Charnes, Cooper e Rhodes, 1978) representa o nascimento oficial do tema, onde foi apresentado o termo *Data Envelopment Analysis*.

Em 1978, Rhodes propôs em sua tese de doutorado desenvolver um método para comparar a eficiência de escolas públicas norte-americanas, considerando múltiplos insumos e produtos. O programa educacional *Follow Through*, no qual Rhodes participou, era uma tentativa do Escritório de Educação Americano de aplicar princípios estatísticos num conjunto de escolas. Contudo, todas as abordagens estatísticas e econométricas experimentadas forneceram resultados insatisfatórios. Foi então que Rhodes chamou a atenção de Cooper para o artigo de Farrell (1957). Unindo esses e outros conceitos, os autores deram início ao que seria, posteriormente, um vasto campo de pesquisa. Vale ressaltar que inicialmente, o método foi desenvolvido para avaliar a eficiência de escolas públicas e entidades sem fins lucrativos, mas com o passar dos anos, o interesse pelo tema foi ampliado e surgiram publicações nas mais diversas áreas.

O método considerou como produtos as notas nos exames, a melhoria da autoestima e a habilidade psicomotora dos alunos. Para tanto, os insumos avaliados durante o estudo foram o número de professor-hora e o tempo gasto pela mãe em leituras com o filho. O objetivo da tese foi desenvolver um modelo para estimar a eficiência técnica sem recorrer ao arbítrio de pesos

para cada variável e sem converter todas as variáveis em valores econômicos comparáveis. Essa tentativa de estimação da eficiência técnica das escolas, com base em múltiplos insumos e produtos, resultou no Modelo CCR (abreviação de Charnes, Cooper e Rhodes).

Outro conceito apresentado no artigo clássico foi o de *Decision Making Units* – Unidade Tomadora de Decisão – que diz respeito às unidades produtivas em análise, que podem ser as mais variadas, tais como hospitais, escolas, empresas, departamentos, ou seja, qualquer entidade que converta múltiplos insumos em múltiplos produtos.

A metodologia DEA pode ser entendida como uma ferramenta analítica utilizada para identificar as melhores práticas no uso de recursos. Trata-se de uma metodologia baseada em programação linear com a capacidade de identificar a fronteira de eficiência de um conjunto de DMU e elaborar comparações entre os recursos utilizados e os resultados obtidos por cada uma das organizações.

A metodologia possui algumas características importantes, como por exemplo: (i) as observações empíricas são a base para o cálculo dos índices de eficiência; (ii) as variáveis não precisam ser convertidas em unidades monetárias; (iii) os pesos das variáveis são determinados de forma objetiva, pois o próprio modelo fornece o peso que considera “ótimo” para cada variável (CHARNERS, COOPER e RHODES, 1978).

Sobre as suas vantagens, Banker, Charnes e Cooper (1984) reforçam a capacidade de lidar com múltiplos insumos e produtos, a maior facilidade de cálculo ao transformar a programação fracionária original em uma programação linear equivalente, além de nenhuma função de produção precisar ser definida *a priori*.

Em função das vantagens descritas anteriormente, a metodologia DEA possui uma desvantagem quanto às técnicas de estimação paramétrica, que está direcionada aos testes para a comprovação de hipóteses. Neste caso, não se pode testar com rigor estatístico, bem como o erro relativo à estimação da fronteira (CHARNES *et al.*, 1994).

O foco da DEA está nas observações individuais representadas por  $n$  otimizações, uma para cada DMU, não tendo foco nas médias e nas estimativas de parâmetros que estão associadas com as técnicas e aproximações estatísticas. A Figura 3.6 mostra um comparativo entre a metodologia DEA e a análise de regressão:

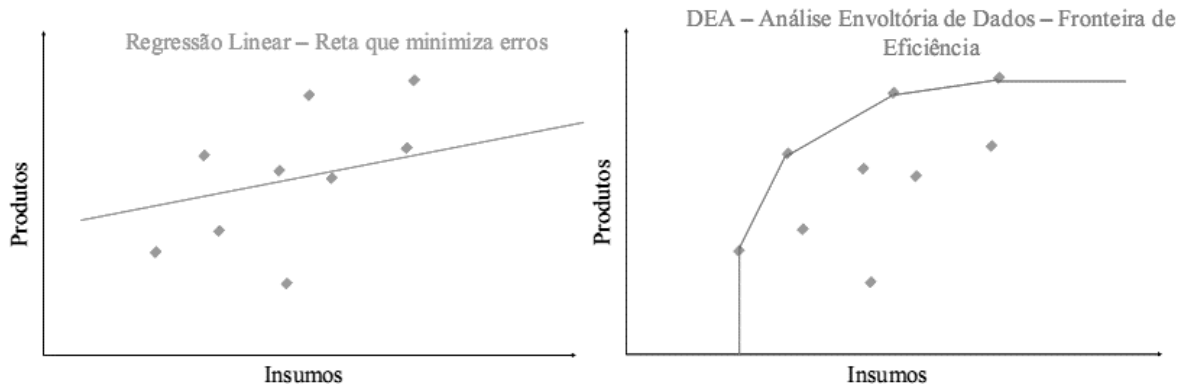


Figura 3.6 –Regressão Linear *versus* DEA  
Fonte: Galvão (2008)

A análise de regressão resulta em uma reta onde a soma das distâncias em relação às observações é zero. Por se tratar de um referencial médio, isto não significa necessariamente o desempenho de nenhuma das DMU analisadas. A análise de regressão requer uma função de produção, e que variáveis independentes se relacionem com as variáveis dependentes através dessa função e que assumam hipóteses específicas sobre distribuição de erros.

Em contrapartida, a metodologia DEA calcula a máxima medida de desempenho para cada DMU relativa a todas as outras DMU, partindo do princípio de que cada DMU está na fronteira de eficiência ou abaixo dela.

### 3.3.1 Modelos Clássicos

Na literatura existem diversos modelos DEA, mas dois se destacam por serem os pioneiros e os mais utilizados. O primeiro – modelo *Constant Return to Scale* (CRS) – avalia a eficiência total das unidades, identifica as DMUs eficientes e ineficientes e determina a que distância da fronteira estão as unidades ineficientes, considerando para tanto, o retorno constante de escala. Já o segundo modelo – modelo *Variable Return to Scale* (VRS) – permite segregar a eficiência total em eficiência técnica e eficiência de escala, considerando o retorno variável de escala. Nesta seção apresentaremos com maior detalhe os dois modelos.

Além dos diferentes retornos de escala, os modelos possuem orientação para o insumo ou para o produto<sup>7</sup>. Quando a escolha é feita pelo primeiro, busca-se a máxima redução

<sup>7</sup> Lembrando que no modelo CRS os resultados para a orientação insumo ou produto serão os mesmos.

equiproporcional dos insumos e mantendo o nível dos produtos. Quando se escolhe o último, busca-se o máximo aumento equiproporcional dos produtos, dado o nível de insumos.

No caso da distribuição de energia, a orientação é geralmente para o insumo, já que o objetivo do regulador é a minimização dos custos, além das concessionárias possuírem pouca influência sob os produtos, no caso, a energia fornecida (KINNUNEN, 2005). A seguir são tratados os modelos CRS e VRS (multiplicadores e envelopamento) com orientação para o insumo.

#### *Modelo dos Multiplicadores com Retorno Constante de Escala - CRS*

O modelo CRS considera que as unidades sob análise atuam em uma escala ótima, já que um aumento ou diminuição nos insumos provoca um acréscimo ou redução proporcional nos produtos. Ele permite mensurar e ordenar os índices de eficiência de cada DMU, bem como calcular a que distância a DMU ineficiente se encontra da fronteira.

Neste modelo, a medida de eficiência é obtida através da razão máxima entre a soma ponderada dos produtos sobre a soma ponderada dos insumos, considerando que a razão para cada DMU deve ser menor ou igual à unidade. O Modelo 3.1 apresenta a programação:

$$\text{Max } h_0 = \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{r0}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{i0}}$$

Tal que:

$$\frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij}} \leq 1; j = 1, \dots, n,$$

$$u_r, v_i \geq 0; r = 1, \dots, s; i = 1, \dots, m.$$

(3.1)

Onde  $y_{rj}$ ,  $x_{ij}$  (todos positivos) são os produtos e insumos da DMU  $j$  e  $u_r$ ,  $v_i$  são os pesos das variáveis determinados pela solução do problema, por exemplo, todos os dados de todas as DMUs que estão sendo usadas no conjunto de referência. A eficiência de um membro deste conjunto de referência  $j = 1, \dots, n$  DMUs deve ser calculada com relação aos outros. A maximização,  $h_0$ , é função do conjunto de pesos mais favorável que as restrições permitem.

As propriedades admitidas são: convexidade, livre descarte, retorno constante de escala e ainda, a restrição de que nenhuma saída possa ser produzida sem utilizar entradas. Então, o problema consiste em achar valores para os pesos ( $u$  e  $v$ ) que maximize a soma ponderada dos produtos

dividida pela soma ponderada dos insumos. Contudo, como restrição tem-se que o índice de cada empresa deve estar entre 0 e 1. O problema de programação fracionária acima tem infinitas soluções ótimas, sendo necessário fixar um valor constante para o denominador da função objetivo ( $\sum_{i=1}^m v_i x_{i0} = 1$ ) para transformá-lo em um PPL, Modelo 3.2.

O modelo busca reduzir os insumos para fabricar no mínimo o nível de produção dado, sendo este composto pela maximização do somatório da ponderação entre as quantidades e os pesos dos produtos. O modelo CRS é apropriado somente quando todas as DMUs estão operando em uma escala ótima, caso contrário o índice de eficiência será influenciado pela escala.

$$\text{Max } h_0 = \sum_{r=1}^s u_r y_{r0}$$

Tal que:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^m v_i x_{i0} &= 1 \\ \sum_{r=1}^s u_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} &\leq 0; j = 1, \dots, n, \\ u_r, v_i &\geq 0; r = 1, \dots, s; i = 1, \dots, m. \end{aligned}$$

(3.2)

Este modelo original também é conhecido como CRS segundo a ótica dos multiplicadores, dado que os pesos ( $u$  e  $v$ ) podem também ser considerados como multiplicadores dos insumos e produtos.

#### *Modelo dos Multiplicadores com Retorno Variável de Escala - VRS*

Banker, Charnes e Cooper (1984) propõem um novo modelo DEA, baseado no princípio de convexidade. Nele, a eficiência é dividida entre eficiência técnica e eficiência de escala.

Os autores relaxam a hipótese de retorno constante de escala, passando a considerar a presença de retornos de escala crescentes, decrescentes ou variáveis na fronteira de eficiência, como mostra o Modelo 3.3.

$$\text{Max } h_0 = \sum_{r=1}^s u_r y_{r0} - u_0$$

Tal que:

$$\sum_{i=1}^m v_i x_{i0} = 1$$

$$\sum_{r=1}^s u_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} - u_0 \leq 0, j = 1, \dots, m,$$

$$u_r, v_i \geq 0; r = 1, \dots, s; i = 1, \dots, m.$$

(3.3)

Percebe-se que é introduzida uma variável  $u_0$  representando os retornos variáveis de escala, que portanto, não precisa atender a restrição de positividade.

O escalar  $u_0$  é negativo para retornos crescentes, positivo para retornos decrescentes e nulo para retornos constantes, a Figura 3.7 ilustra estes conceitos.

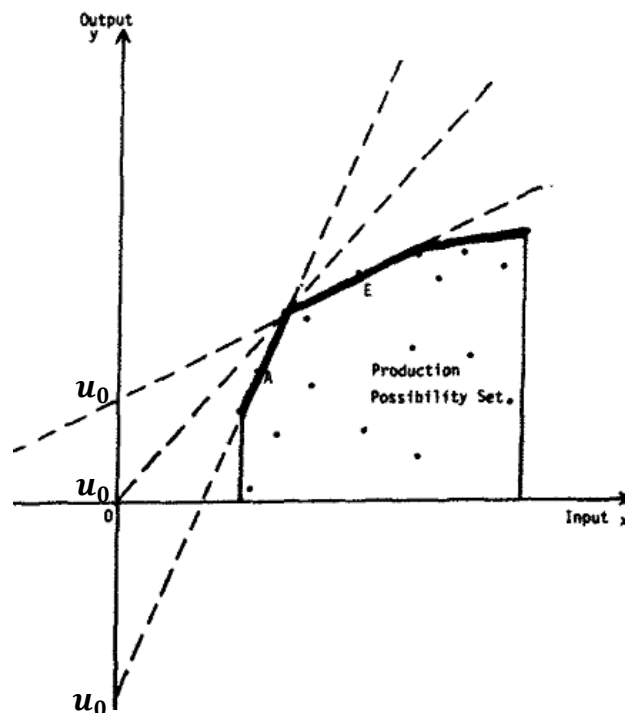


Figura 3.7 - Retornos de escala  
Fonte: BANKER, CHARNES e COOPER (1984)

A variável  $u_0$  neste modelo assegura que uma DMU ineficiente será comparada com outra de tamanho similar (BANKER, CHARNES e COOPER, 1984).

A variável  $u_0$  é a linha que intercepta o eixo vertical, portanto através da figura, ela pode assumir três valores: negativo, zero e positivo. Quando  $u_0$  é negativo,  $\Delta x < \Delta y$ , caracteriza-se o retorno crescente de escala. Quando  $u_0$  é zero,  $\Delta x = \Delta y$ , caracteriza-se o retorno constante de escala. Quando  $u_0$  é positivo,  $\Delta x > \Delta y$ , caracteriza-se o retorno decrescente de escala.

Ao distinguir a eficiência técnica da eficiência de escala, o modelo pode ser utilizado em DMUs com tamanhos diferentes, uma vez que esse modelo está livre das dificuldades advindas de se considerar a escala de produção. Considere a Figura 3.8, onde o ponto A representa a DMU a ser avaliada:

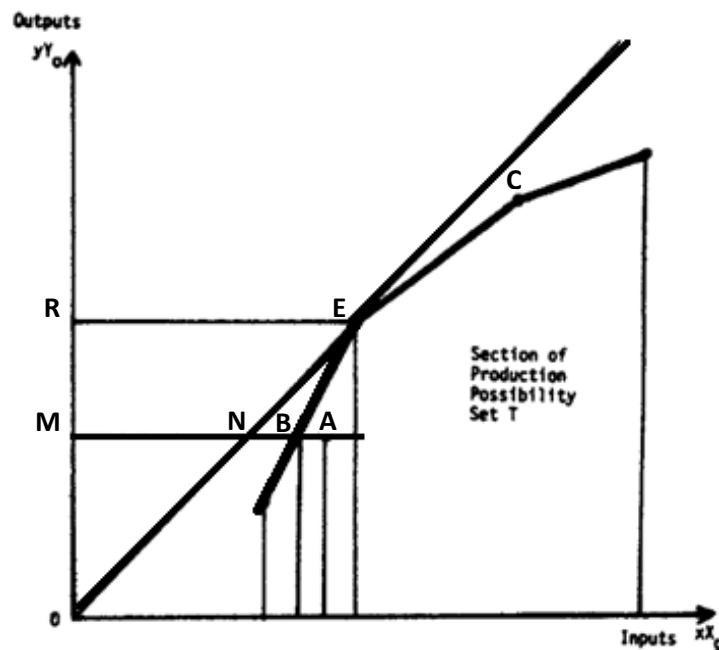


Figura 3.8 - Eficiência técnica e de escala  
Fonte: BANKER, CHARNES e COOPER (1984)

A eficiência técnica e de escala é medida pela razão  $MN/MA$ , que compara o ponto A com o ponto N, sendo o último um reflexo do ponto com maior produtividade de escala, E. A eficiência técnica de A é medida pela razão  $MB/MA$ , que compara o ponto A com o ponto B, ponto com maior eficiência e mesma escala (produto) que o ponto A. E por fim, a eficiência de escala é medida pela razão  $MN/MB$ .



Quando os valores obtidos de eficiência técnica pelos dois modelos (CRS e VRS) são diferentes para uma DMU qualquer, há ineficiência de escala, ou seja, a empresa não está operando com retorno constante de escala.

Vale destacar que o modelo VRS, na Figura 3.9 representado por *VRS Frontier*, apresenta uma fronteira que envolve um número maior de DMUs do que a fronteira formada pelo modelo CRS, representado por *CRS Frontier*. Portanto, os valores de eficiência técnica no modelo VRS serão maiores ou iguais ao modelo CRS. Ainda, uma DMU considerada eficiente no modelo CRS também será considerada eficiente no modelo VRS, sendo que o inverso não é verdadeiro.

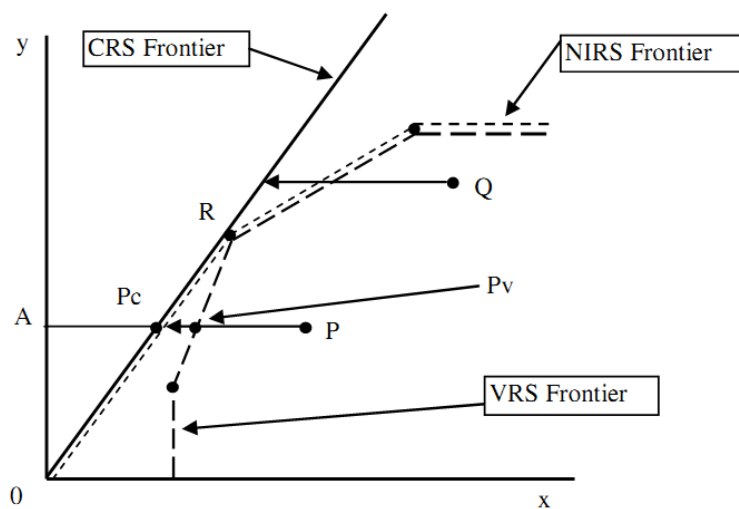


Figura 3.9 - Fronteiras de eficiência  
Fonte: COELLI (1996)

O escore de eficiência do modelo VRS não é suficiente para distinguir se a empresa está operando em um trecho com escala crescente ou decrescente, dado que a fronteira VRS pode ser formada por trechos de retorno constante, crescente ou decrescente de escala, como apresentado nas Figuras 3.7 e 3.9.

Para contornar o problema supracitado, poder-se-ia avaliar o sinal da variável  $u_0$  (Equação 3.3) para cada DMU e concluir a partir das três possibilidades (negativo, zero e positivo) o retorno de escala específico no ponto de fronteira onde a DMU sob análise foi projetada. Mas, uma solução mais simples e amplamente utilizada trata-se do cálculo de uma nova fronteira, com Retornos Não Crescentes de Escala (NIRS, *Non-Increasing Returns to Scale*), que está representada na Figura 3.9.

As eficiências são comparadas: caso a eficiência no modelo VRS for diferente ao modelo NIRS, os retornos são crescentes naquele ponto de projeção na fronteira VRS (como é o caso do ponto P na Figura 3.9); senão os retornos são decrescentes (como é o caso do ponto Q na Figura 3.9). O Retorno Não Decrescente de Escala (NDRS, *Non-Decreasing Returns to Scale*) acontece quando a fronteira apresenta Retorno Constante ou Crescente de Escala.

Este modelo VRS também é conhecido como VRS segundo a ótica dos multiplicadores, dado que os pesos ( $u$  e  $v$ ) podem também ser considerados como multiplicadores dos insumos e produtos.

### *Modelos do Envelopamento*

O modelo do envelopamento é o dual do PPL que estabelece o modelo dos multiplicadores. O número de fatores que compõem a função objetivo torna-se igual ao número de restrições e o número de restrições fica igual ao número de fatores na função objetivo. Se o problema é de minimização, ele passa a ser de maximização e vice-versa. Logo independe se é CRS ou VRS, pois em ambos os casos existem uma versão de multiplicadores e uma versão envelopamento.

Em Lins e Meza (2000) diz que “O modelo dual conhecido como modelo do envelopamento tem uma interpretação gráfica e microeconômica imediata”. Uma das diferenças básicas entre essas duas abordagens é em relação as suas interpretações teóricas. A versão do envelopamento é de mais fácil visualização e compreensão, já que um PPL orientado ao insumo passa a ter como objetivo a minimização dos insumos, conforme entendimento teórico e não a maximização dos produtos, como no modelo dos multiplicadores.

### *Modelo do Envelopamento com Retorno Constante de Escala – CRS*

O dual do PPL (3.2) conhecido como modelo do envelopamento é dado pelo Modelo 3.4:

$$\text{Min } \theta$$

Tal que:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \leq \theta x_{i0} \quad i=1, \dots, m,$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \geq y_{r0} \quad r=1, \dots, s,$$

$$\lambda_j \geq 0, j = 1, \dots, n$$

(3.4)

Onde a  $DMU_0$  representa uma das  $n$  DMUs sob análise e  $x_{i0}$  e  $y_{r0}$  são respectivamente os insumos e produtos para a  $DMU_0$ . Neste modelo os pesos desconhecidos são representados por  $\lambda_j$ , onde  $j=1$  até  $n$  corresponde ao número total de DMUs.

O lado esquerdo das equações representa as combinações convexas dos insumos e produtos de todas as DMUs (DMU virtual), enquanto o lado direito representa os insumos e produtos da DMU sob análise.

A variável de decisão  $\theta$ , que representa o escore de eficiência da empresa que está sendo avaliada no momento. Se  $\theta^*=1$ , então o nível atual de insumos não pode ser reduzido (proporcionalmente), indicando que a  $DMU_0$  está na fronteira. Por outro lado, se  $\theta^*<1$ , então a  $DMU_0$  é dominada pela fronteira, ou seja, a DMU sob análise pode reduzir os seus insumos na mesma proporção de  $\theta^*$ . Em outras palavras, o objetivo do modelo é encontrar uma DMU que tenha o mesmo nível de produto da DMU sob análise, mas que possua um nível de insumos inferior. Esse modelo também é conhecido como “Modelo de Farrell”, pois é o mesmo usado em Farrell (1957).

Vale ressaltar que a eficiência calculada no modelo do envelopamento e dos multiplicadores é a mesma, já que pelo princípio de dualidade em programação matemática há a garantia de que o primal e o dual de um determinado PPL deverá apresentar o mesmo resultado na função objetivo, variando a forma com que sua função objetivo e restrições serão organizadas.

#### *Modelo do Envelopamento com Retorno Variável de Escala – VRS*

O dual do PPL (3.3) conhecido como modelo do envelopamento é dado pelo Modelo 3.5:

$$\text{Min } \theta$$

Tal que:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \leq \theta x_{i0} \quad i=1, \dots, m,$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \geq y_{r0} \quad r=1, \dots, s,$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

$$\lambda_j \geq 0, j = 1, \dots, n.$$

(3.5)

Onde a  $DMU_0$  representa uma das  $n$  DMUs sob análise e  $x_{i0}$  e  $y_{r0}$  são respectivamente as quantidades consumidas do insumo  $i$  ( $i=1, \dots, m$ ) e quantidades produzidas do produto  $r$  ( $r=1, \dots, s$ ) pela  $DMU_0$ . Neste modelo os pesos desconhecidos são representados por  $\lambda_j$  ( $j=1, \dots, n$ ) onde  $n$  corresponde ao número total de DMUs. Os  $\lambda_j^*$  obtidos na solução ótima do modelo de programação linear representam a participação da  $DMU_j$  como *benchmark* da  $DMU_0$ . Este modelo é semelhante ao modelo do envelopamento com retorno constante de escala (Modelo 3.4), salvo a adição da restrição  $\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$ , que difere o retorno constante do variável.

O indicador da eficiência produtiva definidos nos Modelos 3.4 e 3.5 se caracterizam por uma projeção radial (equiproporcional) sobre a fronteira, mantendo, portanto, as proporções entre insumos e produtos observados na  $DMU_0$ . Indicadores radiais (equiproporcionais) sugerem eficiência mesmo quando permanecem excessos nos insumos ou folgas nos produtos. Em consequência, um plano de operação eficiente no sentido da medida equiproporcional de Farrell (eficiência fraca) pode não ser eficiente no sentido da definição de Koopmans (eficiência forte). Charnes, Cooper e Rhodes (1978) propõem um modelo de avaliação da eficiência que, mesmo mantendo o princípio da projeção radial sobre a fronteira, trabalha com os excessos e as folgas existentes para construir um indicador que atende à eficiência de Koopmans.

Nos modelos do envelopamento, a introdução de variáveis representativas das folgas nos produtos ( $s^+$ ) e dos excessos nos insumos ( $s^-$ ) garante a obtenção de uma solução que atende as condições ótimas de Pareto, gerando, portanto, uma medida de eficiência forte (eficiência no sentido de Koopmans). Adicionando as variáveis de folga, ao Modelo 3.5 temos o Modelo 3.6:

$$\text{Min } \theta - \varepsilon (\sum_{i=1}^m S_i^- + \sum_{r=1}^s S_r^+)$$

Tal que:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} + S_i^- &= \theta x_{i0} & i=1, \dots, m, \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} - S_r^+ &= y_{r0} & r=1, \dots, s, \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j &= 1 \end{aligned}$$

$$\lambda_j \geq 0, j = 1, \dots, n.$$

(3.6)

O valor de  $\varepsilon$  deve ser suficientemente pequeno para que o problema linear do envelopamento possa ser concebido em duas etapas: i) um deslocamento proporcional na direção da fronteira (caracterizando eficiência fraca); seguido de, ii) um movimento não radial para a fronteira de eficiência forte (que depende deste agregado virtual de excessos e folgas).

Vale destacar que a eficiência relativa calculada pela DEA corresponde à distância entre o plano de operação realizado e a fronteira de eficiência. A fronteira é composta de seções lineares que são determinadas pelas combinações convexas de subconjuntos de DMUs eficientes. Cada DMU está relacionada a uma seção linear em relação à qual seu escore de eficiência é calculado e na qual sua meta global é projetada.

As seções lineares de eficiência são caracterizadas por um conjunto de vértices, que são as DMUs eficientes de referência para a DMU avaliada. A meta projetada para cada DMU ineficiente é uma combinação convexa dos planos de operação de suas DMUs de referência. As referências caracterizam-se como planos de operação similares à DMU avaliada e servem como direcionadores para o aumento da eficiência.

### **3.3.2 Modelo em dois estágios**

Os modelos DEA discutido anteriormente incorporam somente variáveis tradicionais de produto e insumo, cujas quantidades podem ser controladas pelas empresas. Este tipo de variável controlável é chamado de variável discricionária. No entanto, existem outras variáveis que estão fora do controle das empresas, mas que podem influenciar a sua eficiência. Algumas variáveis são favoráveis ao processo de produção e aumenta os produtos máximos ou diminui os insumos mínimos. Outras são desfavoráveis ao processo de produção e diminuem a eficiência medida a partir dos insumos e produtos (RAY, 2004).

Tais variáveis são denominadas variáveis ambientais ou variáveis não discricionárias. São consideradas variáveis ambientais aquelas que podem afetar a eficiência de uma empresa, mas que estão fora do controle gerencial das mesmas. Em geral, estão relacionadas ao ambiente em que a empresa atua. São exemplos de variáveis ambientais, no segmento de distribuição, a dispersão de sua rede, a incidência de chuva, dentre outras.

Existem inúmeras formas para que as variáveis ambientais sejam consideradas no modelo de DEA. Algumas delas permitem a consideração dessas variáveis diretamente no modelo de programação DEA. Neste caso, as variáveis ambientais que contribuem de forma desfavorável

são incluídas como insumos. Enquanto, que as variáveis que contribuem de forma favorável são incluídas como produto. Uma desvantagem deste modelo é a necessidade de definir previamente se tal sob avaliação é favorável ou desfavorável, o que nem sempre é possível na prática.

Em outra abordagem desenvolvida por Banker e Morey (1986), as empresas são ordenadas conforme o valor da variável ambiental, e comparadas somente com aquelas outras empresas com valores de variável ambiental menos favorável.

Contudo, em nenhuma das formas citadas anteriormente é possível testar estatisticamente a influência das variáveis ambientais na eficiência. Tanto no que se refere a influência ou não dessas variáveis na eficiência técnica, bem como o sinal com que essa variável influencia a eficiência, se de forma favorável ou desfavorável.

A DEA em dois estágios é uma das técnicas mais populares encontradas na literatura para incluir as variáveis ambientais na análise de eficiência<sup>8</sup>.

Esta técnica é empregada neste trabalho da seguinte forma: no primeiro estágio, calculamos os escores de eficiência técnica das distribuidoras com o auxílio da metodologia DEA. Então no segundo estágio, usamos uma análise de regressão que considera estes escores calculados anteriormente como variáveis dependentes, e as variáveis ambientais são as variáveis independentes.

Os escores de eficiência calculados no primeiro estágio assumem valores dentro do intervalo de 0 a 1, tornando a variável dependente censurada por natureza. Portanto, o modelo Tobit (Tobin, 1958) é adotado para lidar com este tipo de variável censurada. A Figura 3.10 ilustra uma análise em dois estágios para o caso simples de um insumo e um produto.

A empresa A localizada na fronteira de possibilidades de produção é considerada eficiente, enquanto a empresa B é considerada ineficiente. O escore de eficiência da empresa B (orientação insumo) é igual à  $x^1/x^2$ . Contudo, a ineficiência da empresa B pode ser parcialmente explicada por um ambiente severo – a influência de vários fatores ambientais pode implicar em um uso maior de insumo por parte da empresa B,  $x^2$ , que o mínimo teórico, localizado em  $x^1$ .

---

<sup>8</sup> Veja Simar e Wilson (2007) para uma lista extensa de artigos que adotaram a técnica em dois estágios.

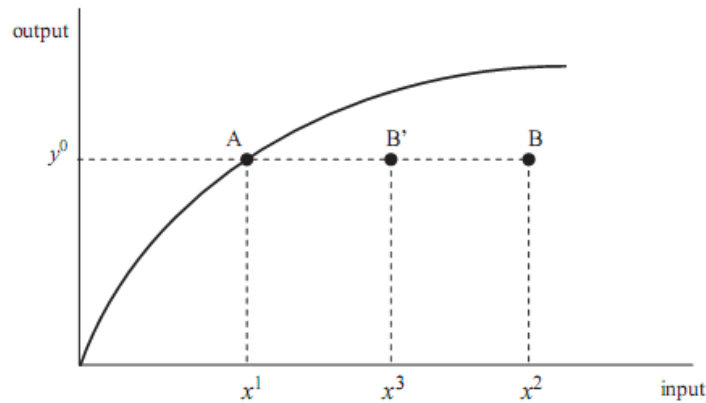


Figura 3.10 –Variáveis ambientais  
Fonte: ÇELEN (2013)

Uma vez que o fator ambiental desfavorável desapareceu, a empresa B produz a mesma quantidade de produto ( $y^0$ ), mas com menos insumos,  $x^3$ . Em outras palavras, a empresa B está situada em um ponto B', que é mais próximo da fronteira de produção. Nesta situação mais favorável a eficiência da empresa B aumentou de  $x^1/x^2$  para  $x^1/x^3$ .

Para definir o escore de eficiência observado ( $\delta_{it}$ ) que está localizado no intervalo entre 0 e 1 em função das variáveis ambientais ( $z_{it}$ ), uma variável aleatória latente ( $\delta_{it}^*$ ) que é dependente das mesmas variáveis ambientais é calculada a partir da Equação 3.1 (RAY, 2004):

$$\delta_{it}^* = z_{it}\beta + \varepsilon_{it} \quad (3.1)$$

Onde  $z_{it}$  é um vetor ( $r \times 1$ ) de variáveis ambientais, e  $\beta$  é um vetor ( $r \times 1$ ) de parâmetros a ser estimado.

Utilizando a variável latente, Equação 3.2, o escore de eficiência observado ( $\delta_{it}$ ) pode ser definido de tal forma que seja censurado abaixo de 0 e acima de 1:

$$\delta_{it} = \begin{cases} \delta_{it}^* & \text{se } 0 \leq \delta_{it}^* \leq 1 \\ 0 & \text{se } \delta_{it}^* < 0 \\ 1 & \text{se } \delta_{it}^* > 1 \end{cases} \quad (3.2)$$

O modelo Tobit estruturado desta forma pode ser estimado pelo método de máxima verossimilhança<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Este método, assim como o método de mínimos quadrados, permite a estimação dos parâmetros de modelos econométricos e a realização de testes de hipóteses relativos a restrições lineares e não lineares ao vetor de parâmetros. Para revisão do conceito, consultar Gujarati (2006).

A análise em dois estágios – DEA seguida por regressão – tem duas vantagens importantes. Primeiro, não é preciso definir a priori o sinal do coeficiente da regressão. Isto evita decidir previamente se alguma variável tem um impacto positivo ou negativo na eficiência. Segundo, podemos mudar a lista de variáveis ambientais incluídas no modelo sem precisar recalculá-las os escores de eficiência toda vez. Apenas a regressão no segundo estágio precisa ser refeita. (RAY, 2004).

Uma desvantagem do método em dois estágios é que se as variáveis do primeiro estágio estiverem altamente correlacionadas com as variáveis do segundo estágio, então os resultados podem estar enviesados (COELLI *et al.*, 1998).

### **3.4 Redes Unificadas: unidade de planejamento e operação**

As Redes Unificadas (RUs) são regiões definidas segundo critérios técnicos compostas de instalações de transmissão e distribuição, que operam em níveis de tensão de 138 kV ou 88 kV e que possuam pelo menos uma central geradora.

Estas regiões foram criadas pela ANEEL através da Resolução Normativa 349/2009<sup>10</sup> para compor uma de três parcelas da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras. Especificamente neste trabalho, a metodologia adotada para definição das Redes Unificadas segue a proposta apresentada em Carneiro (2011).

A ideia de regionalização dentro de uma determinada concessão é muito interessante, visto que consegue capturar as características da rede elétrica, dos hábitos de consumo e das classes típicas de consumo, além de conseguir um melhor acoplamento da rede básica com estas regiões que se formam.

Além de ser útil para a definição das tarifas regionais de distribuição, as RUs possuem características que as tornam atrativas para a análise de eficiência das distribuidoras, como por exemplo, condições ambientais (sejam elas climáticas, sociais ou econômicas) mais uniformes do que a totalidade da área de concessão. Esta particularidade é desejável na análise de eficiência, pois colabora para uma maior homogeneidade das unidades avaliadas e conseqüentemente uma estimativa de eficiência mais apurada, já que é menos susceptível ao

---

<sup>10</sup> Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>



erro de definir como ineficiente, uma distribuidora que atua em um ambiente mais adverso do que as demais.

Muitos reguladores, inclusive o brasileiro, adotam a distribuidora como *Decision Making Unit* para regulação dos preços, quando técnicas de *benchmarking* são aplicadas. Contudo, no Brasil, a qualidade do serviço é medida em detalhes através do conjunto de unidades consumidoras, ou seja, a qualidade é medida em um nível mais desagregado, como mostra a Figura 3.11.

Dado que eficiência não pode ser avaliada sem considerar a qualidade do serviço, as duas perspectivas (empresa *versus* conjunto de unidades consumidoras) devem convergir para uma mesma base (Regulação Combinada).

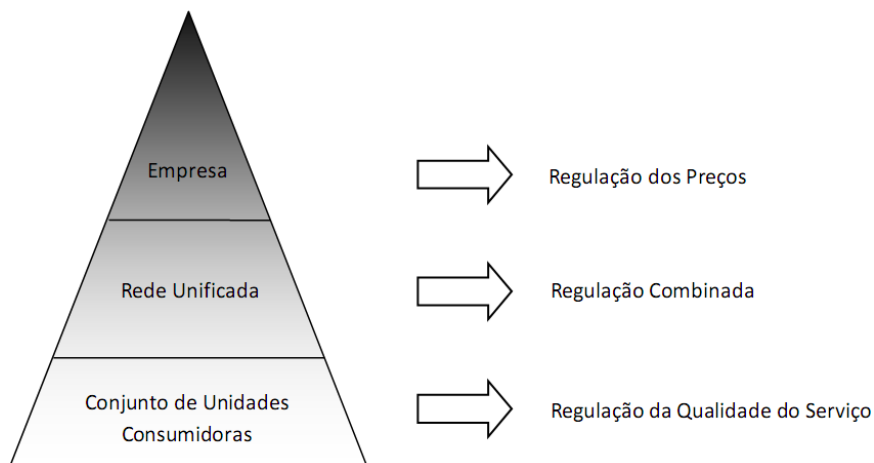


Figura 3.11 – Perspectivas de regulação

O conceito de Redes Unificadas busca minimizar a distância entre a regulação dos preços e a regulação da qualidade do serviço, considerando a mesma unidade de análise para ambos (Redes Unificadas). Além disto, o regulador pode avaliar com uma maior precisão se a redução de custos não está sendo alcançada em detrimento da qualidade.

A definição das RUs é feita em duas etapas, segundo Carneiro (2011): 1) utilização da área de influência de cada ponto de conexão com a rede básica; e 2) análise do acoplamento entre áreas de influência identificando elos fortes e fracos através de equivalentes de rede. A formação das RUs podem se alterar a cada ciclo tarifário, de acordo com o crescimento dos sistemas de 138 e 88 kV.

### 3.4.1 Área de Influência

A área de influência de um gerador é definida como o conjunto de barras que são alcançadas pela potência produzida por este gerador. A potência de um gerador alcança uma determinada barra se for possível encontrar um caminho através da rede que vai do gerador até a barra para o qual a direção é consistente com a direção do fluxo de potência calculado por um programa de fluxo de potência ou um estimador de estados (KIRSCHEN *et al.*, 1997).

A Figura 3.12 apresenta o sentido do fluxo de potência em um sistema composto por três unidades geradoras A, B e C e cinco barras de carga.

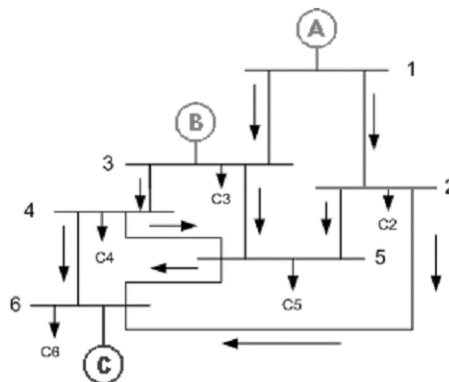


Figura 3.12 – Fluxo de Potência com geradores A, B e C  
Fonte: CARNEIRO (2011)

As Figuras 3.13, 3.14 e 3.15 exemplificam a área de influência dos geradores presentes na rede. Como pode ser visto na Figura 3.13 a área de influência do gerador A compreende todas as barras do sistema, já que o fluxo produzido por este gerador tem direção consistente com a encontrada no programa de fluxo de potência.

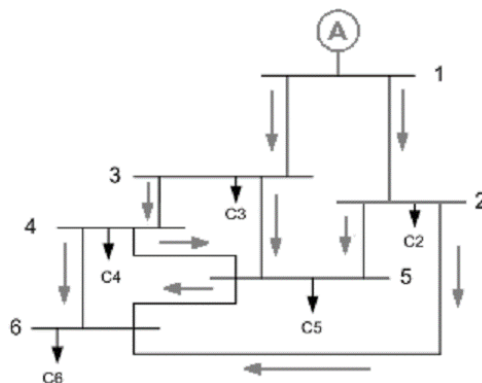


Figura 3.13 – Fluxo de Potência do Gerador A  
Fonte: CARNEIRO (2011)

A área de influência do gerador B, como mostra a Figura 3.14, inclui somente as barras 3, 4, 5 e 6 e os respectivos elementos que conectam estas barras.

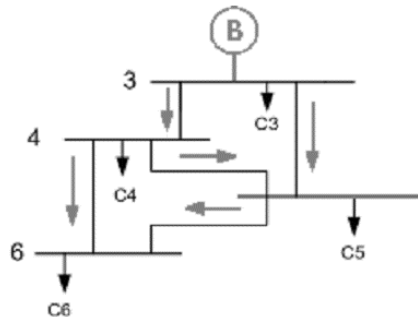


Figura 3.14 – Fluxo de potência do gerador B  
Fonte: CARNEIRO (2011)

A área de influência do gerador C limita-se apenas à barra 6 como mostra a Figura 3.15. Neste caso a potência ativa produzida por este gerador supre apenas a carga desta barra não fazendo, portanto, uso dos demais elementos da rede. Por isso, torna-se necessário utilizar outros critérios para melhor definir os limites de cada Rede Unificada.

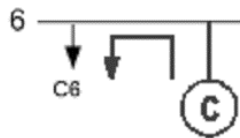


Figura 3.15 – Fluxo de potência do gerador C  
Fonte: CARNEIRO (2011)

Como é esperado, pode existir uma significativa sobreposição de áreas de influência de vários geradores em uma rede.

### 3.4.2 Etapas para definição da Área de Influência

A definição das RUs proposta neste trabalho utiliza o conceito de área de influência e pode ser realizada através dos procedimentos descritos abaixo:

- Utilizando um programa de fluxo de potência determina-se a potência ativa entregue pelo sistema de transmissão ao sistema de distribuição no ponto de conexão com a Rede Básica (RB);
- Através de um gerador fictício conectado na fronteira com a RB com valor do despacho igual ao encontrado no item anterior, pode-se determinar a área de influência deste gerador, que será inicialmente definida como uma RU associada ao ponto de conexão;

- Inicialmente haverá uma RU para cada ponto de conexão com a RB, porém devido à proximidade elétrica destas conexões, podem-se juntar duas ou mais RUs, utilizando como critério a presença de elos fortes;
- A avaliação da existência de elos fortes será realizada considerando o valor da impedância equivalente entre as barras de fronteira das RUs encontradas.

Podem existir RUs exportadoras de energia, ou seja, RUs onde o fluxo de potência ativa, no ponto de conexão com a RB, flui do sistema de distribuição para o sistema de transmissão. Nestes casos a área de influência será determinada pelo fluxo dos geradores reais existentes na RU e a análise de elos fortes deverá ser realizada de maneira semelhante à análise em RUs importadoras de energia. A Figura 3.16 mostra dois exemplos de RUs, uma importadora e outra exportadora.

As RUs criadas segundo esta metodologia são compostas por redes que operam em 69 kV, 88 kV ou 138 kV de distribuidoras, Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas ou de uso exclusivo de distribuidoras em tensão de 69 kV, 88 kV ou 138 kV e transformadores da RB de fronteira com secundário em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV. A partir destas redes definidas é que são agregadas as tensões inferiores que partem dos transformadores abaixadores a elas conectados.

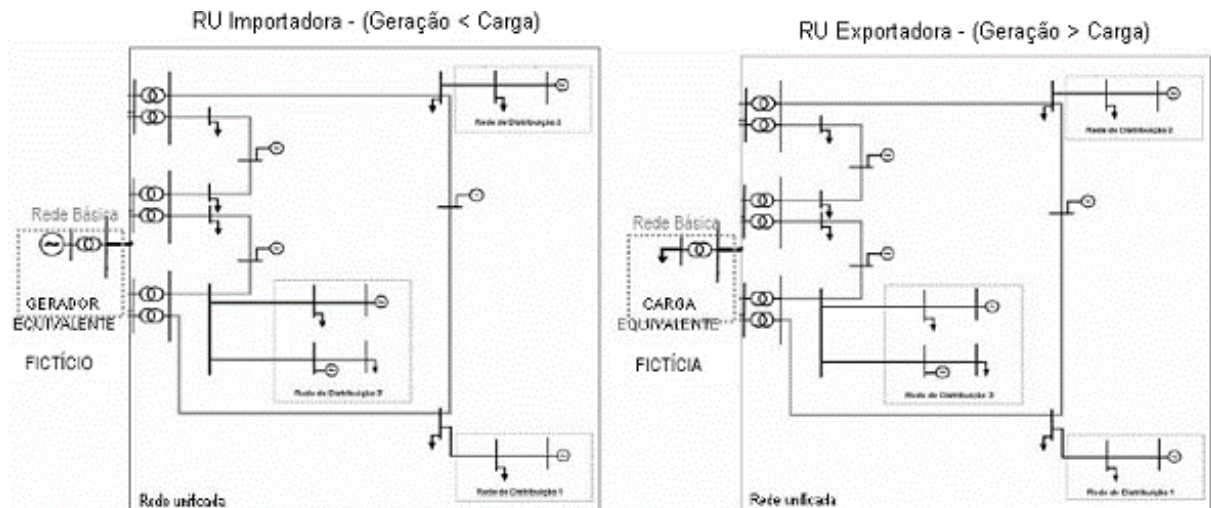


Figura 3.16 –RU importadora e exportadora  
Fonte: CARNEIRO (2011)

Diferentemente das RUs da ANEEL, as RUs propostas por Carneiro (2011) podem ser formadas sem haver necessariamente a presença de unidades geradoras, ocasionando em um maior

número de RUs com tamanhos reduzidos que refletem melhor o uso do sistema de distribuição por parte dos agentes a ele conectado.

### *Análise da Impedância Equivalente*

A fim de verificar a existência de elos fortes entre as RUs criadas pela área de influência de cada ponto de conexão com a RB, foi utilizado o equivalente de redes. O grau de acoplamento entre duas RUs é medido pelo equivalente Thevenin entre os dois pontos de conexão ou pontos de fronteira entre a rede de distribuição e a RB.

O cálculo de equivalente é útil quando se deseja realizar estudos de uma porção do sistema elétrico, sem interesse no que acontece em outra (área equivalentada). O sistema equivalente não contém explicitamente a área equivalentada, porém o seu efeito é considerado através das ligações equivalentes, série e *shunt*, que surgem na construção deste novo sistema.

As barras pertencentes ao sistema equivalentado que estão conectadas ao restante do sistema são chamadas de barras de fronteira. As ligações equivalentes são criadas apenas entre estas barras e normalmente acontecem entre a maioria dos pares de barras fronteira possíveis.

As Figuras 3.17 e 3.18 apresentam um sistema fictício antes e depois de passar por um procedimento de equivalente de redes. Pode-se observar que todo o sistema de distribuição foi substituído pelas impedâncias equivalentes que apareceram entre as barras de fronteira.

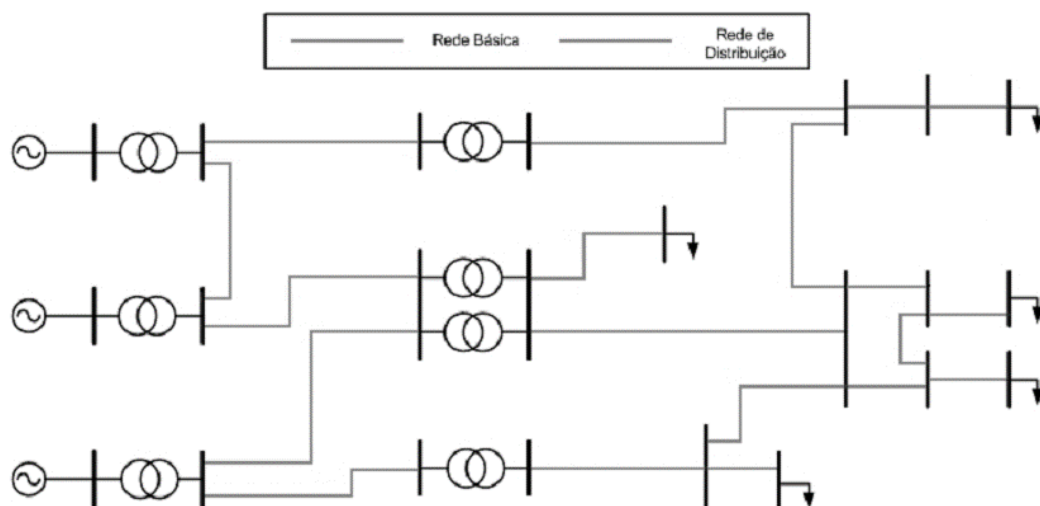


Figura 3.17 – Sistema fictício completo  
Fonte: CARNEIRO (2011)

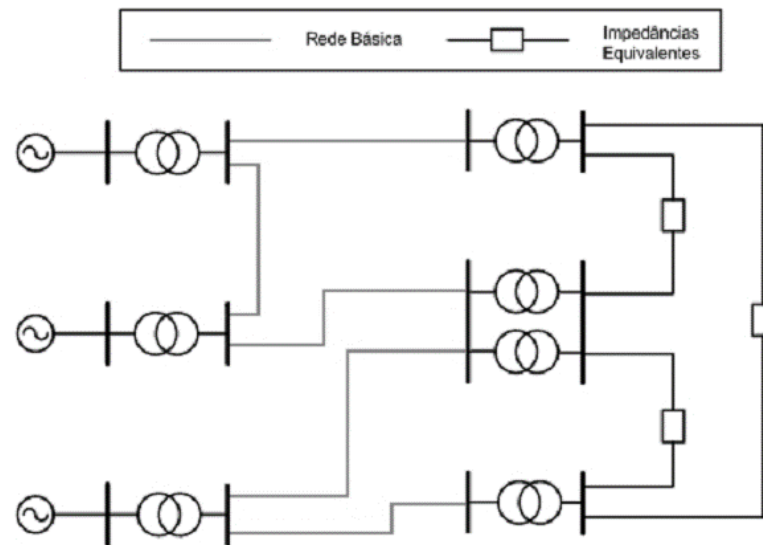


Figura 3.18 – Sistema fictício equivalentado  
Fonte: CARNEIRO (2011)

As impedâncias equivalentes que aparecem entre as barras de fronteira demonstram a distância elétrica entre estas barras e, dependendo da ordem de grandeza destas impedâncias, duas ou mais RUs podem ser combinadas. Se a impedância equivalente é pequena existe um forte elo entre os dois pontos de conexão e, portanto, estas duas RUs devem ser unificadas. Por outro lado, se a impedância equivalente é grande existe um elo fraco entre os dois pontos de conexão e, portanto, as RUs deverão permanecer isoladas.

## Resumo

Este capítulo teve por objetivo formar a base de conhecimento sobre análise de eficiência. Para tanto, na Seção 3.2 foram revisados conceitos de tecnologia de produção e de eficiência do processo produtivo, com destaque para o conceito de eficiência proposto por Pareto-Koopmans (1951) e Farrell (1957).

Na Seção 3.3 foi apresentada uma das técnicas de *benchmarking* mais aplicadas na regulação por incentivos, DEA. Os modelos clássicos, modelo CRS e VRS, foram equacionados sob a ótica dos multiplicadores e sob a ótica do envelopamento; além do modelo em dois estágios, que inclui as variáveis ambientais no cálculo de eficiência das empresas.

A Seção 3.4 foi dedicada a nova unidade de análise proposta no presente trabalho: as Redes Unificadas. Apresentou-se um breve histórico de aplicação das RUs no setor elétrico brasileiro, as vantagens desta regionalização tanto na definição de tarifas de distribuição, quanto na análise

de eficiência. Esta seção se encerra com as etapas para criação das RUs, a saber: 1) definição da área de influência; e 2) identificação dos elos fortes e fracos.

## **Capítulo 4 - Regulação da qualidade do serviço e dos preços**

### **4.1 Introdução**

No que diz respeito à qualidade do serviço, o regime de regulação por incentivos, ao estimular a redução dos custos e o aumento da produtividade, não assegura a melhoria da qualidade do serviço. Assim, a imposição de um preço-teto induz a distribuidora a inibir os recursos para a melhoria da qualidade, já que este esforço significaria uma elevação do seu nível de custos e a diminuição dos seus lucros (SALES, 2011).

Este capítulo tem como objetivo apresentar os procedimentos regulatórios no tocante à qualidade do serviço e a formação dos preços, especificamente sob a parcela relacionada aos custos operacionais. Estes dois temas estão intimamente relacionados, já que a distribuidora com o intuito de aumentar a sua eficiência, pode reduzir os seus custos operacionais e conseqüentemente diminuir o nível da qualidade do serviço oferecida aos consumidores.

Desta forma, a Seção 4.2 aborda as três dimensões da qualidade do serviço: atendimento comercial, conformidade e continuidade do suprimento, respectivamente. Em seguida, na mesma seção, é apresentado o modelo de regulação da qualidade do serviço, dimensão continuidade, adotado pela ANEEL.

Logo em seguida na Seção 4.3, é detalhada a metodologia aplicada pela agência para o cálculo do ganho de produtividade e a análise de eficiência, temas relacionados com a definição dos custos operacionais regulatórios.

Finalmente, na Seção 4.4 é apresentada a experiência internacional sob os temas abordados nas duas seções anteriores. São apresentadas as experiências do Reino Unido, o pioneiro no processo privatização e reestruturação do setor elétrico; e da Noruega, onde foi criado o *NordPool*, a primeira bolsa internacional para a comercialização de energia elétrica.

### **4.2 Regulação da qualidade do serviço**

Os reguladores enfrentam o desafio de desenvolver modelos regulatórios que atendam às necessidades dos diferentes grupos: consumidores, concessionárias, investidores e sociedade. No ponto de vista dos consumidores, o modelo regulatório deve protegê-los contra preços altamente excessivos. Para as concessionárias, o modelo deve incentivar a expansão ótima da capacidade e tratar todas as concessionárias de forma igualitária. No ponto de vista dos



investidores, o modelo deve proteger os seus direitos e garantir uma taxa de retorno razoável. Para a sociedade, o custo da regulação não deve ser muito alto. Enfim, os modelos regulatórios devem considerar cada um destes pontos de vista.

A distribuição não é apenas um monopólio natural que precisa de regulação, mas também é um negócio de capital intensivo que inclui diversas atividades dentro de um ambiente com condições heterogêneas. Apesar da relevância óbvia da qualidade do serviço para os consumidores, este aspecto não é o principal na regulação da distribuição, que ainda possui o foco nas tarifas, na redução dos custos e na eficiência; mesmo o lado técnico da qualidade não é bem abordado dentro dos esquemas regulatórios atuais (LÓPEZ *et al.*, 2008).

A qualidade do serviço na distribuição de energia elétrica possui diferentes dimensões que podem ser reunidas em: atendimento comercial, conformidade e continuidade do suprimento (CEER, 2001). Cada consumidor possui as suas preferências a respeito das dimensões da qualidade. Alguns irão priorizar altos padrões de confiabilidade, enquanto outros buscam menores preços.

O atendimento comercial está relacionado com os acordos individuais feitos entre a concessionária e os seus consumidores. É um aspecto importante que precisa ser avaliado pelo consumidor antes de contratar o serviço da concessionária. O relacionamento entre os agentes inicia-se no dia que o consumidor pergunta alguma informação ou faz a requisição para a conexão com a rede.

A conformidade é definida pela forma de onda da tensão, normalmente identificada através de índices. A conformidade está se tornando uma questão importante para as distribuidoras devido à sensibilidade dos equipamentos e a maior exigência dos consumidores. Os principais parâmetros desta dimensão são variações na frequência, flutuações na magnitude de tensão, harmônicos e variações de tensão de curta e longa duração.

A continuidade do suprimento é caracterizada pelo número e pela duração das interrupções. A interrupção no fornecimento de energia é provavelmente o elemento da qualidade mais visível para os consumidores. Desta forma é compreensível que a continuidade do suprimento seja o foco da regulação da qualidade do serviço.

Vários indicadores são usados para avaliar a continuidade do suprimento nas redes de transmissão e distribuição. O regulador pode focar os seus esforços para compensar os consumidores que sofreram interrupções muito longas, manter os tempos de restabelecimento sob controle e criar incentivos para a redução do número e da duração total das interrupções.

A regulação econômica na distribuição normalmente possui o foco nos preços, com uma atenção menor aos padrões de desempenho e as obrigações sociais. Por outro lado, as normas técnicas geralmente negligenciam os aspectos econômicos. Após a reestruturação do setor, a ligação entre a regulação dos preços e a regulação da qualidade do serviço se apresenta como um desafio para os países. Como exemplo, no caso brasileiro, no âmbito da ANEEL, a regulação econômica é realizada por uma superintendência (Superintendência de Regulação Econômica - SRE) e a regulação técnica da qualidade é realizada por outra (Superintendência de Regulação da Distribuição - SRD) que ainda não conseguiram uma interação efetiva.

Na regulação pelo custo do serviço, as concessionárias geralmente definem os seus investimentos e o nível de qualidade oferecido. De acordo com a teoria econômica, a concessionária é estimulada a investir cada vez mais, resultando altos padrões de qualidade e altos preços pagos pelos consumidores.

Por sua vez, a regulação por preço teto pode incentivar a concessionária a reduzir os seus custos através de cortes em investimentos, manutenção e pessoal resultando em um baixo nível de qualidade.

Ambas as formas de regulação, custo do serviço e preço teto, precisam incluir a regulação da qualidade do serviço, com o objetivo de evitar investimento excessivo no primeiro caso, e para prevenir a queda da qualidade no último.

A seguir serão discutidas as três dimensões da qualidade do serviço: atendimento comercial, conformidade e continuidade do suprimento, respectivamente. Em seguida, o modelo de regulação da qualidade do serviço adotado pela ANEEL é apresentado.

#### **4.2.1 Atendimento comercial**

O atendimento comercial está diretamente associado com as transações realizadas entre a concessionária e os seus consumidores. Ela não depende dos esquemas de planejamento ou manutenção da distribuidora, não possui relação com a condição de monopólio natural, nem

com a estrutura da rede. Desta forma, geralmente contrata-se uma empresa terceirizada que fornece este serviço.

Além da venda da energia, outras transações são estabelecidas antes e durante o contrato de fornecimento: (a) transações relacionadas com as condições de suprimento: como informações sobre a conexão e preços praticados. Estas transações ocorrem antes que o contrato entre em vigor, (b) transações que ocorrem durante a validade do contrato: como faturamento, formas de pagamento e resposta à requisição dos consumidores. Estas transações podem ser divididas em regulares e ocasionais. As transações regulares se referem ao faturamento e a leitura. Já as transações ocasionais se apresentam quando o consumidor entra em contato com a concessionária para fazer alguma reclamação ou pedido, vide Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Principais transações

Transações antes do contrato	Transações durante o contrato	
	Regulares	Ocasionais
Conexão	Faturamento	Resposta às interrupções
Estimativa de carga	Medição	Reclamações sobre tensão
Execução do trabalho	Central dos consumidores	Problemas com medição
	Serviço telefônico	Reclamações sobre o faturamento
		Agendamento de serviços
		Resposta às reclamações
		Respostas às cartas dos consumidores
		Estimativa de carga
		Execução do trabalho

Algumas estratégias são adotadas pelas concessionárias para garantir que o atendimento comercial esteja de acordo com os regulamentos e com a necessidade dos consumidores. O foco destas estratégias pode ser reunido em seis aspectos:

- 1) Códigos: o atendimento comercial é garantido através de códigos ou regulamentos, que visam estabelecer principalmente os direitos e os deveres de cada participante;
- 2) Padrões: são usados para garantir que o consumidor irá receber o nível mínimo de qualidade do serviço. Os padrões podem ser definidos tanto para o nível individual, quanto coletivo. No primeiro, as compensações são pagas aos consumidores caso a concessionária não respeite o nível mínimo estabelecido para o serviço. Já no segundo, as compensações não são pagas, mas os padrões coletivos são importantes por fornecer um cenário amplo do atendimento comercial;

- 3) Penalidades: quando a concessionária não atinge o nível mínimo estabelecido através de padrões, ela deve pagar multas aos consumidores afetados. Este pagamento pode ser feito de forma automática ou mediante a requisição do consumidor;
- 4) Informações: este aspecto é essencial para o atendimento comercial. As concessionárias podem disponibilizar informações através de *sites*, folhetos ou até mesmo na conta de energia;
- 5) Participação dos consumidores: através de *Call Center*, associações dos consumidores, tempo máximo de resposta ao consumidor, dentre outros;
- 6) Resolução de conflitos: são instituídos órgãos para mediar os possíveis conflitos entre a concessionária e os consumidores.

### **4.2.2 Conformidade**

A conformidade descreve o grau de perfeição com que a onda de tensão é disponibilizada para os consumidores. Os fenômenos que contribuem para a não conformidade podem ser divididos em fenômenos de curta ou longa duração. Mundialmente não há um consenso sobre qual é o tempo apropriado para distinguir os fenômenos, mas há uma tendência de classificar os fenômenos com menos de um minuto como de curta duração (TANURE, 2006).

A conformidade é uma dimensão difícil de ser medida e extremamente técnica. A razão pela qual os reguladores tratam desta questão é porque ela está gerando um impacto econômico crescente nos consumidores e nas concessionárias. O custo com a falta de conformidade pode ser alto, especialmente para os consumidores industriais.

Na prática os fenômenos de conformidade mais analisados são: variações na frequência, flutuações da magnitude de tensão, variações na tensão com curta e longa duração, transientes, distorção da forma de onda e interrupções.

### **4.2.3 Continuidade**

Confiabilidade é uma medida para avaliar a capacidade de a rede prover continuamente a demanda para os consumidores. A confiabilidade pode ser dividida em dois elementos principais: adequação e segurança. Adequação está relacionada com a capacidade de a rede suprir os consumidores no longo prazo, ou seja, nenhuma interrupção pode ocorrer sob as condições de normalidade na operação e demanda. Segurança é a habilidade de a rede lidar com distúrbios, como por exemplo, interrupções (LÓPEZ *et al.*, 2008).

A continuidade do suprimento é um problema complexo porque existem diferentes tipos de interrupção, formas de medição, sensibilidade dos consumidores e custos das concessionárias. Diante deste cenário, os reguladores devem decidir quais aspectos serão focados, sendo os principais apresentados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Aspectos das interrupções

<b>Tipo</b>	<b>Duração</b>	<b>Nível</b>	<b>Indicadores</b>
Planejada	Longa	Baixa tensão	Duração
Não planejada	Curta	Média tensão Alta tensão	Frequência

As interrupções planejadas são consideradas menos severas pelos consumidores afetados. Geralmente, as interrupções longas são aquelas superiores a três minutos, enquanto as demais são consideradas curtas. A interrupção sofrida pelos consumidores finais pode ter sido originada em qualquer nível de tensão do sistema. Já os consumidores conectados na média tensão não são afetados por interrupções ocorridas na rede de baixa tensão.

Com relação aos indicadores, *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) indica quanto tempo em um ano a energia não é suprida (média por consumidor), como mostra a Equação 4.1 (BILLINTON, 1984).

$$SAIDI = \frac{\sum N_c * d}{\sum N} \quad (4.1)$$

Onde:

$N_c$  = Número de consumidores desconectados;

$d$  = Duração da interrupção;

$N$  = Número total dos consumidores.

A duração das interrupções está envolvida com os aspectos humanos e materiais utilizados para recompor e reparar a rede, além das facilidades existentes para recuperar o sistema após a interrupção, como por exemplo, veículos, comunicação e qualificação do pessoal.

O número de interrupções por consumidor por ano é medido através do indicador *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), e o seu cálculo é feito através da Equação 4.2 (BILLINTON, 1984).

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (4.2)$$

Onde:

$\lambda_i$  = Taxa de falha;

$N_i$  = Número de consumidores no ponto de carga  $i$ .

A frequência das interrupções ressalta a fragilidade do sistema com relação ao meio ambiente (causas externas), ou pelo envelhecimento do sistema (causas internas), geralmente as causas internas estão relacionadas com o nível de investimento da concessionária.

Existem diferentes níveis para avaliar a continuidade do suprimento: nível individual ou coletivo. O primeiro foca no nível de continuidade de cada consumidor, com o objetivo de evitar que o mesmo receba um serviço inferior ao limite estabelecido. É mais fácil de ser medido nos consumidores de alta e média tensão. O segundo busca definir padrões globais para garantir um nível médio de continuidade em certa área. Os reguladores normalmente combinam os dois pontos de vista, mas cada país o faz de uma forma diferente.

#### **4.2.4 Modelo ANEEL de regulação da qualidade do serviço**

A ANEEL através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto (conformidade) e a qualidade do serviço prestado (atendimento comercial e continuidade). Neste trabalho, focaremos na qualidade do serviço prestado sob a ótica da continuidade.

##### *Indicadores de continuidade*

São estabelecidos os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica quanto à duração e frequência de interrupção. A base adotada pela ANEEL para os indicadores de continuidade são os conjuntos de unidades consumidoras, definidos a partir das subestações de distribuição.

Para a formação dos conjuntos alguns critérios devem ser obedecidos: (i) a abrangência do conjunto deve ser as redes média tensão à jusante da subestação e de propriedade da distribuidora; (ii) as subestações que possuam número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000 devem ser agregadas a outras, formando um único conjunto; (iii) as subestações com número de unidades consumidoras superior a 1.000 e igual ou inferior a 10.000 podem ser

agregadas a outras, formando um único conjunto; (iv) a agregação das subestações deve obedecer ao critério de contiguidade das áreas e (v) é vedada a agregação de duas ou mais subestações cujos números de unidades consumidoras sejam superiores a 10.000.

Para caracterizar cada um dos conjuntos da distribuidora, os seguintes atributos são utilizados:

- a. Área em quilômetros quadrados (km<sup>2</sup>);
- b. Extensão da rede MT, segregada em urbana e rural, em quilômetros (km);
- c. Energia consumida nos últimos 12 meses, segregada pelas classes residencial, industrial, comercial, rural e outras classes, em megawatt-hora (MWh);
- d. Número de unidades consumidoras atendidas, segregadas pelas classes residencial, industrial, comercial, rural e outras classes;
- e. Potência instalada em kilovolt-ampère (kVA);
- f. Padrão construtivo da rede (aérea ou subterrânea);
- g. Localização (sistema isolado ou interligado).

A ANEEL definiu indicadores tanto para no nível individual, quanto para o nível coletivo. Os indicadores coletivos são utilizados para análise do desempenho entre as concessionárias, enquanto que os indicadores individuais mostram aos consumidores o desempenho da sua concessionária, uma vez que esses indicadores são aqueles efetivamente percebidos pelos mesmos.

Os indicadores de continuidade individuais são: 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) e Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DICRI).

DIC exprime o intervalo de tempo que cada unidade consumidora, individualmente considerada, ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação. FIC exprime o número de interrupções que cada unidade consumidora, individualmente considerada, sofreu no período de observação. DMIC mede o tempo máximo de interrupção contínua da energia elétrica em uma unidade consumidora. DICRI mede a duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora.

Os indicadores de continuidade individuais são apurados mensalmente considerando apenas as interrupções de longa duração, aquelas com duração igual ou superior a três minutos. As Equações 4.3 a 4.6 mostram o cálculo de cada indicador.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$
(4.3)

$$FIC = n$$
(4.4)

$$DMIC = t(i)_{max}$$
(4.5)

$$DICRI = t_{crítico}$$
(4.6)

Onde:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora, expressa em horas;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora, expressa em horas;

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora, expressa em horas;

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

t(i) max = tempo da máxima duração de interrupção contínua (i) no período de apuração, expresso em horas;

tcrítico = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Os indicadores de continuidade adotados para o nível coletivo são: Duração de Interrupção Equivalente por Unidade Consumidora (DEC), Frequência de Interrupção Equivalente por Unidade Consumidora (FEC). Estes indicadores são semelhantes aos indicadores SAIDI e SAIFI apresentados na Seção 4.2.3.

DEC exprime o intervalo de tempo que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.



FEC exprime o número de interrupções que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado sofreu no período de observação. As equações 4.7 e 4.8 mostram como deve ser feito o cálculo de cada indicador:

$$DEC = \sum_{i=1}^{Cc} \frac{DIC(i)}{Cc} \quad (4.7)$$

$$FEC = \sum_{i=1}^{Cc} \frac{FIC(i)}{Cc} \quad (4.8)$$

Onde:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas;

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração.

O período de apuração dos indicadores coletivos pode ser trimestral ou anual, e será calculado a partir da divisão entre: (i) o numerador, que será o somatório do produto dos valores mensais do indicador, pelo número de unidades consumidoras informado em cada mês do período (trimestral ou anual); (ii) o denominador, que será a média aritmética do número de unidades consumidoras informadas em cada mês do período (trimestral ou anual).

Para estabelecer os limites dos indicadores de continuidade coletivos são utilizados os valores históricos dos indicadores apurados pela concessionária e os atributos físico-elétricos de todos os seus conjuntos (área, extensão da rede primária, potência instalada, número de unidades consumidoras e consumo médio mensal). Esse conjunto de dados é utilizado na análise comparativa de desempenho baseado em *clusters*<sup>11</sup>.

Os conjuntos de cada *cluster* apresentam atributos semelhantes, mas valores verificados de DEC e FEC diferentes, de forma que a metodologia define, para os conjuntos de cada *cluster*, os limites de DEC e FEC a serem observados, dentro de um período. Para tanto, foi utilizada uma técnica de *benchmarking*, implementada pelo *software* Anabench (PESSANHA *et al.* 2004).

---

<sup>11</sup> Uma técnica estatística de formação de agrupamentos, que permite identificar conjuntos semelhantes.

No Anabench, 4.854 conjuntos definidos pelas distribuidoras são agrupados em 30 *clusters*. Primeiramente é levantado o histórico dos indicadores obtidos por todos os conjuntos pertencentes a um *cluster*. São expurgados os indicadores dos 5% melhores e piores desempenhos. Do universo restante a meta final a ser atingida por todos é aquela já conseguida por 10% dos conjuntos, desconsiderados os expurgados.

Para o sistema isolado a meta final é aquela conseguida por 50% dos conjuntos. Os conjuntos que já apresentam indicadores iguais ou inferiores aos 10% ou 50% têm suas metas estabilizadas nos valores historicamente já obtidos. A Figura 4.1 ilustra a metodologia para o estabelecimento das metas de DEC e FEC no período entre duas revisões tarifárias:

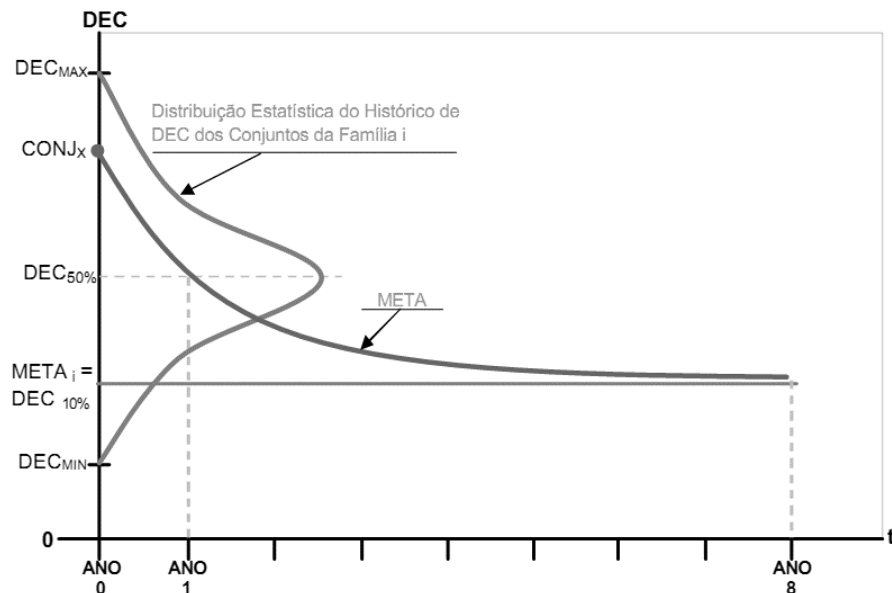


Figura 4.1 – Determinação de metas DEC  
Fonte: ANEEL (2006)

Em suma, o procedimento para a definição dos limites dos indicadores de continuidade coletivos é formado por: (i) seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa; (ii) aplicação de análise comparativa; (iii) cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras de acordo com o desempenho dos conjuntos; e (iv) análise e definição por parte da ANEEL dos limites para os indicadores DEC e FEC.

A partir dos limites dos indicadores de continuidade coletivos são estabelecidos os limites dos indicadores de continuidade individuais. Os limites dos indicadores DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são

vinculados aos limites anuais do indicador FEC. O limite do indicador DICRI para as unidades consumidoras atendidas em MT e BT devem corresponder ao maior valor estabelecido para o indicador DMIC, de acordo com a localização e com a tensão contratada. O limite do indicador DICRI para as unidades consumidoras atendidas em AT deverá corresponder ao maior valor estabelecido para o indicador DMIC.

*Componente Qualidade (Q) – Fator X*

A ANEEL incorporou a qualidade do serviço no cálculo do Fator X como um mecanismo de incentivo à melhoria contínua da qualidade do serviço prestado. O ajuste da qualidade no Fator X, componente Q, é o resultado do desempenho em termos de DEC e FEC, como mostra a Equação 4.9:

$$Fator X = Pd + Q + T \quad (4.9)$$

Onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço;

T = Trajetória de custos operacionais.

O componente Q é especificado *ex-post* em cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária, com a finalidade de incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade. O valor do Componente Q dependerá do desempenho individual e relativo de cada distribuidora.

Para definição do indicador de qualidade individual de cada distribuidora (*i*) serão comparados, a cada ano civil, os indicadores apurados DEC e FEC, contra os limites definidos pela ANEEL, conforme a seguinte Equação 4.10:

$$Indicador\ Qualidade\ Individual\ (i) = \frac{1}{2} * \left( \frac{DEC\ apurado_{(i)}}{DEC\ limite_{(i)}} + \frac{FEC\ apurado_{(i)}}{FEC\ limite_{(i)}} \right) \quad (4.10)$$

Para efeito de comparação do desempenho relativo, as distribuidoras serão segregadas em dois grupos de acordo com seu porte. As distribuidoras com mercado faturado superior a 1 TWh/ano

no ano da apuração dos indicadores serão denominadas de grande porte, sendo as demais denominadas de pequeno porte.

Uma vez definidos os indicadores de qualidade do serviço de cada distribuidora, serão consideradas as de melhor desempenho aquelas cujo indicador for inferior ao primeiro quartil dos indicadores individuais das distribuidoras de seu grupo. No sentido oposto, as distribuidoras com pior desempenho serão aquelas cujo indicador superar o terceiro quartil. A regra geral corresponde as demais distribuidoras. Os quartis serão calculados assim que as apurações de DEC e FEC das distribuidoras estiverem disponíveis.

O Componente Q será especificado em cada reajuste tarifário de acordo com a variação do indicador DEC e FEC apresentado na Equação 4.11, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado, conforme Tabela 4.3.

$$Var \frac{DEC_I}{FEC_I(i)} = \frac{1}{2} * \left[ \left( \frac{DEC_{I(t)}(i)}{DEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) + \left( \frac{FEC_{I(t)}(i)}{FEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) \right] \quad (4.11)$$

Onde:

$Var \frac{DEC_I}{FEC_I(i)}$  = Variação anual média de DEC e FEC da concessionária  $i$ ;

$DEC_{I(t)}$  = DEC apurado do último ano civil disponível;

$FEC_{I(t)}$  = FEC apurado do último ano civil disponível;

$DEC_{I(t-1)}$   $FEC_{I(t-1)}$  = Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior.

Tabela 4.3 – Componente Q do Fator X

<b>Var DEC<sub>I</sub>/FEC<sub>I</sub></b>	<b>Regra Geral</b>	<b>Melhores Desempenhos</b>	<b>Piores Desempenhos</b>
Maior que 20%	1.00%	0.50%	1.00%
17% a 20%	0.95%	0.47%	0.95%
14% a 17%	0.79%	0.40%	0.79%
11% a 14%	0.64%	0.32%	0.64%
8% a 11%	0.49%	0.24%	0.49%
5% a 8%	0.33%	0.17%	0.33%
-5% a 5%	0.00%	0.00%	0.00%
-8% a -5%	-0.33%	-0.33%	-0.17%
-11% a -8%	-0.49%	-0.49%	-0.24%
-14% a -11%	-0.64%	-0.64%	-0.32%
-17% a -14%	-0.79%	-0.79%	-0.40%
-20% a -17%	-0.95%	-0.95%	-0.47%
Menor que -20%	-1.00%	-1.00%	-0.50%

Conforme acima indicado, sob a regra geral, o incentivo máximo que uma distribuidora pode obter, para melhorar a qualidade do serviço fornecido é de -1% no Fator X, ou seja, um ponto percentual do valor da Parcela B.

#### *Componente Qualidade (Q) - Compensações*

Os usuários para os quais são verificados descumprimentos por parte das distribuidoras nos limites de tolerâncias mensais, trimestrais ou anuais dos indicadores individuais deverão ser compensados pelas mesmas. O esquema de compensação consiste em registrar um crédito a favor do consumidor nas faturas posteriores ao período de medição.

O cálculo das compensações é feito com base na porcentagem de excesso do limite de tolerância, valorado ao custo médio do sistema de distribuição e ajustado por um coeficiente associado ao nível de tensão que se encontra conectado a unidade consumidora.

A Equação 4.12 mostra o cálculo da compensação DIC e a Equação 4.13 mostra o cálculo da compensação FIC:

$$\text{Compensações DIC} = \left( \frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) * DIC_p * \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} * kei \quad (4.12)$$

Onde:

$DIC_v$  = Duração da interrupção verificada;

$DIC_p$  = Duração da interrupção limite para o período;

EUSD médio = Custo médio de utilização do sistema de distribuição;

730 = Número de horas médias de um mês;

kei = Fator de ponderação associado à tensão (BT = 15; MT = 20; AT = 27)

$$\text{Compensações FIC} = \left( \frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) * FIC_p * \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} * kei \quad (4.13)$$

Onde:

$FIC_v$  = Duração da interrupção verificada;

$FIC_p$  = Duração da interrupção limite para o período.

### **4.3 Regulação dos preços**

O 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3CRTP) iniciou-se em 2011 com término em 2014. Entre as diretrizes expostas, encontra-se aquela que define os custos operacionais regulatórios. Os custos operacionais regulatórios são importantes porque eles, juntamente com os custos de capital, compõem a Parcela B que adicionada à Parcela A, energia e encargos, resultam na Receita Requerida pela concessionária.

Os custos operacionais regulatórios dos ciclos anteriores (1CRTP e 2CRTP) foram calculados com base na Empresa de Referência, ER, que simplificada pode ser entendida como a representação matemática da atividade de distribuição de energia, definindo cada atividade e processo implementado pelas distribuidoras e os custos médios parametrizados. Apesar de ficar em vigor no período de 2003 a 2010, a ER foi bastante questionada devido a sua complexidade, a sua necessidade intensa de dados e ao estímulo à assimetria de informação.

Em resposta aos questionamentos, a ANEEL apresentou em sua Nota Técnica nº 265/2010 a metodologia para o cálculo dos custos operacionais regulatórios para o novo ciclo, visando principalmente à simplificação do modelo. Para alcançar esta meta, a ANEEL decide implementar ferramentas que antes não foram utilizadas no Brasil, mas que são amplamente usadas pelas agências reguladoras em todo o mundo. São ferramentas que têm objetivos similares ao modelo de ER, porém menos intensivos em dados, menos suscetíveis à discussão durante a aplicação nos processos tarifários (ANEEL, 2010).

As próximas seções apresentam a metodologia adotada pela ANEEL para o cálculo do ganho de produtividade e a análise de eficiência, temas relacionados com a definição dos custos operacionais regulatórios. É detalhada a correção inflacionária, o ganho de produtividade, o crescimento dos ativos, a análise de eficiência e o componente T do Fator X. A última seção apresenta um resumo das principais contribuições recebidas durante a Audiência Pública, incluindo a contribuição feita pelo Professor Rajiv Banker ao modelo de regulação dos custos operacionais regulatórios brasileiro.

#### **4.3.1 Metodologia**

O valor considerado no reposicionamento tarifário do 3CRTP foi calculado em duas etapas distintas, a saber:

- Primeira etapa: o valor da ER do 2CRTP foi atualizado considerando a inflação, a produtividade e variação dos produtos. Esta estimativa pontual é posteriormente comparada com o intervalo de eficiência;
- Segunda etapa: é feita uma análise de eficiência, onde a concessionária em questão é comparada com as demais através da metodologia *Data Envelopment Analysis* e *Corrected Ordinary Least Square*.

O resultado desta segunda etapa é um intervalo de eficiência onde os custos operacionais da concessionária deverão estar contidos. O intervalo de eficiência e a estimativa pontual são comparados para determinação do Fator  $X_t$ . Caso o intervalo de eficiência contenha a estimativa pontual, o Fator  $X_t$  será igual a zero. Caso contrário, o Fator  $X_t$  será determinado com base na diferença entre a estimativa pontual e o limite mais próximo do intervalo, vide Figura 4.2:

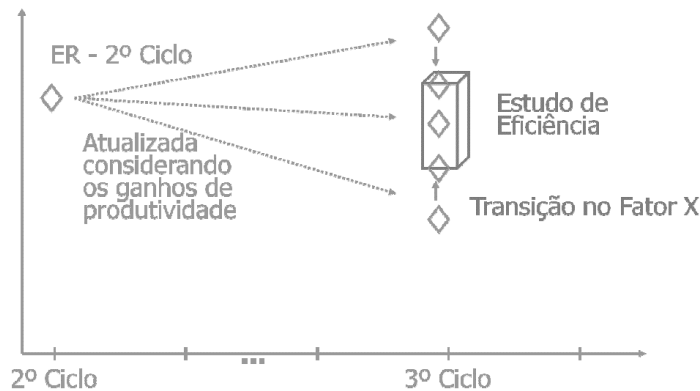


Figura 4.2- Metodologia custos operacionais  
Fonte: ANEEL (2010)

Se a estimativa pontual de eficiência for inferior ao limite mínimo, a meta para esta concessionária será justamente o limite mínimo; se for superior ao limite máximo, a meta será o limite máximo.

#### 4.3.1.1 Primeira Etapa

Para a atualização do Modelo de Empresa de Referência no 2CRTP, são considerados, a inflação, os ganhos médios de produtividade e a evolução dos produtos alcançados pelas distribuidoras no período entre revisões. O resultado desta primeira etapa é um valor pontual, que posteriormente será comparado com um intervalo estimado na segunda etapa.

### *Correção inflacionária dos custos operacionais*

Para definição dos custos operacionais a serem considerados nas simulações foram utilizados dados contábeis, subgrupo 615 (Gastos Operacionais) do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, de 2003 a 2009. As fontes de informações foram o Balancete Mensal Padronizado – BMP, o Relatório de Informações Trimestrais – RIT e as respostas ao Ofício Circular nº. 351/2009 da ANEEL. Assim, as Naturezas de Gastos são:

- NG 01 Pessoal;
- NG 02 Administradores;
- NG 11 Material;
- NG 21 Serviços de Terceiros;
- NG 92 Seguros;
- NG 93 Tributos;
- NG 99 Outros (parcialmente).

Os custos de pessoal serão corrigidos pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, enquanto os demais custos pelo Índice Geral de Preços de Mercado – IGPM. Todos os valores foram atualizados para fevereiro de 2010.

O período de tempo da análise foi de 2003 a 2009. Os anos anteriores a 2003 não foram considerados em função da limitação de dados necessários às simulações e devido ao racionamento de energia ocorrido em 2001 e 2002.

### *Cálculo da produtividade*

A produtividade analisa o comportamento da relação produto/insumo ao longo do tempo. A ANEEL utilizou como insumo os custos operacionais reais das concessionárias e como produto a extensão da rede de distribuição, o número de unidades consumidoras e o mercado composto, que é igual ao mercado faturado ponderado proporcionalmente aos custos por faixa de tensão, desta forma serão agregados os mercados de baixa, média e alta tensão levando-se em conta o peso de cada um nos custos operacionais.

Diz-se que a empresa alcançou ganho de produtividade se a variação dos produtos foi maior do que a variação dos insumos, portanto a razão produto/insumo é superior a um. Diz-se que a empresa perdeu produtividade quando a variação dos produtos foi menor do que a variação dos insumos, resultando em uma razão produto/insumo inferior a um.



A literatura apresenta dois grupos de indicadores de produtividade: os indicadores de produtividade parciais dos fatores (PPF), que consideram apenas um fator de produção; e os indicadores de produtividade total dos fatores (PTF), que envolvem vários fatores de produção (PEREIRA, 1999).

Os indicadores de PPF são mais fáceis de serem calculados do que os de PTF. Dentre os fatores mais utilizados, tem-se mão de obra e capital. A principal desvantagem destes indicadores é a não consideração da complexidade que envolve o processo produtivo das empresas. Já os indicadores PTF podem considerar o conjunto de todos os insumos ou dos principais insumos empregados no processo produtivo. Assim sendo, os resultados desses indicadores são mais próximos da realidade. Os indicadores de PTF mais utilizados atualmente são os índices de Tornqvist e de Malmquist. A ANEEL adotou como meta uma média entre os índices de Tornqvist e Malmquist, que serão detalhados a seguir.

#### *Índice Tornqvist*

O cálculo da produtividade de uma empresa quando há somente um produto e um insumo é trivial. Porém, se há mais que um insumo e/ou um produto, o cálculo se torna mais complexo, porque é necessário algum método para se agregar insumos e produtos.

Os métodos já citados se diferenciam pela forma de agregação. A formulação do índice de Tornqvist, considerando como referência dois períodos,  $t$  e  $t - 1$  é apresentada na Equação 4.14.

$$\ln \left( \frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} \right) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (S_{it} + S_{it-1}) \ln \left( \frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right) - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m (C_{jt} + C_{jt-1}) \ln \left( \frac{X_{jt}}{X_{jt-1}} \right) \quad (4.14)$$

Onde:

Y = quantidade do produto;

X = quantidade do insumo;

S = participação do produto  $i$  no valor agregado dos produtos;

C = participação do insumo  $j$  no custo total dos insumos.

Como o modelo da ANEEL possui apenas um insumo (custos operacionais) e três produtos (rede, mercado e consumidores), a fórmula pode ser simplificada de acordo com a Equação 4.15:

$$\ln \left( \frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} \right) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (S_{it} + S_{it-1}) \ln \left( \frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right) - \ln \left( \frac{X_{it}}{X_{it-1}} \right) \quad (4.15)$$

O índice de Tornqvist permite a avaliação da produtividade com múltiplos produtos e insumos considerando, inclusive a variação de preços de insumos e produtos. O lado esquerdo da Equação 4.15 define a variação da PTF entre dois períodos. No lado direito, o primeiro termo considera a evolução da quantidade de cada produto entre os tempos  $t$  e  $t-1$ , observando o peso de cada produto na formação do produto final (índice de produto). O segundo termo mede a evolução da quantidade empregada de insumos entre os dois períodos, também levando em conta o peso de cada insumo na formação do custo total dos insumos (índice de insumo). Logo, o índice de Tornqvist mede a relação entre crescimento dos produtos e o crescimento dos insumos, levando em consideração os pesos respectivos.

No caso das concessionárias de distribuição, a participação do produto  $i$  (redes, consumidores e mercado) no produto total foi baseada nos coeficientes estimados no modelo COLS. Foram feitas duas regressões: uma para as empresas com mercado acima de 1 TWh (grupo A), e outra para as demais empresas (grupo B). Para as empresas do grupo A, os pesos adotados foram aproximadamente 60% para o mercado, 28% para os consumidores e 12% para as redes.

A extensão das redes de distribuição utilizada nas simulações tem por base os dados encaminhados pelas distribuidoras em resposta ao Ofício Circular nº. 351/2009-SRE-SFF-SRD/ANEEL e compreendem todas as redes em baixa, média e alta tensão de propriedade das distribuidoras no final dos anos 2003 a 2009.

O número de unidades consumidoras compreende as unidades consumidoras faturadas em dezembro dos anos 2003 a 2009 contidos no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, da ANEEL.

Os dados de mercado têm por fonte as informações contidas no SAMP e correspondem a todo o mercado faturado, incluído o mercado cativo, livre e de suprimento.

Para elucidar a metodologia, considere a AES SUL nos anos de 2003 a 2004. Os dados desta concessionária são apresentados nas Tabelas 4.4, 4.5 e 4.6:

Tabela 4.4 - Índice insumo

<b>Empresa</b>	<b>Ano</b>	<b>Custos Operacionais</b>
Aes Sul	2003	160.142.370
Aes Sul	2004	164.174.511

Tabela 4.5 - Índice produto

Empresa	Ano	Rede	Consumidores	Mercado composto
Aes Sul	2003	63.547	995.650	2.703.102
Aes Sul	2004	65.764	1.022.899	2.794.529

Tabela 4.6 - Participações

Empresa	Rede	Consumidores	Mercado composto
Aes Sul	12,43%	27,96%	59,61%

A Equação 4.16 calcula o índice do insumo:

$$Insumo = \ln\left(\frac{X_{it}}{X_{it-1}}\right) = \ln\left(\frac{164.174.511}{160.142.370}\right) = 0,025 \quad (4.16)$$

Já a Equação 4.17, o índice do produto:

$$\begin{aligned}
 Produto &= \frac{1}{2} \sum (S_{it} + S_{it-1}) \ln\left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}}\right)_{i=1}^n \\
 Produto &= \frac{1}{2} \left\{ \left[ (0,1243 + 0,1243) \ln\left(\frac{65.764}{63.547}\right) \right] \right. \\
 &\quad + \left[ (0,2796 + 0,2796) \ln\left(\frac{1.022.899}{995.650}\right) \right] \\
 &\quad \left. + \left[ (0,5961 + 0,5961) \ln\left(\frac{2.794.529}{2.703.102}\right) \right] \right\} \\
 Produto &= 0,032 \quad (4.17)
 \end{aligned}$$

Reunindo os cálculos anteriores, a Equação 4.18 representa o índice de Tornqvist:

$$\ln\left(\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}}\right) = 0,032 - 0,025 = 0,007 = e^{0,007} = 1,007 \quad (4.18)$$

O resultado nos mostra que houve um ganho de produtividade da empresa Aes Sul entre os anos de 2003 e 2004, porque o ano de 2004 obteve uma produtividade superior ao ano de 2003 em aproximadamente 0,7%.

Este cálculo foi repetido para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica nos anos entre 2003 e 2009. Para se calcular a produtividade anual do setor, utilizou-se a média geométrica de todas as produtividades das concessionárias naquele respectivo ano. O resultado é apresentado na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Média anual Tornqvist

Anos	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07	2009/08
Média geométrica	0,9823	1,0260	0,9609	1,0037	1,0876	0,9880
Média geométrica	0,726%					

Finalmente, para se encontrar um valor para a produtividade do período, recorreu-se novamente a média geométrica entre os anos de 2004 a 2009, resultando em um valor igual a 0,726%, isto significa que os custos operacionais crescem em média a uma taxa de 0,726% menor do que a extensão da rede, o número de consumidores e o mercado.

#### Índice Malmquist

O Índice de Malmquist é um método não paramétrico utilizado no cálculo da PTF, introduzido na literatura por Caves, Christensen e Diewert (1982). Nesse artigo, os autores definiram o índice a partir de funções distância. As funções distância são muito úteis por não precisarem de informações de preços, e mais ainda, serem medidas naturais de eficiência (FRIED *et al.*, 2008).

Existem dois tipos de funções distância: uma orientada ao produto e outra orientada ao insumo (LISSITSA, 2006). A função distância-produto (Do) é definida a partir do Conjunto de Produção –  $P(x)$ , como ilustra a Figura 4.3:

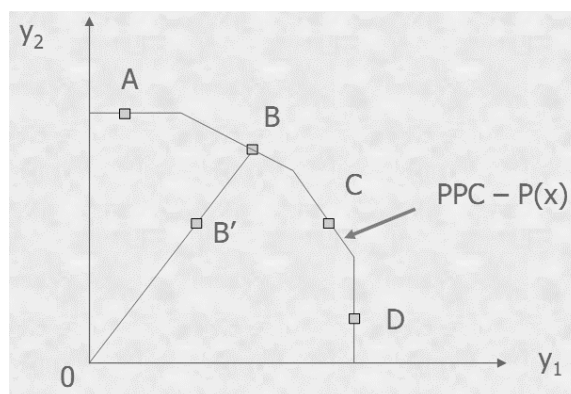


Figura 4.3- Função distância-produto  
Fonte: LISSITSA (2006)

$P(x) = \{y: x \text{ pode produzir } y\}$

$Do(x, y) = \min. \{\theta: (y/\theta) \in P(x)\}$  com  $(0 \leq Do \leq 1)$

A eficiência técnica-produto (TEo) =  $\theta$ , sendo que  $\theta = (OB'/OB)$ , onde  $0 \leq \theta \leq 1$ .

Na construção do índice de variação de produtividade, dois índices são utilizados, um baseado no período t e outro baseado no período t+1. O índice Malmquist TFP - produto baseado no período t é igual à Equação 4.19:

$$m_t^o(x_t, y_t, x_{t+1}, y_{t+1}) = \frac{D_t^o(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_t^o(x_t, y_t)} \quad (4.19)$$

Já o Malmquist TFP - produto baseado no período t+1 é igual à Equação 4.20:

$$m_{t+1}^o(x_t, y_t, x_{t+1}, y_{t+1}) = \frac{D_{t+1}^o(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_{t+1}^o(x_t, y_t)} \quad (4.20)$$

Precisa-se medir a variação de produtividade entre dois períodos, portanto Fare *et al.* (1994) define o índice de variação de Malmquist como a média geométrica entre estes dois índices, como mostra a Equação 4.21:

$$m_o(x_{t+1}, y_{t+1}, x_t, y_t) = \left[ \frac{D_t^o(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_t^o(x_t, y_t)} * \frac{D_{t+1}^o(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_{t+1}^o(x_t, y_t)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4.21)$$

Caso o valor de  $m_o$  seja superior a 1, significa que o período atual apresentou uma produtividade superior ao período anterior, caso contrário, houve uma perda de produtividade no período atual. Para um melhor entendimento do índice, considere a Figura 4.4 e as Equações 4.22 à 4.27:

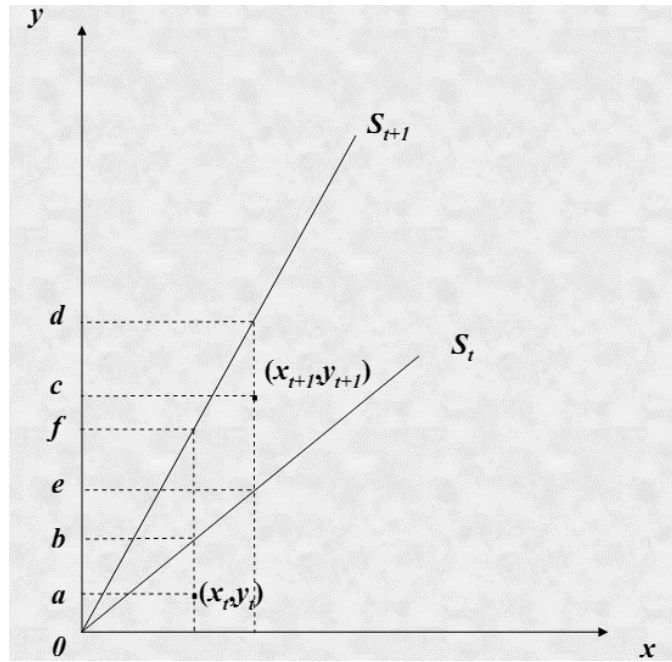


Figura 4.4 - Malmquist  
Fonte: LISSITSA (2006)

$$D_t^o(x_t, y_t) = \frac{\bar{0a}}{\bar{0b}} \quad (4.22)$$

$$D_{t+1}^o(x_{t+1}, y_{t+1}) = \frac{\bar{0c}}{\bar{0d}} \quad (4.23)$$

$$D_t^o(x_{t+1}, y_{t+1}) = \frac{\bar{0c}}{\bar{0e}} \quad (4.24)$$

$$D_{t+1}^o(x_t, y_t) = \frac{\bar{0a}}{\bar{0f}} \quad (4.25)$$

$$m_o(x_{t+1}, y_{t+1}, x_t, y_t) = \frac{D_{t+1}^o(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_t^o(x_t, y_t)} \left[ \frac{D_t^o(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_{t+1}^o(x_{t+1}, y_{t+1})} * \frac{D_t^o(x_t, y_t)}{D_{t+1}^o(x_t, y_t)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4.26)$$

$$m_o(x_{t+1}, y_{t+1}, x_t, y_t) = \frac{\overline{0c}/\overline{0d}}{\overline{0a}/\overline{0b}} \left[ \frac{\overline{0c}/\overline{0e}}{\overline{0c}/\overline{0d}} * \frac{\overline{0a}/\overline{0b}}{\overline{0a}/\overline{0f}} \right]^{\frac{1}{2}}$$

(4.27)

Para calcular  $D_t^o(x_t, y_t)$  e  $D_t^o(x_{i,t+1}, y_{i,t+1})$  é necessário resolver o problema de Programação Linear para cada empresa  $i=1, \dots, N$ , como mostra as Equações 4.28 e 4.29:

$$D_t^o(x_{i,t}, y_{i,t}) = \min_{\theta, \lambda} \theta$$

$$\theta y_{i,t} \leq \lambda_t Y_t$$

$$\lambda_t X_t \leq x_{i,t}$$

$$\lambda \geq 0$$

(4.28)

$$D_t^o(x_{i,t+1}, y_{i,t+1}) = \min_{\theta, \lambda} \theta$$

$$\theta y_{i,t+1} \leq \lambda_t Y_t$$

$$\lambda_t X_t \leq x_{i,t+1}$$

$$\lambda \geq 0$$

(4.29)

Onde  $\theta$  são os índices de eficiência técnica e  $\lambda$  é o peso de cada firma. As outras duas funções distância,  $D_{t+1}^o(x_{t+1}, y_{t+1})$  e  $D_{t+1}^o(x_t, y_t)$ , são calculadas mudando o período.

Por fim, o mesmo procedimento realizado para o cálculo do índice de Tornqvist foi realizado para o cálculo dos índices de Malmquist, resultando na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Média anual Malmquist

Anos	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07	2009/08
Média geométrica	1,0186	0,9783	1,0368	0,9954	0,9169	1,0085
Média geométrica	0,837%					

A produtividade média do segmento de distribuição será igual a 0,782% ao ano, que corresponde à média entre os índices de Malmquist e Tornqvist.

#### *Crescimento dos ativos*

Atualizados os preços e calculada a produtividade, será estimado o crescimento de cada produto no período compreendido entre a data de referência dos ativos da ER e o sexto mês anterior à data da revisão tarifária da empresa, conforme Equações 4.30, 4.31 e 4.32:

$$\Delta_{Rede} = \frac{Rede_{d3}}{Rede_{d2}} - 1 \quad (4.30)$$

$$\Delta_{Cons} = \frac{Cons_{d3}}{Cons_{d2}} - 1 \quad (4.31)$$

$$\Delta_{M_i} = \frac{Mercado_{i_{d3}}}{Mercado_{i_{d2}}} - 1 \quad i = BT, MT e AT \quad (4.32)$$

Onde:

$\Delta_{Rede}$  = Crescimento de rede;

$\Delta_{Cons}$  = Crescimento do número de unidades consumidoras;

$\Delta_{M_i}$  = Crescimento no mercado do nível de tensão;

$Rede_{d3}$  = Extensão total da rede no último dia do sexto mês anterior ao mês da 3CRTP;

$Rede_{d2}$  = Extensão total da rede considerada no modelo de ER do 2CRTP;

$Cons_{d3}$  = Número total de unidades consumidoras faturadas no sexto mês anterior da 3CRTP;

$Cons_{d2}$  = Número total de unidades consumidoras considerado no modelo de ER do 2CRTP;

$Mercado_{i_{d3}}$  = Mercado do nível de tensão i nos 12 meses anteriores ao mês da 3CRTP;

$Mercado_{i_{d2}}$  = Mercado do nível de tensão i nos 12 meses anteriores ao mês da 2CRTP.

O crescimento do produto, nas empresas do grupo A, será estimado de acordo com a Equação 4.33, onde as ponderações são oriundas do método COLS.

$$\Delta_p = 0,5961 * \Delta_{M_i} + 0,2796 * \Delta_{Cons} + 0,1243 * \Delta_{Rede} \quad (4.33)$$

Os custos operacionais regulatórios a serem considerados no reposicionamento no 3CRTP serão calculados de acordo com a seguinte Equação 4.34, sendo o denominador a soma entre 1 e o ganho de produtividade:



$$CO_3 = CO_2 * \frac{\Delta_p}{1,00782^n} \quad (4.34)$$

Onde:

$CO_3$  = estimativa pontual dos custos operacionais no 3CRTP

$CO_2$  = custos operacionais da Empresa de Referência no 2CRTP

$n$  = número de anos entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP

Um resumo da metodologia aplicada na primeira etapa é apresentado na Figura 4.5:



Figura 4.5- Fluxograma primeira etapa

Fonte: ANEEL (2010)

#### 4.3.1.2 Segunda Etapa

A análise de eficiência que compõem a segunda etapa da metodologia ANEEL é dividida em dois estágios. No primeiro é avaliada a eficiência dos custos operacionais de cada concessionária por meio de métodos de *benchmarking*, a partir da quantidade total de consumidores (UC), mercado composto (MC) e extensão das redes (R).

No segundo estágio, há a consideração de questões ambientais de cada concessão, ou seja, é avaliado o impacto de certas variáveis, não gerenciáveis pela concessionária, na eficiência.

##### *Primeiro estágio*

A ANEEL opta por usar a média entre dois métodos para análise de eficiência, um paramétrico e outro não paramétrico: COLS e DEA. No modelo COLS, a forma funcional adotada foi a Cobb-Douglas, conforme a Equação 4.35:

$$\ln(CO) = \delta_C + \delta_M * \ln(MC) + \delta_{UC} * \ln(UC) + \delta_R * \ln(R) \quad (4.35)$$

Os resultados da regressão para o grupo A são apresentados na Tabela 4.9:

Tabela 4.9 – Regressão COLS

<b>Variável</b>	<b>Coefficiente</b>	<b>P value</b>
Constante	6,68	0,00
Unidades consumidoras	0,25	0,00
Mercado composto	0,54	0,00
Extensão da rede	0,11	0,00
	$R^2= 0,85$	

Adaptado de ANEEL, (2011)

Na metodologia DEA foi empregado as mesmas variáveis do modelo anterior e adotou-se o retorno não decrescente de escala. Foi estimada uma única fronteira para o período de 2003 a 2009 considerando o grupo A. Optou-se por utilizar dados empilhados para ampliar o número de observações e assim minimizar problemas relacionados ao tamanho da amostra (ANEEL, 2011). A Tabela 4.10 apresenta os resultados dos dois métodos, considerando o ano de 2009 e as empresas do grupo A.

Tabela 4.10 – Média dos escores de eficiência

<b>EMPRESA</b>	<b>DEA</b>	<b>COLS</b>	<b>Média</b>
RGE	100%	99%	99%
PIRATININGA	100%	96%	98%
COSERN	100%	95%	97%
COELBA	100%	92%	96%
CPFL PAULISTA	97%	88%	93%
AES SUL	86%	85%	85%
CELPE	85%	80%	82%
COELCE	85%	79%	82%
CEMAR	87%	75%	81%
LIGHT	82%	71%	76%
ESE	82%	67%	75%
BANDEIRANTE	74%	71%	72%
ELEKTRO	70%	68%	69%
EPB	74%	60%	67%
ESCELSA	67%	67%	67%
ENERSUL	73%	56%	64%
CEMAT	74%	53%	64%
ELETROPAULO	67%	51%	59%
CEB	60%	54%	57%
AMPLA	59%	54%	56%
COPEL	53%	47%	50%
CELESC	53%	47%	50%
CEEE	49%	50%	49%
CELG	58%	40%	49%
CEPISA	51%	42%	47%
AMAZONAS	49%	42%	45%
CEMIG	51%	39%	45%
CELPA	44%	42%	43%
CEAL	46%	37%	41%

### *Segundo estágio*

O primeiro estágio considera somente variáveis tradicionais de produto e insumo. Há, entretanto, outras variáveis externas à gestão da empresa que podem afetar seu nível de custos operacionais, as variáveis ambientais. Neste segundo estágio, a ANEEL busca medir o impacto das variáveis ambientais nos custos operacionais, desta forma, parte do que foi medido como ineficiência no primeiro estágio pode ser devido ao ambiente adverso onde a concessionária se encontra. O contrário também é verdadeiro, parte da eficiência calculada no primeiro estágio pode ter origem em um ambiente favorável.

Para avaliar o impacto destas variáveis existem diversos modelos de regressão apresentados na literatura, que irão relacionar o escore de eficiência e o ambiente externo da concessionária. A ANEEL opta pelo método tradicional Tobit, e dois métodos alternativos que são, em verdade, modificações do método tradicional, como em Banker e Natarajan (2008) e Simar e Wilson (2007). Foram realizadas regressões distintas para o grupo A e para o grupo B, definindo uma única especificação com o mesmo conjunto de variáveis.

As regressões consideraram como variável dependente a média calculada na primeira etapa da análise de eficiência, e como variáveis independentes, as variáveis ambientais. Para as empresas do grupo A adotou-se as seguintes variáveis ambientais: nível salarial da região, índice de precipitação, número de consumidores por conjunto e o índice complexidade socioambiental. O resultado destas regressões é apresentado na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 –Regressão segundo estágio

Variáveis	Tobit		Banker e Natarajan		Simar e Wilson		
	Coefficiente	P value	Coefficiente	P value	P1	P50	P95
Constante	-6,56	0,00	-6,53	0,00	-6,28	-4,77	-3,26
Salário médio	1,07	0,00	1,06	0,00	0,60	0,84	1,08
Chuva	0,36	0,00	0,37	0,00	0,13	0,30	0,47
Complexidade	0,71	0,00	0,70	0,00	0,25	0,60	0,94
UC/Conjunto	-0,33	0,00	-0,33	0,00	-0,39	-0,27	-0,14

Adaptado de ANEEL, (2011)

A ANEEL cria um intervalo em torno do escore de eficiência do primeiro estágio, considerando para tanto, as características ambientais de cada concessão. Assim, as distribuidoras que atuam em uma área mais adversa terão o seu intervalo deslocado, já que a medida de eficiência calculada no primeiro estágio pode estar subestimada.

Para definição do intervalo, a agência calcula a diferença entre o resultado do segundo estágio (média das regressões da Tabela 4.11) e o resultado do primeiro estágio (média dos escores da Tabela 4.10) para cada distribuidora no ano de 2009, como mostra a Equação 4.36:

$$Diferença_{2009} = resultado\ segundo\ estágio_{2009} - resultado\ primeiro\ estágio_{2009} \quad (4.36)$$

Em seguida, o valor encontrado para cada distribuidora na equação anterior é subtraído pelo menor valor encontrado na amostra, conforme a Equação 4.37:

$$Diferença\ relativa\ mínimo_{2009} = Diferença_{2009} - \min(Diferença_{2009}) \quad (4.37)$$

Logo, aplica-se a Equação 4.38, que é a divisão entre o resultado de cada distribuidora na Equação 4.37 e o maior resultado encontrado na amostra:

$$Diferença\ relativa\ máximo_{2009} = \frac{Diferença\ relativa\ mínimo_{2009}}{\max(Diferença\ relativa\ mínimo_{2009})} \quad (4.38)$$

A ANEEL fixa uma variação máxima em torno resultado do primeiro estágio. Portanto, a agência define o limite superior como a soma entre (i) o resultado do primeiro estágio dividido pela eficiência média do setor<sup>12</sup> (ii) mais 20% do resultado da Equação 4.38. Já o limite inferior é igual ao limite superior menos 20%. Vale ressaltar que a faixa utilizada não será simétrica em torno da eficiência estimada, mas obedecerá ao resultado da correção das variáveis ambientais.

Os resultados finais, por empresa, são apresentados na Tabela 4.12. Nela, são descritos os percentuais sobre os custos reais de 2009 a serem utilizados na construção do intervalo dos custos operacionais regulatórios.

---

<sup>12</sup> Para tratar a reduzida eficiência média das distribuidoras, a eficiência de cada concessionária foi dividida pela eficiência média das distribuidoras que obtiveram em 2009 eficiência superior à média do período 2003-2008, um valor aproximado de 77%. A proposta busca evitar um prêmio exagerado para empresas mais eficientes, simplesmente, porque algumas concessionárias não estão acompanhando a evolução de eficiência do setor (ANEEL, 2011).

Tabela 4.12 – Resultado Final

<b>Empresa</b>	<b>Limite Inferior</b>	<b>Limite Superior</b>
RGE	113%	133%
CPFL PIRATININGA	115%	135%
COSERN	106%	126%
COELBA	112%	132%
CPFL PAULISTA	112%	132%
AES-SUL	99%	119%
CELPE	97%	117%
COELCE	90%	110%
CEMAR	95%	115%
LIGHT	99%	119%
ESE	85%	105%
BANDEIRANTE	85%	105%
ELEKTRO	81%	101%
EPB	73%	93%
ESCELSA	75%	95%
ENERSUL	74%	94%
CEMAT	76%	96%
ELETROPAULO	68%	88%
CEB	68%	88%
AMPLA	64%	84%
COPEL	56%	76%
CELESC	57%	77%
CEEE	55%	75%
CELG	56%	76%
CEPISA	50%	70%
AMAZONAS	52%	72%
CEMIG	48%	68%
CELPA	50%	70%
CEAL	44%	64%

Os custos operacionais contábeis a serem considerados para definição dos valores dos intervalos são referentes ao último ano do período utilizado nas simulações (2009). Os intervalos serão então atualizados até a data base do 3CRTP considerando-se os ganhos de produtividade, os índices de inflação e a evolução dos produtos.

#### *Componente T do Fator X*

O componente T tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre as diferentes metodologias para a definição de custos operacionais eficientes (ANEEL, 2011).

Caso o valor pontual (primeira etapa) esteja contido no intervalo (segunda etapa), não há componente T a ser considerado no cálculo do Fator X. Caso contrário, a diferença entre o valor pontual e o limite mais próximo do intervalo será considerada no cálculo do componente T do Fator X a partir da Equação 4.39:

$$Fator X_t = \left(1 - \sqrt[n]{\frac{CO_n}{CO_3}}\right) * \left(\frac{CO_3}{VPB_0}\right) \quad (4.39)$$

Onde:

$Fator X_t$  = valor do componente T do Fator X;

n = número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

$CO_3$  = custos operacionais regulatórios definidos na Etapa 1;

$CO_n$  = limite do intervalo definido na Etapa 2 que seja mais próximo de  $CO_3$ ;

$VPB_0$  = total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP.

Se a diferença entre os valores de custos operacionais definidos na primeira e segunda etapa resultar em componente T além dos limites de +/-2%, o componente T assumiria o valor do limite mais próximo (+/- 2%) e a transição remanescente será considerada no próximo reposicionamento tarifário.

Para ilustrar a aplicação, considere o caso da distribuidora Coelba<sup>13</sup>, Tabela 4.13:

Tabela 4.13 – Exemplo ilustrativo: Coelba

<b>Coelba</b>			
<b>Primeira Etapa</b>			
Valor pontual	R\$ 896.726.808		
<b>Segunda Etapa</b>			
Custos operacionais reais 2009 atualizados	R\$ 575.214.539		
	<u>Limite Inferior</u>	<u>Centro</u>	<u>Limite Superior</u>
	112%	124%	132%
Intervalo de eficiência	R\$ 643.952.676	R\$ 714.071.329	R\$ 758.995.584

Na primeira etapa, o valor pontual é resultado dos valores da Empresa de Referência do 2CRTP atualizados considerando inflação, crescimento de produtos e produtividade (Equação 4.34).

<sup>13</sup> Informação disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=764&idPerfil=2&idiomaAtual=0>

Os custos operacionais reais do ano de 2009, atualizados de forma semelhante aos valores da ER, são a base sobre a qual incide os percentuais de eficiência calculados na segunda etapa, que resultam no limite inferior e superior da tabela.

Percebe-se que a distribuidora possui o valor pontual maior do que o limite superior, que significa custos operacionais regulatórios da ER superestimados, segundo a análise de eficiência. Portanto, a Coelba terá um Fator  $X_t$  positivo no 3CRTP, para que sua receita requerida seja reduzida ao longo do ciclo.

Caso não houvesse o limite de 2% sobre o Fator  $X_t$ , a Coelba deveria reduzir 2,15% do Valor da Parcela B ao ano, durante os anos do seu 3CRTP para alcançar o limite superior. Contudo, a agência decide fazer uma transição parcimoniosa, limitando à redução ao máximo de 2% ao ano, deixando o saldo remanescente para o próximo ciclo tarifário.

### **4.3.2 Contribuições dos agentes**

Esta seção tem como objetivo apresentar as principais contribuições recebidas durante a Audiência Pública 040 de 2010<sup>14</sup> sobre o tema *benchmarking* dos Custos Operacionais.

A contribuição feita por Banker (2011) foca na definição do retorno de escala no segmento de distribuição. Segundo ele, a maior fragilidade da proposta é a manutenção da premissa de retorno não decrescente de escala para a função de produção que associa custos operacionais à extensão da rede, mercado faturado e número de consumidores. O autor sugere o uso do retorno variável de escala para definição dos custos operacionais regulatórios.

Gomes (2010) faz uma consideração sobre a segregação das distribuidoras em dois grupos. Ele defende o uso de teste não paramétrico de igualdade de fronteiras para verificar e/ou justificar a necessidade desta segregação.

A contribuição da distribuidora Elektro está relacionada com a inclusão de outros aspectos relevantes na análise de eficiência. A distribuidora propõe adicionar aos custos operacionais, os custos relativos à má qualidade e as perdas não técnicas.

---

<sup>14</sup>Todas as contribuições apresentadas nos próximos parágrafos estão disponíveis em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaAudiencia.cfm?attAnoAud=2010&attAnoFasAud=2011&id\\_area=13](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaAudiencia.cfm?attAnoAud=2010&attAnoFasAud=2011&id_area=13)

O grupo Energisa, assim como a Elektro, defende a inclusão do aspecto qualidade do serviço na análise de eficiência, mas de uma forma diferente, considerando os indicadores de continuidade como produtos. Outra contribuição do grupo está na estimação dos modelos de eficiência para cada ano do período de 2003 a 2009 separadamente e que o valor de eficiência, a ser considerado no cálculo do componente T, seja o obtido pela média geométrica das eficiências obtidas em todos os anos do período.

A distribuidora Cemar foca a sua contribuição na heterogeneidade das concessões. Eles ressaltam que o Brasil é um país com dimensões continentais, com 5.564 municípios, uma população de mais de 180 milhões de habitantes, e com uma extensão territorial de mais de 8,5 milhões de quilômetros quadrados. A distribuidora destaca a grande heterogeneidade presente nas características do mercado, tais como, concessões estritamente metropolitanas, concessões com altas taxas de expansão de investimentos, concessões mais maduras, concessões com grandes problemas de perdas não técnicas, dentre outros.

A Endesa também resalta a heterogeneidade das concessões. A distribuidora argumenta que uma vez que a heterogeneidade entre as distribuidoras de energia é muito grande, é pouco provável que seja possível corrigir as ineficiências apontadas pela metodologia DEA utilizando apenas 4 variáveis ambientais. A distribuidora defende a inclusão de outros fatores na análise, como por exemplo, ventos, acessibilidade às redes rurais e influência cultural no nível de perdas e inadimplência. A distribuidora acredita que apesar das técnicas de comparação ser aplicadas no setor elétrico de países maduros e homogêneos, não se pode afirmar que tal aplicação também seria bem-sucedida no Brasil:

As técnicas de benchmarking, uma vez que se utiliza de comparações entre as empresas, obtém melhores resultados em amostras mais homogêneas. Fato este que, comprovadamente, não ocorre no Brasil, muito pelo contrário, trata-se de um país com distribuidoras extremamente heterogêneas. Portanto, é de se esperar que a probabilidade de distorções nos resultados da aplicação desse método para o setor de distribuição de energia brasileiro seja extremamente elevada, principalmente se não forem consideradas todas as especificidades importantes para todas as áreas de concessão.

O Instituto Acende Brasil também faz uma contribuição acerca da heterogeneidade das concessões e alerta que mensurar o desempenho de empresas que atuam em áreas de concessão tão diversas como as verificadas no Brasil é uma tarefa muito difícil:



Precisa-se tomar muito cuidado para discernir quanto da diferença de desempenho entre as empresas é derivada da eficiência da empresa e quanto é derivada da heterogeneidade das áreas de concessão. Diante da grande heterogeneidade de condições das áreas de concessão das distribuidoras brasileiras e as várias dimensões do serviço, é absolutamente crucial que a especificação seja cuidadosamente definida de modo a captar os fatores relevantes.

#### 4.4 Experiência internacional

Esta seção analisa algumas experiências de reestruturação, de regulação econômica e de regulação da qualidade do serviço dentro do setor elétrico. São apresentadas as experiências do Reino Unido, o pioneiro no processo privatização e reestruturação do setor elétrico; e da Noruega, onde foi criado o *NordPool*, a primeira bolsa internacional para a comercialização de energia elétrica. O Reino Unido e a Noruega começaram no início da década de 90 o processo de reestruturação do setor elétrico. Antes, o setor era caracterizado por forte integração vertical, sendo uma única empresa responsável pela geração, transmissão, distribuição e comercialização. Estes países perceberam que a geração e comercialização eram passíveis de competição, iniciando um processo de desverticalização que se espalhou pelo mundo com resultados positivos de uma maneira geral.

Existem vários métodos de regulação econômica aplicados aos monopólios naturais. Atualmente, a maioria dos setores aplica a regulação *ex ante*, ou seja, aquela que os preços ou receitas são definidos pelo regulador e conhecido pela indústria antes que o período regulatório se inicie. A regulação *ex ante* não é inteiramente definida *a priori*, pois alguns parâmetros como taxa de retorno, preço da energia comprada pela distribuidora, inflação, são atualizados durante o período regulatório, pois o risco se elevaria muito para a distribuidora visto que estes parâmetros fogem ao seu controle.

O objetivo da regulação é controlar variáveis como preços ou receitas. Para tanto, o regulador precisa conhecer os custos e os fatores de produção de cada monopólio. O desafio da regulação econômica é que o regulador não sabe ao certo o nível da produção e dos custos eficientes para cada empresa, ou seja, existe a assimetria de informação. Outras variáveis como qualidade também possuem um impacto importante na regulação econômica (NORDREG, 2011).

Tradicionalmente a regulação econômica e a regulação da qualidade do serviço não são tratadas de forma conjunta. Este capítulo busca a identificação de uma possível integração entre as mesmas, a partir da experiência de países avançados sob este aspecto. O objetivo final é a construção de um conhecimento que auxilie na implantação de melhorias no modelo brasileiro.

#### 4.4.1 Reino Unido

O Reino Unido iniciou o seu processo de liberalização do setor elétrico em 1989, quando as empresas estatais de energia foram privatizadas. O sistema na Inglaterra e no País de Gales era composto pelo Conselho Central de Geração de Energia, (*Central Electricity Generating Board – CEGB*), e 12 distribuidoras regionais (*Regional Electricity Boards – REBs*). A CEGB ofertava energia a todas as REBs em regime de tarifa única de suprimento e as REBs agregavam seus custos específicos de distribuição, formando a tarifa final para o consumidor, como mostra a Figura 4.6. Na Escócia, o sistema era composto por duas empresas verticalizadas: a North of Scotland Hydro-Electric Board – NSHEB e a South of Scotland Electricity Board – SSEB, cada uma responsável pelas suas respectivas áreas de atuação.

De uma maneira geral, o sistema de preços funcionava bem, mas muito havia para ser melhorado quando os aspectos de eficiência de custos e de eficiência nos investimentos eram considerados. A liberalização do setor buscou a substituição do sistema de tarifas reguladas, pouco competitivo, por um sistema que fosse capaz de garantir o fornecimento de energia elétrica de forma confiável, com qualidade e preços menores (SEAE, 2012).

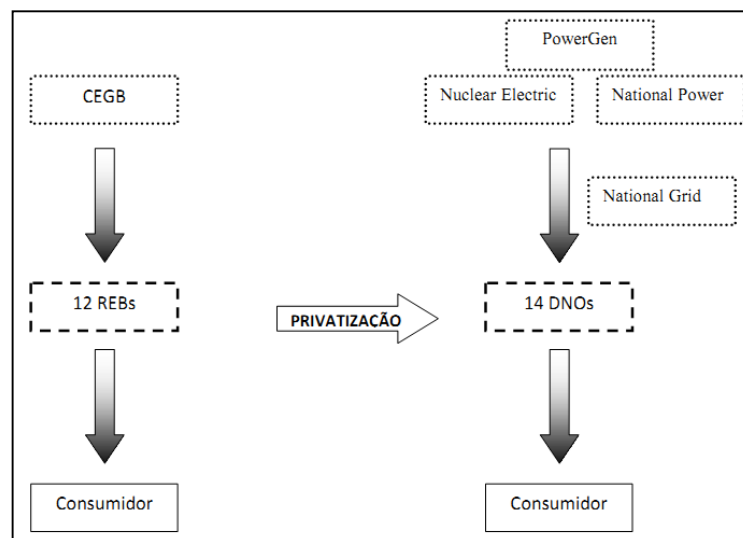


Figura 4.6 – Processo de privatização inglês  
Fonte: SEAE (2012)

Durante o processo de desregulamentação, as empresas regionais de distribuição foram privatizadas e a CEGB foi subdividida em quatro companhias: duas empresas de geração privadas, PowerGEN e National Power; uma empresa de geração pública, Nuclear Electric e uma empresa de transmissão privada, National Grid Company. As 12 REBs foram privatizadas

em 14 concessionárias (*Distribution Network Operators – DNOs*) sujeitas à regulação. A Figura 4.7 mostra a localização das 14 DNOs atuais.

A reestruturação na Escócia foi apenas parcial. As duas empresas estatais, a NSHEB e a SSEB, foram privatizadas, passando a se chamar Scottish Hydro-Electric e Scottish Power, respectivamente. As empresas permaneceram verticalmente integradas, sendo os seus preços regulados a partir do mercado inglês.

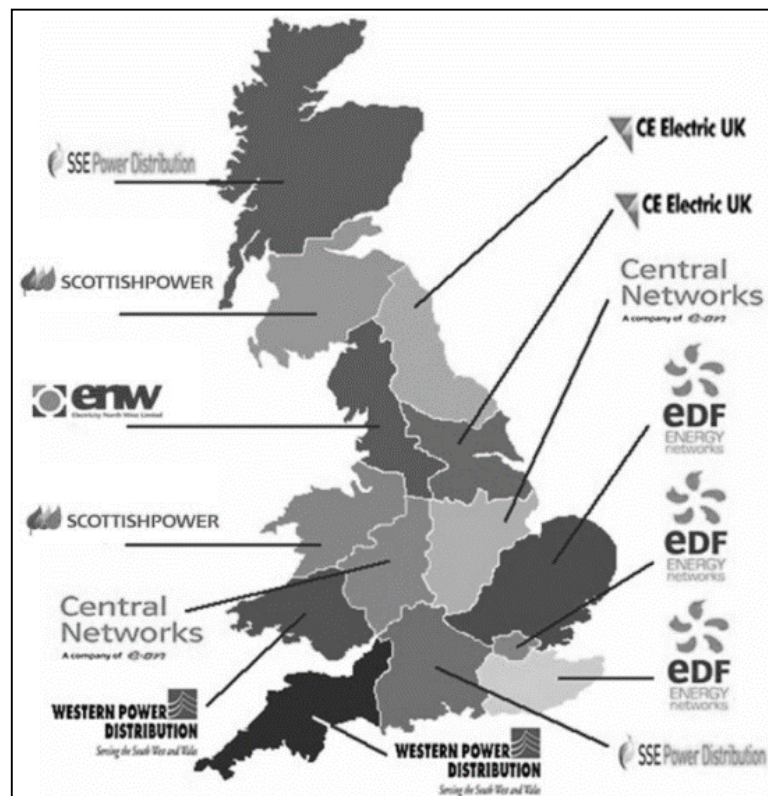


Figura 4.7 – Distribuidoras Reino Unido  
Fonte: SEAE (2012)

A competição na geração se desenvolveu através de um mercado de energia no atacado, *Electricity Pool*, onde todos os geradores obrigatoriamente devem ofertar a sua energia. Esse mercado funciona como um leilão em que todos os participantes fazem seus lances antes das 10 da manhã.

O Operador do Sistema determina então a ordem de mérito (da usina mais barata para a mais cara) para as geradoras e o preço marginal do sistema, *System Marginal Price (SMP)*, que é igual ao preço da usina mais cara, e envia aos participantes as ordens de despacho e os preços para cada meia hora do dia seguinte.

Os geradores que declaram possuir capacidade disponível recebem um pagamento pela capacidade ofertada, e a soma desse pagamento com o SMP forma o *Pool Purchase Price* (PPP), que é o preço pago aos geradores pela energia vendida.

As empresas que compram energia do Pool pagam o *Pool Selling Price* (PSP), formado pelo PPP mais um encargo para cobrir perdas no transporte e outros custos de balanceamento do sistema (FERRAZ, 2006). A Figura 4.8 reúne estas informações.

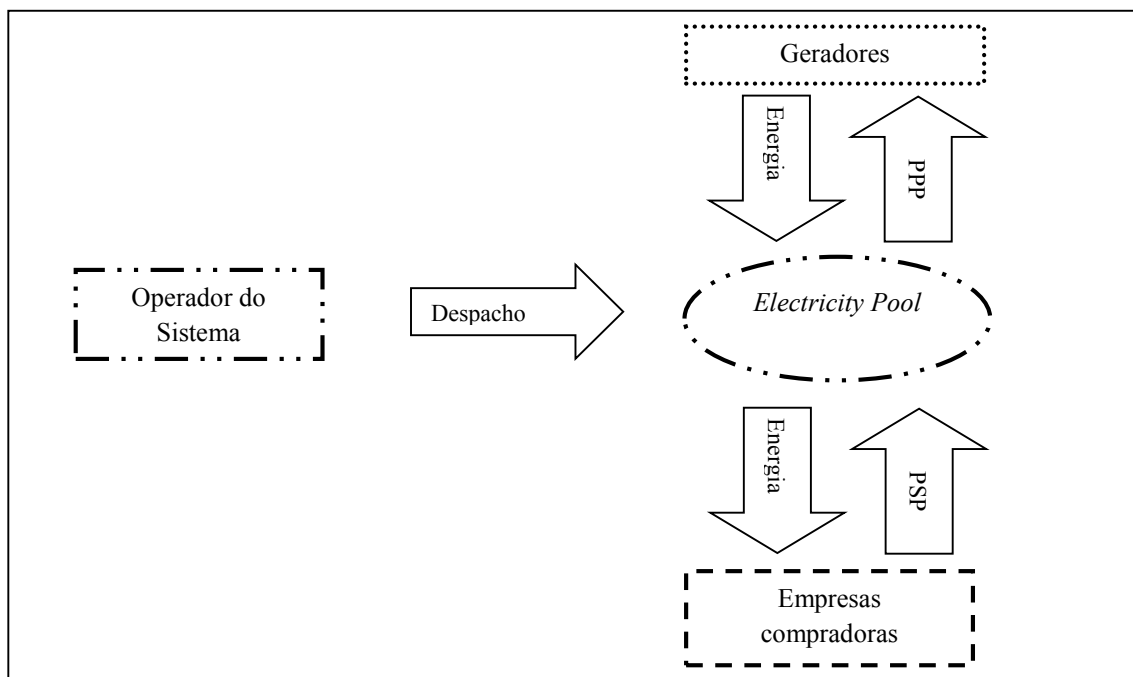


Figura 4.8 – *Electricity Pool*  
Fonte: FERRAZ (2006)

As principais vantagens deste novo modelo de comercialização foi que a transição foi feita de forma suave, já que anteriormente a CEGB era responsável pelo despacho das usinas em ordem de mérito. Além da existência de um mercado transparente, que incentiva a entrada de novos agentes.

Este país também optou pela introdução de competição no varejo. Gradativamente os consumidores puderam escolher qual seria o seu fornecedor de energia elétrica. Inicialmente apenas 5.000 consumidores que possuíam demanda acima de 1 MW podiam escolher seu fornecedor. Em 1994, esse limite foi reduzido para 100 kW, permitindo a mais 45.000 consumidores a liberdade de escolha. No final de 1998, esse direito foi estendido ao restante dos 26 milhões de consumidores (SEAE, 2012).

### *Regulação da qualidade do serviço*

A qualidade do serviço, especificamente sob o aspecto continuidade, é uma das prioridades da regulação na distribuição. Os consumidores esperam que a concessionária diminua as interrupções e restabeleça o fornecimento de energia o mais rápido possível. O regulador incentiva as concessionárias a fornecer um nível adequado de qualidade do serviço através de indicadores de desempenho (OFGEM, 2012).

A qualidade do serviço oferecida pelas DNOs é avaliada a partir de um conjunto de métricas. Estas métricas formam a base do incentivo financeiro que visa melhorar o nível de serviço entregue aos consumidores. *Distribution Network Operators* podem ser recompensadas ou penalizadas pelo seu desempenho em várias áreas, dentre elas: (a) Indicadores de interrupção: é determinada uma meta para os indicadores de continuidade das redes. (b) Qualidade do *call Center*: cada DNO é avaliada de acordo com a satisfação do consumidor no quesito atendimento telefônico. (c) Esquema de recompensa ao serviço do consumidor: é uma recompensa de £1 milhão por ano para aquelas DNOs que melhor serviram os seus consumidores. (d) Desempenho padrão: DNOs são sujeitas a um número de padrões que devem ser alcançados (*Electricity Standards of Performance Regulations*). Estes padrões estão relacionados com a restauração do fornecimento, conexões e qualidade da tensão. Todas as DNOs são sujeitas a estes padrões de segurança que são monitorados pela *Health and Safety Executive*, um órgão independente da OFGEM. Nesta seção será detalhado o aspecto de indicadores de interrupção.

Todas as concessões de operação no sistema de distribuição são obrigadas a produzir um relatório anual (*Electricity Distribution Quality of Service Report*) onde é descrito o desempenho da DNO considerando a segurança do sistema, a disponibilidade e a qualidade do serviço. Estas informações expõem a situação da qualidade do serviço ofertada aos consumidores finais, sendo, portanto, o documento base desta seção.

A regulação da qualidade do serviço no Reino Unido não é integrada com a regulação econômica. *The Interruptions Incentive Scheme* (IIS) é o mecanismo de confiabilidade mais importante dentro da DPCR5. Ele usa dois indicadores principais para medir o desempenho das 14 DNOs: *Customer Interruptions* (CI) e *Customer Minutes Lost* (CML). CI é o número de consumidores, em um grupo de 100, que tiveram o seu fornecimento de energia interrompido por ano. CML é a média de minutos sem energia por consumidor por ano. Para o cálculo, são

inclusas apenas as interrupções com duração igual ou maior a três minutos (interrupções longas). As interrupções curtas, inferior a três minutos, são tratadas separadamente.

OFGEM determina a meta dos indicadores de continuidade para cada DNO no início da revisão tarifária. Estas metas são estabelecidas de acordo com o histórico de desempenho da DNO e análise de *benchmarking*. Caso a concessionária tenha um desempenho melhor do que o padrão, ela é recompensada. Em situação contrária, uma multa deve ser paga.

*The Interruptions Incentive Scheme* (IIS) define pesos diferentes de acordo com cada tipo de interrupção. As interrupções programadas têm o peso de 50% no cálculo do CI e do CML. São consideradas interrupções programadas aquelas que são avisadas aos consumidores com dois dias de antecedência. Aproximadamente 8% das interrupções sofridas pelos consumidores são programadas.

Interrupções devidas a problemas na rede de transmissão possuem peso zero para *Customer Interruptions* e 10% para *Customer Minutes Lost*, já que o regulador entende que a concessionária pode agir durante a interrupção para diminuir sua duração. O peso de 10% também é aplicado para incidentes causados por outros sistemas conectados. *Distribution Network Operators* também podem pedir ajustes nos indicadores de continuidade caso ocorra eventos inesperados, aqueles fora do controle da concessionária, como por exemplo, geadas e tempestades.

As redes de distribuição possuem diferenças inerentes, incluindo projeto da rede, configuração, características topográficas, extensão da rede, localização e densidade dos consumidores. Para incluir estes fatores na análise de desempenho da qualidade do fornecimento, OFGEM em conjunto com *Quality of Service Working Group* desenvolveram um método para o estabelecimento das metas CI e CML. O método envolve o agrupamento de partes similares (*clustering*) da rede e posterior análise de *benchmarking* em um nível desagregado. Todas as metas são calculadas para cada DNO com base no número de circuitos que cada grupo possui, no número de consumidores por circuito e pela média de extensão do circuito.

Além dos indicadores de continuidade, a OFGEM avalia a qualidade do *call center*. O objetivo é avaliar como a DNO lida com as reclamações dos seus consumidores. A avaliação é baseada em uma pesquisa mensal com uma amostra de consumidores que sofreram algum problema com relação à falta de energia recentemente (OFGEM, 2009b). DNOs também são obrigadas a

comunicar informações relacionadas: ao número de interrupções curtas por ano, ao número de consumidores afetados pelas interrupções curtas por ano, às interrupções detalhadas por fonte, por tensão, por frequência, dentre outros.

#### *Regulação dos preços*

A distribuição é regulada pela *Office of Gas and Electricity Market* (OFGEM), o regulador determina qual é a receita total que cada DNO pode recolher dos seus consumidores. Na Primeira Revisão Tarifária (1990/91 – 1994/95) as tarifas da rede foram determinadas quando as DNOs ainda estavam sob o controle do estado. Na Segunda e Terceira Revisão (1995/96 – 1999/00 e 2000/01 – 2004/05) o regulador utilizou a técnica COLS; o modelo de regressão era formado pelos Custos Operacionais Normalizados como variável dependente e uma ponderação entre as variáveis de produto como variável independente. A técnica COLS também foi usada na Quarta Revisão (2005/06 – 2009/10) em conjunto com DEA. Para a Quinta Revisão (2010/11 – 2014/15) o regulador opta por usar a mesma forma de *benchmarking* da revisão anterior, ou seja, a técnica COLS como principal, e DEA como conferência. A OFGEM irá utilizar os custos eficientes de 2008-09 para determinação da base de custos na Quinta Revisão, considerando as mudanças no volume de trabalho, no ganho de eficiência e nos preços dos insumos.

A metodologia está relacionada com os custos de operação da rede, custos indiretos e custos de capital não operacional, o que a OFGEM optou por chamar de Custos Operacionais (*Operational Costs*). De uma forma geral, a metodologia consiste em: (a) coletar os dados relacionados aos custos de todas as atividades operacionais para os quatro anos: 2005-06 a 2008-09; (b) excluir custos que não são apropriados para o *benchmarking*; (c) normalizar os custos considerando aspectos exógenos à concessionária, mas que impactam na sua eficiência; (d) aplicar análise de regressão, com os *drivers* adequados, para determinar o modelo de custos; (e) comparar as saídas do modelo com os resultados das DNOs; (f) aplicar os escores alcançados para determinar os custos eficientes de 2008-09; (g) estender os custos eficientes de 2008-09 para o período da Quinta Revisão. A Figura 4.9 ilustra a visão geral da metodologia.

A maior parte dos dados utilizados na definição dos Custos Operacionais tem origem no *Forecast Business Plan Questionnaires* (FBPQs) submetido pelas *Distribution Network Operators*. O questionário reúne dados históricos e previsões, apresentados de forma agregada e desagregada, que dão suporte à análise de *benchmarking* dos custos. Algum dado adicional é obtido através da requisição direta à DNO.

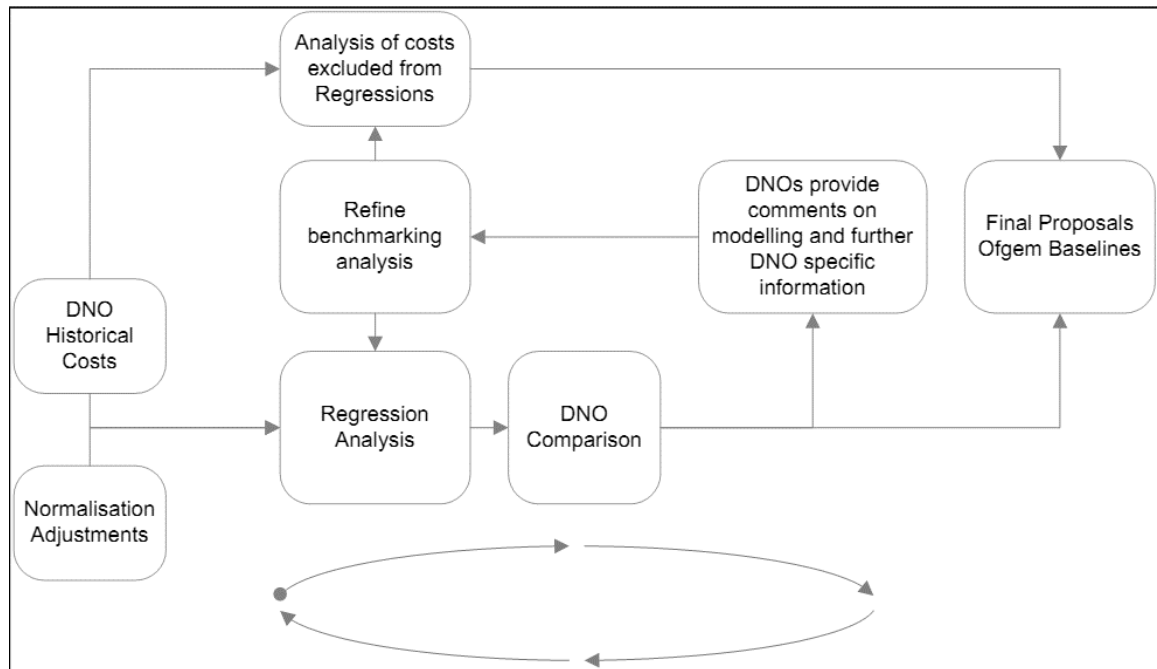


Figura 4.9 –Metodologia análise de custos: Reino Unido  
Fonte: SEAE (2012)

O regulador inicia o processo com a normalização os dados históricos das concessionárias com o objetivo de criar uma base de dados comparável. A principal diferença entre as DNOs é a alocação do custo de faltas ocorridas na rede. Para evitar o impacto dos diferentes tratamentos, o processo considera os custos operacionais mais o custo total de faltas. Outras normalizações foram feitas com relação a: diferenças regionais na contratação de mão de obra, veículos e pequenos equipamentos, outros custos de capital não operacional, trabalho na área urbana, dentre outros.

Os custos excluídos da análise de regressão são aqueles que **não** atendem os seguintes critérios: (i) os custos devem estar sob influência da concessionária; (ii) as atividades precisam ser realizadas pela maioria das DNOs, ou seja, não se considera uma atividade geograficamente específica;(iii) os custos precisam ser robustos, estáveis e reportados em uma base consistente através das concessionárias. Caso o custo que esteja sendo avaliado não atenda a estes requisitos, ele será excluído da análise; alguns exemplos são reparo com cabos submarinos, custos com pensão e custos de desmontagem.

A análise de *benchmarking* é apoiada na análise de regressão e DEA. O primeiro é o método principal, enquanto o segundo é utilizado como conferência, já que a aplicação é baseada na análise de regressão. Foram feitas várias regressões com objetivo de adequar o *driver* ao custo



avaliado. Na Quarta Revisão, usou-se a soma entre os custos operacionais e o custo total de faltas como variável dependente e uma variável composta (formada por uma ponderação entre número de consumidores, energia distribuída e tamanho da rede) como variável independente. Contudo, existia uma preocupação geral de que o método adotado não possuía um *driver* adequado para os custos que estavam sendo analisados. Note que com o custo total de faltas já se inclui o efeito da qualidade.

O *Electricity Networks Association* (ENA), representante dos operadores das redes de transmissão e de distribuição, buscou explorar uma forma mais apropriada para a análise de custos e os seus respectivos *drivers*. Embora o setor não alcance um consenso sobre o tema, várias opções foram desenvolvidas. Usou-se o MEAV<sup>15</sup> para analisar os custos indiretos, número de faltas para custo de faltas, ativo como *driver* para custo com inspeção e manutenção, árvores inspecionadas para o custo com poda de árvores. Desta forma, usou-se *drivers* alternativos, grupo de custos diferentes e dados desagregados para testar os resultados da regressão *Top Down*.

Na análise de regressão *Top Down*, a variável explicada são os Custos Operacionais. A variável explicativa é uma composição entre 63% de MEAV e 37% Load & Non-Load Costs.

Na regressão *Single Group*, a variável explicada é o conjunto de todos os custos indiretos:

- Grupo 1: Projeto de rede, gerenciamento de projeto, sistema de mapeamento;
- Grupo 2: Gerenciamento da engenharia, centro de controle, *call center*, armazéns, saúde e segurança, treinamento operacional;
- Grupo 3: Recursos humanos e treinamento não operacional, política de rede, financeiro, regulação, tecnologia da informação e gerenciamento de propriedade.

Enquanto as quatro últimas regressões são relacionadas aos Custos de Operação da Rede. A Tabela 4.14 reúne estas informações.

Apesar de utilizar grupos de custos desagregados na sua análise, a OFGEM não estabeleceu receita por categoria de custos, ou seja, a receita teto é fixada para a DNO como um todo. As

---

<sup>15</sup> *Modern Equivalent Asset Value*: o custo total de reconstrução da rede usando ativos atuais.

concessionárias que são responsáveis pelo gerenciamento dos custos da forma mais apropriada para alcançar as suas obrigações (OFGEM, 2009a).

Tabela 4.14 – *Drivers* usados nas regressões

	<b>Cost Grouping</b>	<b>Core Drivers</b>	<b>Prime Driver</b>	<b>Secondary Driver</b>
Custo operacional total →	Top-Down	MEAV/ Load & Non-Load Costs	MEAV	Load & Non-Load Costs
			63%	37%
Custo indireto total →	Single Group	Direct Costs/ MEAV	Direct Costs	MEAV
			52%	48%
Grupos de custos indiretos {	Group 1	Load & Non-Load Costs/MEAV	Load & Non-Load Costs	MEAV
			100%	0%
	Group 2	Direct Costs/ MEAV	Direct Costs	MEAV
			50%	50%
Grupos de custos de operação de Rede {	Group 3	MEAV/ Direct Costs	MEAV	Direct Costs
			66%	34%
	LV & HV OH	Overhead Faults		
	LV & HV UG	UG Faults/ Line Replaced	UG Faults	Line Replaced
			78%	22%
	I&M	Asset Manhours		
	Tree Cutting	Spans Cut/Spans affected	Spans Cut	Spans affected
			100%	0%

OFGEM e ENA determinaram quais seriam os *cost drivers* mais apropriados para cada atividade sujeita à análise de regressão. Eles reconhecem que capturar todos os aspectos relevantes é uma tarefa complexa, portanto concentraram na determinação dos *drivers* essenciais. Adicionou-se *drivers* secundários para melhorar a modelagem dos dados. Os *drivers* primários e secundários são combinados em um único *driver* composto através dos pesos  $w_1$  e  $w_2$ , como mostra a Equação 4.40.

$$\text{Variável composta} = \text{driver primário}^{w_1} * \text{driver secundário}^{w_2} \quad (4.40)$$

A função adotada é a Cobb Douglas, portanto, a variável composta deve estar em logaritmo, como indica a Equação 4.41.

$$\begin{aligned} \text{Variável composta} \\ &= \text{exponencial} [\{\log (\text{driver primário})\}^{w_1} \\ & * \{\log (\text{driver secundário})\}^{w_2}] \end{aligned} \quad (4.41)$$

*Drivers* com altos valores possuem altas médias e valores de inclinação, influenciando significativamente os pesos,  $w_1$  e  $w_2$ , que são calculados a partir dos valores de inclinação. Para eliminar este efeito, as médias dos dois logaritmos (*drivers*) foram convertidas em zero

utilizando o seguinte procedimento padrão para os dados: cálculo da média, cálculo do desvio padrão e geração do conjunto de dados padronizados de acordo com a Equação 4.42:

$$\log(\text{driver})_{\text{padrão}} = \frac{\log(\text{driver})_{\text{original}} - \log(\text{driver})_{\text{médio}}}{\log(\text{driver})_{\text{desvio padrão}}} \quad (4.42)$$

Os valores da inclinação de cada *driver* foram estabelecidos de acordo com uma regressão múltipla com os custos operacionais ajustados como variável dependente e os dois *drivers* padronizados como variáveis explicativas. Isto é ilustrado na Equação 4.43, onde  $b_1$  e  $b_2$  são os valores da inclinação e  $e$  representa o resíduo da regressão:

$$\begin{aligned} \text{Log}(\text{custos operacionais ajustados}) \\ = \text{intercepto} + b_1 * \log(\text{driver primário}) + b_2 \\ * \log(\text{driver secundário}) + e \end{aligned} \quad (4.43)$$

O cálculo dos pesos, usados na Equação 4.40, foi baseado nos valores de inclinação, calculados na Equação 4.43, como mostra a Equação 4.44:

$$\text{Peso do driver primário } (w_1) = \frac{b_1}{b_1 + b_2} \quad (4.44)$$

As regressões com os dados em painel foram estimadas usando os Mínimos Quadrados Ordinários, com os custos ajustados e o *driver* composto transformados em logaritmo, com efeito do tempo fixo. A Equação 4.45 apresenta a forma funcional do modelo:

$$\log(\text{custos ajustados}) = a + b * \log(\text{driver}) + e \quad (4.45)$$

Onde:

$a_{2005-06}$  = intercepto no período 2005/2006

$a_{2006-07}$  = intercepto no período 2006/2007

$a_{2007-08}$  = intercepto no período 2007/2008

$a_{2008-09}$  = intercepto no período 2008/2009

$b$  = inclinação

$e$  = resíduo

Os resultados do modelo de regressão são usados para estimar os custos eficientes da concessionária usando a Equação 4.46:

$$\text{custo eficiente ajustado}_{2008-09} = \text{exponencial} [a_{2008-09} + b * \log (\text{driver})_{2008-09}] \quad (4.46)$$

Mas, como a regressão foi aplicada com dados em logaritmo, a fórmula acima tende a subestimar os custos esperados para um dado *driver*. Portanto, o regulador multiplica os custos eficientes ajustados por um valor  $\alpha$ , calculado usando a Equação 4.47:

$$\alpha = \frac{\text{custo ajustado total de todas as concessionárias (original)}}{\text{custo eficiente ajustado total de todas as concessionárias}} \quad (4.47)$$

O custo eficiente corrigido passa então a ser a multiplicação entre os resultados das Equações 4.45 e 4.46. Esta correção só é feita quando o  $\alpha$  é maior do que 1. Para cada conjunto de análise, comparou-se o custo de entrada, aquele realizado pela concessionária, com o custo de saída, aquele calculado pelo modelo, para determinar a eficiência relativa de cada concessionária. A Equação 4.48 determina o escore de eficiência de cada *Distribution Network Operator*.

$$\text{Eficiência} = \frac{\text{Custo real}_{2008-09}}{\text{Custo eficiente corrigido}_{2008-09}} \quad (4.48)$$

#### 4.4.2 Noruega

Praticamente ao mesmo tempo em que ocorreu a reforma na Inglaterra, aconteceu a reforma no setor elétrico da Noruega e da Suécia, estendendo-se depois para outros países nórdicos. Antes de 1991, o setor elétrico norueguês era caracterizado pelo domínio de pequenas empresas locais, muitas vezes propriedade dos próprios municípios, que eram responsáveis pelo fornecimento de energia a todos os consumidores de sua área de concessão. O Governo era proprietário de 30% da geração, 80% da transmissão e das 230 concessionárias de distribuição, dentre as quais 100 possuíam geração própria. A iniciativa privada se restringia à geração, somando 15% da capacidade total. O Governo, com o objetivo de proteger a geração de energia elétrica, determinou que as empresas que quisessem atuar neste setor deviam obter uma licença. Esta tinha o prazo máximo de 60 anos, após este período todas as instalações se tornariam propriedade estatal. O objetivo era limitar o investimento por parte de empresas multinacionais (SEAE, 2012).

Em 1991 com o *Energy Act*, a Noruega iniciou o processo de liberalização do setor com o intuito de obter preços menores e melhoria no serviço. Foi determinado a desverticalização, com a separação entre a geração e a distribuição. Foi instituído livre acesso às redes de transmissão e foi criado um mercado competitivo para os geradores e fornecedores. As distribuidoras locais foram liberadas da obrigação de atender todos os consumidores da sua área de concessão. Esses, por sua vez, puderam escolher quem seria o seu fornecedor de energia. Neste mesmo documento, foi criado *The Norwegian Water Resources and Energy Directorate* (NVE), regulador do setor elétrico da Noruega, e o Statnett, operador do sistema norueguês. O papel e as responsabilidades do Statnett são estabelecidos pelo NVE, com o objetivo principal de auxiliar na criação de um mercado de energia eficiente com segurança e qualidade no fornecimento (NVE, 2011).

A Noruega possui um sistema de geração com forte base hídrica, semelhante ao Brasil, assim como empresas de geração, transmissão e distribuição estatais. Mas diferente do que ocorreu no nosso país, após a reforma, as empresas permaneceram sob o domínio do estado e começaram a competir entre si no mercado livre (GASTALDO e BERGER, 2009).

Em 1996, foi a vez de a Suécia realizar uma reforma semelhante e ambos os países removeram as taxas sobre os fluxos de energia entre seus mercados, criando um mercado de energia integrado: o *NordPool*. Em 1998 a Finlândia se juntou a esse *Pool* e, em 1999, parte da Dinamarca integrou-se a ele (SEAE, 2012).

O *Nordpool* foi a primeira bolsa internacional para a comercialização de energia elétrica. Localizada na Noruega, a bolsa é propriedade do *Nordic Transmission System Operators* (TSOs) e regulada pela NVE. O *Pool* opera com uma licença que lhe dá o direito de operar um mercado para trocas físicas de energia e é composto por um mercado *spot* para o dia seguinte (Elspot) e um mercado de futuros para contratos com duração de até três anos (Eltermin). O *Pool* opera por meio de contratos bilaterais assinados com cada um dos participantes, que devem indicar um dos bancos credenciados para servir como seu intermediário financeiro.

No Elspot, a energia de cada hora do dia seguinte possui um preço diferente. Os geradores e compradores fazem os seus lances incluindo a quantidade e preços para cada hora e o operador de mercado fica responsável por traduzir estes lances em curvas de demanda e oferta, que

posteriormente, são convertidos em preços de mercado para o próximo dia. No fim do pregão, os contratos para as próximas 24 horas são firmados.

O Eltermin é uma opção para os compradores que são avessos aos riscos inerentes ao mercado *spot*. Os contratos de longo prazo são divididos em dois tipos: (a) contrato para carga de base e (b) contrato para período de pico. O contrato para carga de base é relativo às 24 horas dos 7 dias da semana. Os contratos para período de pico são firmados em estações do ano específicas.

Em 1998 cerca de 30% de toda a demanda de energia da Noruega e da Suécia foram comercializadas no mercado *spot*; em 2006, este valor saltou para 60%. Mas de 300 participantes comercializam energia no *Nordpool Spot*. Com a influência do meio ambiente e consequente impacto nos custos de energia elétrica, muitos consumidores do *Pool* decidiram comprar a energia parte em contratos de longo prazo, parte no mercado *spot*.

#### *Regulação da qualidade do serviço*

Mecanismos de incentivo são inclusos na regulação para garantir que as concessionárias forneçam um serviço com uma confiabilidade adequada. Um parâmetro crítico na regulação da qualidade é a informação sobre o valor que os consumidores conferem aos diferentes níveis de confiabilidade no suprimento. Em 1995, as concessionárias foram obrigadas a monitorar e relatar as interrupções longas (> 3 minutos). Em 2000, a NVE definiu os padrões para a estimação da energia não suprida. Em 2001, o parâmetro CENS foi inserido na análise de *benchmarking* das concessionárias. Em 2006 se tornou obrigatório a informação sobre as interrupções curtas ( $\leq 3$  minutos). Hoje, todas as interrupções são inclusas na estimação do CENS.

Na Noruega a regulação da qualidade do serviço é totalmente integrada com a regulação econômica através da inclusão do elemento CENS na análise de *benchmarking*. CENS reflete o custo socioeconômico relacionado com as interrupções, considerando que as interrupções no fornecimento de energia resultam em custos que afetam os consumidores. O efeito final da inclusão do CENS na receita teto e na receita permitida é que os consumidores são compensados indiretamente por 60% dos custos socioeconômicos relacionados com a baixa qualidade através de tarifas menores no futuro. Ademais, o CENS é incluso também no custo padrão. Isto implica que o ganho ou a perda econômica para uma concessionária específica depende da comparação entre o seu desempenho e o desempenho das suas concorrentes, sob o aspecto de interrupções.

Os custos de interrupções dos consumidores são detectados através de uma pesquisa nacional e pode variar entre os diferentes grupos de consumidores, diferentes períodos de tempo, dentre outros. Os custos de investimento para redução da duração das interrupções dependem principalmente da localização da conexão do consumidor, incluindo topologia da rede, geografia, clima, etc. CENS inclui tanto as interrupções planejadas, quanto não planejadas. Os consumidores são divididos em seis grupos: industrial, comercial, residencial, indústria de grande porte, público e rural. Os dados de custos normalizados são usados para o estabelecimento de funções contínuas de custo para cada grupo de consumidores. O custo de uma interrupção com duração  $r$  em tempo de referência,  $C_{ref}$ , é calculado de acordo com a Equação 4.49:

$$C_{ref} = c_{ref}(r) \cdot P_{ref} \quad (4.49)$$

Onde:

$C_{ref}$  = Custo de interrupção no tempo de referência;

$c_{ref}(r)$  = Taxa do custo em NOK<sup>16</sup>/kW para interrupções com duração  $r$ ;

$P_{ref}$  = Potência interrompida em kW no tempo de referência.

O tempo de referência é um dia de semana em janeiro. A potência interrompida é definida como a potência estimada em kW que teria sido suprida no momento da interrupção caso esta não ocorresse. Os custos de interrupção variam de acordo com a estação, os dias da semana e as horas do dia. Fatores de correção são estabelecidos para ajustar os custos de interrupção, considerando estes fatos.

NVE também introduziu um esquema de compensação direta para interrupções longas (superior a 12 horas). As taxas de compensação são definidas na regulação financeira do governo e relatórios técnicos. Qualquer consumidor afetado por uma interrupção pode reivindicar a compensação para a concessionária. O objetivo principal deste esquema é incentivar as concessionárias a reparar qualquer interrupção o mais rápido possível.

Do ponto de vista do regulador é importante que as decisões que influenciam na continuidade do fornecimento também sejam baseadas na análise custo-benefício. Por exemplo, os custos relacionados com a medição das interrupções devem ser menores do que a queda nos custos futuros de interrupção dos consumidores. Para alcançar este nível ótimo de continuidade de

---

<sup>16</sup> Moeda norueguesa: Krone Norueguês (NOK).

fornecimento para a sociedade como um todo, devem-se incentivar as concessionárias a operar, manter e desenvolver suas redes de uma forma econômica ótima e ainda fornecer um nível de confiabilidade aceitável.

### *Regulação dos preços*

A regulação econômica das distribuidoras é baseada nos objetivos do *Energy Act*. O regulador define anualmente a receita teto (*revenue cap*) para cada concessionária. A regulação por receita teto entrou em vigor em 2007. De acordo com o *Energy Act*, os métodos principais para o cálculo da receita teto devem ser reavaliados a cada cinco anos, no mínimo. Contudo, ajustes menores podem ser aplicados continuamente dentro do período (NVE, 2011).

O regulador estipula a receita de cada uma das 159 concessionárias através da receita teto. O valor máximo é calculado de acordo com a Equação 4.50. NVE permite que 40% dos custos reais (custo base) sejam repassados para os consumidores, enquanto 60% dos custos serão baseados na análise de *benchmarking*, usada para descrever os custos eficientes.

$$RC_t = 0,4 C_t + 0,6 C_t^* \quad (4.50)$$

Onde:

$RC_t$  = Receita teto no ano t;

$C_t$  = Custo base para cada concessionária, baseado nos custos do ano t-2;

$C_t^*$  = Custo padrão para a empresa, baseado na análise de *benchmarking*.

Se uma empresa é considerada eficiente, todos os seus custos são cobertos. O custo base que entra na receita teto é baseado em dados de dois anos anteriores (a receita teto de 2011 é baseada nos dados de 2009). Ele é calculado de acordo com a Equação 4.51:

$$C_t = \left[ (OM_{t-2} + CENS_{t-2}) * \frac{CPI_t}{CPI_{t-2}} \right] + (PL_{t-2} * P_t) + DEP_{t-2} + (RAB_{t-2} * WACC_t) \quad (4.51)$$

OM é o custo com operação e manutenção e CENS é o custo da energia não suprida, custos inflacionados pelo índice CPI (*Consumer Prices Indices*). O custo da energia perdida é calculado pela multiplicação da perda de energia real (PL) com o preço referência da energia (P). DEP é a depreciação anual e RAB é a base de ativos regulatória. WACC é o custo médio ponderado de capital no ano t.



NVE usa DEA para a análise de *benchmarking* e regressão OLS para corrigir os resultados do DEA considerando aspectos ambientais. NVE notifica a receita teto esperada antes do ano começar, com base nas estimativas de WACC, inflação (CPI) e preço da energia; estes parâmetros são desconhecidos até o final do ano. Quando estes parâmetros se tornam conhecidos, a NVE aufer a receita teto real baseada nos parâmetros observados. Para a formação da receita teto permitida, são adicionados à receita teto, impostos e tarifas de outras redes; é subtraído o valor real do custo da energia não suprida (*Cost of Energy Not Supplied – CENS*) e mudanças nos custos de capitais também são consideradas. Se existe uma diferença entre a receita teto esperada e a receita teto real em um ano, a correção é inclusa na receita teto dois anos após (um desvio entre o esperado e o real de 2009 será corrigido na receita teto de 2011). A estrutura do cálculo é mostrada na Figura 4.10.

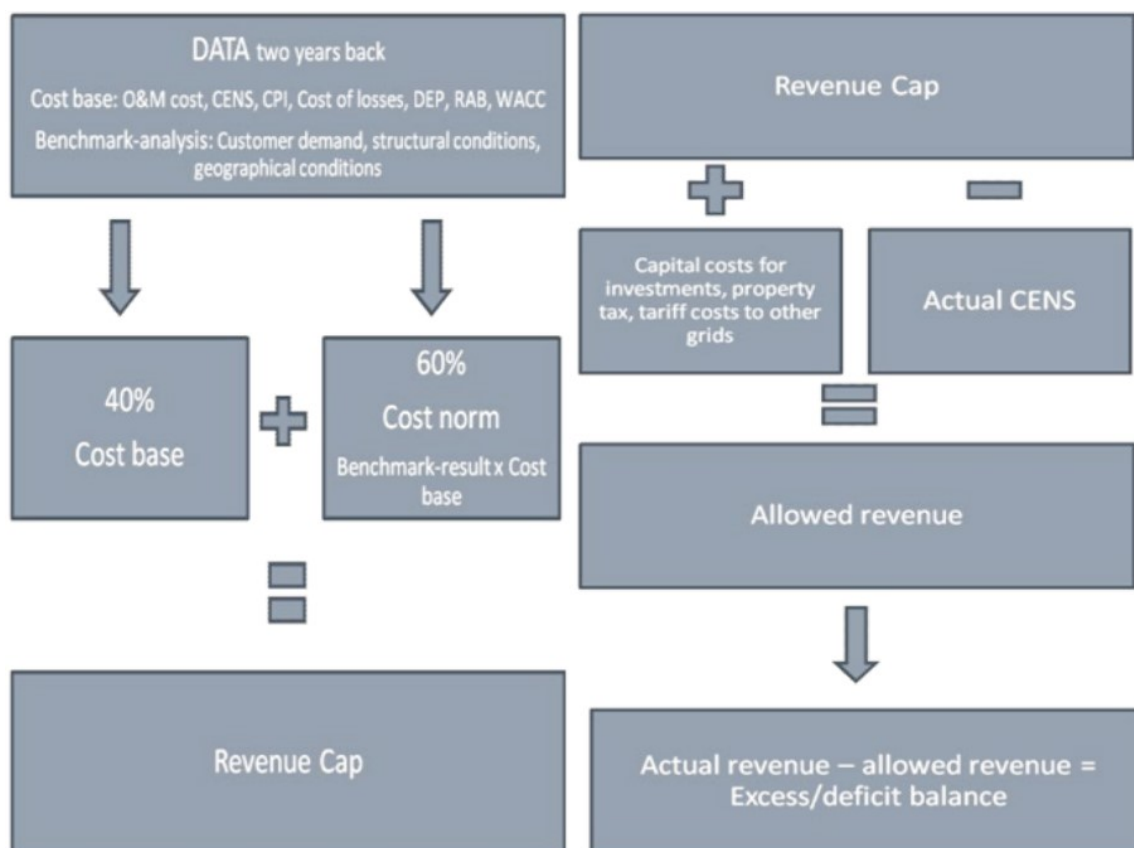


Figura 4.10 – Cálculo da receita teto e da receita permitida  
Fonte: NVE (2011)

O modelo garante que o setor de distribuição, como um todo, terá os seus custos totais cobertos, incluindo depreciação e retorno sob o ativo. Contudo, no nível da concessionária esta garantia não é oferecida. As concessionárias com os menores custos irão receber mais do que os custos reais, e também ganhar uma taxa de retorno sob o investimento maior de que as concessionárias

que possuem custos maiores. Isto é feito para incentivar a eficiência. Para estimular os investimentos, a indústria tem requisitado mudanças no modelo, para alocar uma receita maior para aqueles com ativos mais novos.

Como mencionado anteriormente, 40% da receita teto é baseada nos custos reais da concessionária como foi descrito na Equação 4.50. Os 60% restantes são baseados no custo padrão. O custo padrão, calculado através do DEA, é o elemento com o maior peso na receita teto comparado com o custo base das concessionárias, este fato incentiva um gerenciamento, utilização e desenvolvimento eficientes da rede.

A parametrização original do DEA proposta pela NVE considera os custos totais como insumos, os produtos são o número de conexões e energia distribuída. A variável exógena é a extensão da rede. O modelo original tem orientação insumo e retorno variável de escala. Os dados brutos foram filtrados através de indicadores de proporção, para eliminar empresas que possuem valores muito altos ou baixos para as variáveis (*outliers*).

O modelo foi aprimorado pela NVE em 2001, neste momento, a parametrização inclui variáveis relacionadas com a qualidade do serviço: o custo da energia não suprida. Os insumos são os custos totais mais os custos reais da energia não suprida. Os produtos continuam os mesmos e as variáveis exógenas são a extensão da rede e uma estimativa para o custo da energia não suprida.

Em 2008 houve nova mudança no modelo. Agora os retornos de escala são constantes e os insumos são os custos totais, enquanto os produtos são representados por: (i) demanda de energia; (ii) número de consumidores antes dos feriados; (iii) número de consumidores no feriado; (iv) extensão da rede acima de 1kV; (v) número de transformadores; (vi) árvores; (vii) neve; (viii) exposição à costa. Foram considerados aspectos geográficos para garantir que concessionárias que atuem em ambientes semelhantes sejam comparadas entre si.

A partir de 2010, NVE introduziu o estágio de regressão em seu modelo. Assim os resultados DEA na primeira etapa são ajustados através da análise de regressão. Os coeficientes da regressão são resultado do modelo de dados em painel, onde os resultados DEA são a variável dependente, e as variáveis que serão listadas a seguir, são consideradas independentes. Um dos motivos para a inclusão de uma nova etapa é que o modelo DEA não trabalha bem quando na presença de muitas variáveis, assim três variáveis foram incluídas no segundo estágio: (i)

interface com a rede regional, (ii) potência injetada a partir de pequenas centrais hidrelétricas e (iii) número de ilhas localizadas a 1 quilômetro ou mais da costa.

## **Resumo**

Este capítulo abordou os aspectos principais da regulação da qualidade do serviço, ou seja, o atendimento comercial, a conformidade de tensão e a continuidade do serviço. Destacou-se a importância da análise da qualidade nos diferentes esquemas regulatórios: regulação por custo do serviço e regulação por incentivos. Na regulação por custo de serviço, devido ao efeito Averch e Johnson, as concessionárias são estimuladas a investir nas suas redes além do ponto ótimo, garantindo um alto padrão de qualidade que muitas vezes não é o ideal para o consumidor, dado o preço elevado. Na regulação por incentivos, em especial na regulação por preço teto, a busca pela redução dos custos e pelo aumento dos lucros, pode comprometer o nível de qualidade do serviço. Foi apresentado o modelo de regulação da qualidade do serviço adotado pela ANEEL. A seção abordou os conceitos de cada indicador, as equações necessárias para o cálculo, o período de apuração dos indicadores, como calcular o limite de cada indicador coletivo e ainda, o Fator X – Qualidade e o cálculo pagamento das compensações individuais.

Este capítulo também apresentou o modelo de regulação dos custos operacionais eficientes adotado pela ANEEL para o 3CRTP. Foram detalhadas as seguintes etapas da metodologia: (i) correção inflacionária, (ii) cálculo do ganho de produtividade, (iii) estimativa do crescimento dos ativos, (iv) análise de eficiência, (v) componente T do Fator X. Além, de um resumo das principais contribuições recebidas durante a Audiência Pública.

E finalmente, a última seção apresentou as práticas internacionais mais relevantes no uso dos métodos *top down* para a regulação da eficiência e a regulação da qualidade do serviço. Foram dois os países analisados: Reino Unido e a Noruega.

## Capítulo 5 - Metodologia

### 5.1 Introdução

Esta tese tem como objetivo principal propor uma abordagem conjunta entre a metodologia *Data Envelopment Analysis* (DEA) e o conceito de Redes Unificadas (RU) na análise da eficiência técnica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Busca-se aplicar a melhor prática existente na definição dos custos regulatórios adaptado à realidade brasileira.

A metodologia de análise dos custos operacionais eficientes deste estudo é fundamentada na proposta de Golany e Roll (1989), composta por quatro fases principais: a) definição e seleção das DMUs; b) seleção das variáveis de insumo e produto; c) aplicação do modelo DEA e d) análise dos resultados. A Figura 5.1 demonstra cada uma das fases e procedimentos envolvidos:

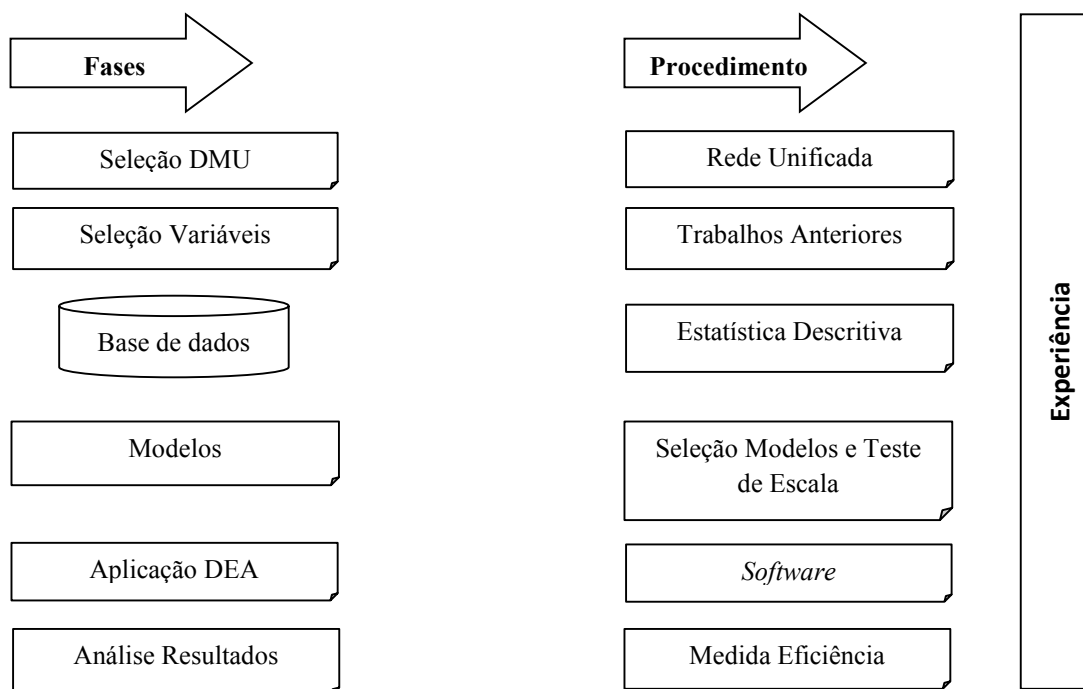


Figura 5.1 –Metodologia adotada

A Seção 5.2 apresenta a seleção e definição das DMUs; nesta seção se busca atender o objetivo principal da tese, qual seja: a aplicação da melhor prática existente na definição dos custos operacionais regulatórios adaptado à realidade brasileira através da definição das Redes Unificadas como unidade de análise.

Em seguida, na Seção 5.3 é detalhada a seleção de variáveis, que possui como base diversos trabalhos sobre análise de eficiência das distribuidoras de energia elétrica. Vale ressaltar que esta seção está relacionada com o primeiro objetivo específico deste trabalho apresentado na Seção 1.2, qual seja: identificar as variáveis de insumo e de produto representativas da atividade de distribuição de energia elétrica, bem como os fatores ambientais que interferem na eficiência das distribuidoras.

Na Seção 5.4 é apresentada a análise estatística da base de dados, que possibilita conhecer o comportamento das diversas distribuidoras e Redes Unificada com relação a cada variável e as estatísticas do grupo.

Na Seção 5.5 são definidos os modelos avaliados, bem como a realização do teste de escala, que permite definir de forma empírica qual é o retorno de escala a ser utilizado na amostra avaliada. Esta seção está relacionada com o terceiro objetivo específico apresentado na Seção 1.2, já que trata dos modelos analisados. A última seção apresenta um resumo das principais idéias abordadas.

## **5.2 Definição e seleção das *Decision Making Units***

DEA é uma metodologia que busca avaliar a eficiência relativa entre unidades comparáveis (GOLANY e ROLL, 1989). Um grupo comparável é aquele onde: (a) as unidades desenvolvem as mesmas atividades; (b) todas as unidades estão sujeitas às mesmas condições de mercado e (c) os insumos e produtos são idênticos.

A ausência de homogeneidade presente nas distribuidoras do país pode comprometer os resultados da análise de eficiência sugeridos pela agência.

Na análise de eficiência do setor de distribuição de energia elétrica, normalmente se escolhe a concessionária como DMU, sem considerar que nem todas as unidades avaliadas estão sujeitas às mesmas condições de mercado. Especialmente no Brasil, um país com grande extensão territorial, onde as concessionárias estão sujeitas a diferentes características ambientais, sociais e conseqüentemente elétricas, este tipo de consideração deve ser melhor explorada.

Diante do exposto, percebe-se que a definição do número de DMUs e o grau de similaridade é uma tarefa crucial no processo. Para tanto, este trabalho propõe uma nova abordagem para solucionar a restrição de heterogeneidade e incluir na análise a qualidade do serviço e os aspectos ambientais: a abordagem conjunta entre a metodologia DEA e o conceito de Redes Unificadas (RU). As Redes Unificadas, apresentadas no Capítulo 3, são subunidades mais homogêneas que fazem parte área de concessão das distribuidoras.

Os dados escolhidos são das 10 principais distribuidoras do país, de um total de 64 distribuidoras. Essa amostra corresponde a aproximadamente 53% da energia distribuída e 46% do número de consumidores atendidos em 2006. A relação das distribuidoras por região, bem como a sua relevância é detalhada nas Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3.

Tabela 5.1 – Amostra por região

<b>Sudeste</b>	<b>Sul</b>
Bandeirante	Aes Sul
CEMIG	CEEE
Paulista	RGE
Elektro	
Eletropaulo	
Light	
CPFL Piratininga	

Tabela 5.2 – Relevância de escala (dados 2006)

	<b>Energia distribuída (GWh/ano)</b>	<b>Número de consumidores</b>
Total da pesquisa	133.168	26.525.661
Total do Brasil	251.983	58.262.465
Pesquisa/Brasil (%)	52,84%	45,53%

Fonte: ABRADÉE (2014)

Tabela 5.3 – Relevância econômica (dados 2006)

	<b>Produto Interno Bruto (R\$ milhões)</b>
Total da pesquisa	1.617.460
Total do Brasil	2.661.345
Pesquisa/Brasil (%)	60,77%

Fonte: IBGE (2014)

### 5.3 Seleção das variáveis

A seleção de variáveis é uma etapa importante na aplicação da metodologia DEA. Neste contexto, problemas relacionados com a discriminação entre as empresas eficientes e ineficientes podem surgir, especialmente se existirem um grande número de variáveis (DYSON *et al.*, 2011). Portanto, o pesquisador precisa ter parcimônia na seleção de variáveis e escolher apenas aquelas que melhor descrevem o cenário avaliado.

Não há um consenso firme na literatura sobre quais são as variáveis que melhor explicam a operação das empresas de distribuição (GIANNAKIS *et al.*, 2005). Jamasb e Pollitt (2001) apresentam as variáveis mais usadas na análise de eficiência das distribuidoras de energia elétrica: número de empregados, capacidade do transformador e extensão da rede estão entre os insumos mais utilizados nos modelos. Com relação aos produtos, energia distribuída e número de consumidores se destacam, sendo, portanto, os produtos adotados neste estudo.

Plagnet (2006) realizou uma pesquisa similar a realizada por Jamasb e Pollitt (2001) com o objetivo de observar a evolução da prática do *benchmarking* no setor elétrico europeu. A autora também afirma que os produtos mais adotados no segmento de distribuição são energia distribuída e número de consumidores.

A Tabela 5.4 mostra diferentes estudos que analisam a eficiência das distribuidoras. Ao analisarmos os artigos listados na tabela, podemos perceber que vários são os artigos que incluem variáveis físicas na análise de eficiência das distribuidoras. Inclusive, todos os artigos listados apresentam como insumo as variáveis selecionadas para o modelo apresentado neste trabalho: número de empregados, extensão da rede e capacidade do transformador.

A distribuidora requer insumos de trabalho e capital. Nós consideramos o insumo de trabalho através do número de empregados (*proxy*). O insumo de capital foi incluído através das variáveis extensão da rede e capacidade do transformador (*proxy*).

De acordo com Edvardsen e Førsund (2003), Jamasb e Pollitt (2003) e Pahwa *et al.* (2002), a extensão da rede e a capacidade do transformador, como parte do estoque de capital físico, podem ser consideradas como representantes do volume de capital real.

Tabela 5.4 – Variáveis utilizadas no setor elétrico

<b>Autores</b>	<b>Insumos</b>	<b>Produtos</b>
<b>Hjalmarsson e Veiderplass (1992)</b>	Trabalho, extensão da rede e capacidade do transformador	Número de consumidores e energia distribuída
<b>Giles e Wyatt (1993)</b>	Trabalho, extensão da rede, capacidade do transformador	Energia distribuída
<b>Burns e Weyman-Jones (1994)</b>	Número de empregados, extensão da rede, capacidade do transformador, densidade dos consumidores e (%) dos consumidores industriais	Número de consumidores, energia distribuída e demanda máxima
<b>Pollitt (1995)</b>	Trabalho, extensão da rede e capacidade do transformador	Número de consumidores, energia distribuída e área
<b>Zhang e Bartels (1998)</b>	Número de empregados, extensão da rede e capacidade do transformador	Número de consumidores
<b>Scarsi (1999)</b>	Número de empregados e extensão da rede	Número de consumidores e energia distribuída
<b>Grifell-Tatje e Lovell (2000)</b>	Extensão da rede e capacidade do transformador	Número de consumidores, energia distribuída, área e qualidade
<b>Pardina e Rossi (2000)</b>	Número de empregados, extensão da rede, capacidade do transformador, energia distribuída, área e (%) dos consumidores residenciais	Número de consumidores
<b>Estache <i>et al.</i> (2004)</b>	Número de empregados, extensão da rede e capacidade do transformador	Número de consumidores, energia distribuída e área
<b>Pombo e Taborda (2006)</b>	Número de empregados, extensão da rede e capacidade do transformador	Número de consumidores e energia distribuída
<b>Grifell-Tatje e Kerstens (2006)</b>	Extensão da rede e capacidade do transformador	Número de consumidores, energia distribuída, área e qualidade
<b>Estache <i>et al.</i> (2008)</b>	Número de empregados e capacidade do transformador	Número de consumidores, energia distribuída
<b>Pérez-Reyes e Tovar (2009)</b>	Número de empregados, extensão da rede, capacidade do transformador e número de subestações	Número de consumidores e energia distribuída
<b>Çelen (2013)</b>	Número de empregados, extensão da rede, capacidade do transformador e qualidade	Número de consumidores e energia distribuída



Alguns autores, como Jamasb e Pollitt (2003), Pérez-Reyes e Tovar (2009) e Çelen (2013), seguem Neuberg (1977) na defesa da inclusão da energia distribuída e o número de consumidores como potenciais produtos no segmento de distribuição de energia elétrica.

A distribuição de energia elétrica possui alguns efeitos indesejáveis, como por exemplo, a interrupção da energia. Autores como Giannakis *et al.* (2005), Yu *et al.* (2009), Growitsch *et al.* (2009), Cambini *et al.* (2012), Jamasb *et al.* (2012) têm incorporado este efeito indesejável na especificação dos modelos DEA através da variável *Total Time Lost Due To Interruptions* (TINT) como um insumo. Este indicador foi calculado através da Equação 5.1.

$$TINT = SAIDI \times \text{número de consumidores} \quad (5.1)$$

O indicador SAIDI é multiplicado pelo número de unidades consumidoras para tornar a variável escalável e assim evitar o uso de índices nos modelos DEA (Dyson *et al.*, 2001).

Assim, os insumos deste trabalho são o número de empregados, a extensão da rede, a capacidade do transformador e o indicador TINT. Já os produtos são a energia distribuída e o número de consumidores.

#### *Variáveis ambientais*

Há pouca evidência empírica que explique em que extensão as condições climáticas afetam a qualidade do serviço das distribuidoras e como estas devem ser incluídas no contexto da regulação por incentivos e *benchmarking* (YU *et al.*, 2009).

Alguns estudos examinaram o impacto do clima no desempenho das distribuidoras. Korhonen e Syrjanen (2003) avaliaram a eficiência de 102 distribuidoras finlandesas no ano de 1998 através da metodologia DEA. Além das tradicionais variáveis de insumo e produto, os autores incluíram no modelo de eficiência as variáveis ambientais: área coberta por vegetação e profundidade da cobertura de neve. A inclusão das variáveis ambientais causou uma pequena variação na eficiência da maioria das distribuidoras. Contudo, vale ressaltar que para algumas delas, a variação é considerável, com magnitude entre 10% e 40%. Os autores sugerem, mesmo com a pequena variação na eficiência média, uma análise individual para algumas distribuidoras.

Yu *et al.* (2009) estudaram o efeito das variáveis ambientais em 12 distribuidoras britânicas no período de 1995 e 2003. Os autores adotaram a metodologia DEA e a Análise de Componentes Principais para transformar um conjunto de variáveis ambientais em apenas dois componentes. Dentre as variáveis escolhidas estão número de dias com trovão, índice de precipitação, temperatura mínima, dentre outras. Os resultados apresentados mostram que o efeito das variáveis ambientais é pequeno considerando a eficiência média das distribuidoras, mas em algumas delas o ambiente tem um impacto significativo na operação.

Jamasb *et al.* (2010) avaliaram o impacto do ambiente nos custos e na qualidade oferecida por 12 distribuidoras britânicas no período de 1995 e 2003. Para tanto, eles adotaram uma abordagem paramétrica com a forma funcional linear e quadrática. Os resultados mostram que as variáveis número de dias com trovão, temperatura mínima, dias com nevasca intensa afetam a função de custos.

Anaya *et al.* (2014) analisaram a influência das variáveis climáticas na eficiência de 82 distribuidoras argentinas, brasileiras, chilenas e peruanas no período entre 1998 e 2008. A Análise de Fronteira Estocástica foi aplicada. Dentre as variáveis ambientais escolhidas tem-se número de raios, índice de precipitação, velocidade do vento, dentre outras. Os resultados sugerem que há um aumento significativo na eficiência quando o clima é incorporado no modelo. Distribuidoras do Brasil e do Peru são as que atuam em um ambiente menos favorável.

Da revisão de literatura acima, podemos constatar que a maioria dos estudos disponíveis, salvo a última referência, avaliam o impacto das variáveis ambientais em países europeus, caracterizados por pequenas extensões territoriais e ambientes homogêneos, cenário bem distinto da realidade do nosso país.

No Brasil, durante a Audiência Pública 040 de 2010, as variáveis ambientais se mostraram significativas, mesmo com a adoção de valores médios para toda a área de concessão. Vale ressaltar que a amostra era composta de 203 observações, formada através de dados empilhados das 29 maiores distribuidoras entre os anos de 2003 e 2009.

Na Audiência Pública 023 de 2014, o regulador decide não adotar dados empilhados, já que uma distribuidora poderia competir com ela mesma em anos diferentes. Assim, a amostra que antes era composta por 203 observações, agora contém apenas 63 observações. O regulador adota valores médios (2011-2013) para todas as 63 distribuidoras do país. Neste novo cenário,

as variáveis ambientais não se mostraram significativas, ou seja, os valores médios para toda a área de concessão falharam ao representar os diferentes ambientes entre as distribuidoras.

Assim, com o intuito de capturar e avaliar o impacto do ambiente na eficiência das distribuidoras brasileiras, as seguintes variáveis ambientais foram selecionadas para serem incluídas em um modelo de 2 estágios: a incidência de raios, dispersão de consumidores e uma variável *dummy* para representar a propriedade pública ou privada da distribuidora.

## 5.4 Análise estatística

O período de tempo analisado foram os anos de 2006 e 2007, considerando as 10 distribuidoras listadas na Tabela 5.1. As variáveis utilizadas são: (i) extensão da rede, (ii) capacidade do transformador, (iii) número de empregados, (iv) *Total Time Lost due to Interruptions* - TINT, (v) energia distribuída, (vi) número de consumidores, (vii) incidência de raios, (viii) dispersão dos consumidores e (ix) uma variável *dummy* para a propriedade de distribuidora.

A extensão da rede mede o tamanho das redes em baixa, média e alta tensão de propriedade da distribuidora. A capacidade do transformador representa a potência instalada dos transformadores de distribuição. O número de empregados relaciona o número total de empregados da distribuidora, sejam eles próprios ou terceiros. A variável TINT representa o tempo total que os consumidores ficaram sem energia elétrica. O número de consumidores inclui todas as unidades consumidoras faturadas, livres ou cativas. A energia distribuída mede o mercado faturado em baixa, média e alta tensão. A variável incidência de raios indica a quantidade de raios que uma determinada área está sujeita. A dispersão dos consumidores é calculada através da razão entre o número de consumidores e área de concessão da distribuidora. E finalmente, a variável *dummy* visa avaliar se a propriedade da distribuidora, pública ou privada, impacta na sua eficiência.

A maioria dos dados foram coletados no *site* da ANEEL<sup>17</sup>, com exceção da incidência de raios, coletada no *site* do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE<sup>18</sup>. Desta forma, o banco de dados é oriundo de fontes públicas.

---

<sup>17</sup> Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atributosfisicoeletricos/>

<sup>18</sup> Disponível em: <http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/ranking.de.municipios.php/>

A base de dados foi formada a partir dos atributos físico-elétricos dos conjuntos de unidades consumidoras, que são informações utilizadas pela ANEEL para estabelecimento de metas dos indicadores de continuidade, como foi apresentado no Capítulo 4. Já a base de dados de incidência de raios foi formada a partir das taxas anuais por município (raios/km<sup>2</sup>).

As informações das Redes Unificadas foram constituídas através da identificação de seus conjuntos e municípios integrantes, como mostra o exemplo na Tabela 5.5:

Tabela 5.5 – Exemplo ilustrativo: formação das Redes Unificadas

<b>Distribuidora</b>	<b>Rede Unificada</b>	<b>Conjunto/Município</b>
CEMIG	1	Distrito Distribuição Almenara
CEMIG		Região Governador Valadares
CEMIG		Região Teófilo Otoni
CEMIG		Região Distribuição Araçuaí
CEMIG	2	Distrito Barbacena
CEMIG		Região Juiz de Fora
CEMIG	3	Distrito Cons. Lafaiete
CEMIG		Distrito Ouro Preto
CEMIG		Região Ponte Nova

Assim, a Rede Unificada 1 da CEMIG é formada a partir das informações desagregadas dos conjuntos e municípios de Almenara, Governador Valadares, Teófilo Otoni e Araçuaí.

O banco de dados das variáveis extensão da rede, capacidade do transformador, número de empregados, TINT, energia distribuída e número de consumidores foi calculado a partir do somatório dos conjuntos. Já a incidência de raios foi calculada a partir de uma média ponderada dos municípios, considerando a área como fator ponderador; enquanto a dispersão dos consumidores foi calculada através da razão entre o somatório do número de consumidores e o somatório das áreas dos conjuntos.

A Tabela 5.6 reúne as informações sobre o número de Redes Unificadas, bem como o número de conjuntos de unidades consumidoras de cada uma das dez distribuidoras analisadas neste estudo:

Tabela 5.6 – Redes Unificadas e conjuntos por distribuidora

<b>Distribuidora</b>	<b>Número de Redes Unificadas</b>	<b>Número de Conjuntos</b>
Aes Sul	12	132
Bandeirante	4	17
CEEE	10	125
CEMIG	11	48
Elektro	8	101
Eletropaulo	4	58
Light	5	66
Paulista	3	47
Piratininga	2	16
RGE	11	102
<b>Total</b>	<b>70</b>	<b>712</b>

Assim, serão analisadas 70 Redes Unificadas que foram formadas a partir de 712 conjuntos de unidades consumidoras. As distribuidoras com um maior número de Redes Unificadas são Aes Sul, CEMIG e RGE; já a Piratininga possui o menor número de Redes Unificadas da amostra.

Primeiramente, as variáveis utilizadas neste trabalho foram analisadas estatisticamente através do: mínimo, máximo, média e desvio-padrão. A Tabela 5.7 mostra a estatística descritiva considerando as distribuidoras como unidade de análise no ano de 2006 (valores absolutos).

Tabela 5.7 – Resumo estatístico – Valores Absolutos (Dist.)

<b>Estatística Descritiva (Tamanho da amostra: 10 unidades)</b>					
<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Extensão da rede (x1)	km	9.451	337.206	65.139	98.265
Capacidade do transformador (x2)	kVA	3.579.432	17.809.107	7.977.282	5.160.361
Número de empregados (x3)	Pessoas	1.129	17.594	6.041	5.580
TINT (x4)	Horas	8.459.703	81.976.438	29.432.498	21.288.297
Energia distribuída (y1)	MWh	6.013.309	28.339.389	12.628.377	7.653.020
Número de consumidores (y2)	Pessoas	1.059.773	6.253.687	2.698.141	1.935.076
Raios (z1)	Raios/ano	28.500	836.706	273.119	266.937
Densidade dos consumidores (z2)	Pessoas/km <sup>2</sup>	11	1.239	203	380

Detectada a grande variabilidade dos dados, a Tabela 5.8 faz um resumo estatístico relativo à média, sem valores atípicos<sup>19</sup> e normalizando as variáveis pela área de concessão (km<sup>2</sup>), com o intuito de evitar que distribuidoras com escalas extremas tenham grande influência nas estatísticas do grupo:

<sup>19</sup> Para a identificação dos valores atípicos foi utilizado o gráfico *boxplot*. Mais detalhes em Gujarati (2006).

Tabela 5.8 – Resumo estatístico– Valores Relativos (Dist.)

<b>Estatística Descritiva (Tamanho da amostra: 10 unidades)</b>					
<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Extensão da rede (x1)	km/km <sup>2</sup>	0,45	1,83	1,00	0,53
Capacidade do transformador (x2)	kVA/km <sup>2</sup>	0,19	3,50	1,00	1,22
Número de empregados (x3)	Pessoas/km <sup>2</sup>	0,20	2,95	1,00	1,00
TINT (x4)	Horas/km <sup>2</sup>	0,28	2,66	1,00	0,98
Energia distribuída (y1)	MWh/km <sup>2</sup>	0,08	3,42	1,00	1,26
Número de consumidores (y2)	Pessoas/km <sup>2</sup>	0,19	3,30	1,00	1,27
Raios (z1)	Raios/ano.km <sup>2</sup>	0,43	1,34	1,00	0,30
Densidade dos consumidores (z2)	Pessoas/km <sup>2</sup>	0,19	3,30	1,00	1,27

Ao analisar a variabilidade dos insumos, percebemos que a extensão da rede e a capacidade do transformador possuem desvio padrão correspondente a 53% e 122% da média, respectivamente. Quando analisamos o número de empregados, notamos que a sua variabilidade é menor do que a capacidade do transformador e maior do que a extensão da rede, com o desvio padrão correspondente a 100% da média. A variável TINT, que representa o aspecto da qualidade, possui um desvio padrão de 98%.

A variabilidade entre as distribuidoras é considerável quando analisamos os produtos energia distribuída e número de consumidores, dado o desvio padrão de 126% e 127% da média, respectivamente.

Com relação às variáveis ambientais, a incidência de raios possui um desvio padrão correspondente a 30% da média, enquanto a densidade dos consumidores possui um valor de 127%. A mesma análise estatística realizada para as distribuidoras será feita para as Redes Unificadas a seguir. As Tabelas 5.9 e 5.10 mostram a estatística descritiva no ano de 2006, considerando as Redes Unificadas como unidade de análise em valores absolutos e relativos

Tabela 5.9 – Resumo estatístico – Valores Absolutos (RU)

<b>Estatística Descritiva (Tamanho da amostra: 70 unidades)</b>					
<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Extensão da rede (x1)	km	284	51.330	9.306	13.400
Capacidade do transformador (x2)	kVA	14.866	12.577.411	1.139.612	2.030.880
Número de empregados (x3)	Pessoas	9	8.100	863	1.528
TINT (x4)	Horas	171.980	35.381.998	4.204.643	5.509.102
Energia distribuída (y1)	MWh	28.330	24.491.195	1.804.054	3.568.104
Número de consumidores (y2)	Pessoas	4.988	4.726.854	385.449	698.672
Raios (z1)	Raios/ano	561	169.954	39.096	42.003
Densidade dos consumidores (z2)	Pessoas/km <sup>2</sup>	2	1.590	144	309

Tabela 5.10 – Resumo estatístico – Valores Relativos (RU)

<b>Estatística Descritiva (Tamanho da amostra: 70 unidades)</b>					
<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Extensão da rede (x1)	km/km <sup>2</sup>	0,25	2,04	1,00	0,50
Capacidade do transformador (x2)	kVA/km <sup>2</sup>	0,09	4,53	1,00	1,12
Número de empregados (x3)	Pessoas/km <sup>2</sup>	0,07	3,65	1,00	0,96
TINT (x4)	Horas/km <sup>2</sup>	0,16	4,06	1,00	0,85
Energia distribuída (y1)	MWh/km <sup>2</sup>	0,05	4,00	1,00	1,13
Número de consumidores (y2)	Pessoas/km <sup>2</sup>	0,07	4,21	1,00	1,09
Raios (z1)	Raios/ano.km <sup>2</sup>	0,14	1,72	1,00	0,36
Densidade dos consumidores (z2)	Pessoas/km <sup>2</sup>	0,07	4,21	1,00	1,09

Ao compararmos a Tabela 5.10 com a Tabela 5.8 constatamos que a variabilidade dos insumos, produtos e densidade dos consumidores são inferiores quando consideramos as Redes Unificadas como unidade de análise, já que os desvios padrão são menores. Por exemplo, a variável número de consumidores possui um desvio padrão de 127% quando analisamos as distribuidoras e de 109% quando analisamos as Redes Unificadas.

Assim, podemos afirmar que a adoção das Redes Unificadas como unidade de análise reduz o impacto da heterogeneidade, aqui expressa na forma de desvio padrão, permitindo uma comparação mais justa.

Para avançar no entendimento da relação entre as variáveis, foram efetuadas as análises de correlação na amostra das Redes Unificadas. Os resultados são reunidos na Tabela 5.11. Vale lembrar que de acordo com a premissa de isotonicidade o índice de correlação deve ser alto entre variáveis de insumo e produto e baixo entre variáveis de um mesmo grupo (insumo ou produto):

Tabela 5.11 – Correlação entre variáveis

<b>Variáveis</b>	<b>x1</b>	<b>x2</b>	<b>x3</b>	<b>x4</b>	<b>y1</b>	<b>y2</b>	<b>z1</b>	<b>z2</b>
<b>x1</b>	1,00							
<b>x2</b>	0,49	1,00						
<b>x3</b>	0,44	0,88	1,00					
<b>x4</b>	0,54	0,90	0,88	1,00				
<b>y1</b>	0,35	0,98	0,85	0,89	1,00			
<b>y2</b>	0,44	0,98	0,90	0,94	0,99	1,00		
<b>z1</b>	0,65	0,22	0,14	0,30	0,13	0,17	1,00	
<b>z2</b>	-0,13	0,53	0,60	0,56	0,63	0,62	-0,31	1,00

A maior correlação nos insumos é entre a capacidade do transformador (x2) e TINT (x4). Já com relação aos produtos, existe uma altíssima correlação a energia distribuída (y1) e número de consumidores (y2).

Em um primeiro momento, a alta correlação entre mercado e consumidores indica a necessidade de exclusão de uma das variáveis, já que estas podem estar adicionando a mesma informação ao modelo. Apesar disto, ambas variáveis foram mantidas no modelo para tornar a comparação mais justa, já que duas distribuidoras podem ter o mesmo montante de energia distribuída, mas o número de consumidores bem distintos e vice-versa (NEUBERG, 1977).

As maiores correlações entre insumos e produtos se confirmam entre os pares: capacidade do transformador (x2) e energia distribuída (y1), capacidade do transformador (x2) e consumidores (y2), TINT (x4) e consumidores (y2). Assim, a variável que explica melhor os insumos de analisados é o número de consumidores.

Já ao avaliarmos as variáveis ambientais, a correlação entre estas e os insumos e produtos é bem menor, como defende Banker e Natarajan (2008).

## 5.5 Modelos avaliados e teste de escala

### 5.5.1 Modelos avaliados

As metodologias do tipo *top-down* aplicadas na avaliação da eficiência das distribuidoras são baseadas em vários modelos, ou seja, em diferentes combinações de insumos e de produtos. Neste estudo são considerados 3 modelos diferentes, como mostra a Tabela 5.12: todos baseados na metodologia DEA com a orientação para o insumo.

Tabela 5.12 - Modelos avaliados

<b>Modelos</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<u>Insumo</u>			
Extensão da rede	x	x	x
Capacidade do transformador	x	x	x
Número de empregados	x	x	x
TINT		x	x
<u>Produto</u>			
Energia distribuída	x	x	x
Número de consumidores	x	x	x
<u>Ambiente</u>			
Dispersão dos consumidores			x
Incidência de raios			x
Propriedade pública ou privada			x



No Modelo 1 são considerados 3 insumos e 2 produtos: extensão da rede, capacidade do transformador, número de empregados, energia distribuída e número de consumidores. É importante ressaltar que neste modelo a qualidade do serviço pode ser comprometida, já que as distribuidoras podem reduzir os insumos de trabalho e capital com o intuito de alcançarem maior eficiência.

O Modelo 2 trata a variável TINT como insumo, já que a distribuidora deve reduzir o tempo das interrupções, dado os produtos. Este modelo tem como objetivo avaliar se o aumento de eficiência não está sendo alcançado em detrimento da qualidade do serviço oferecida aos consumidores. Este modelo não incorpora questões ambientais.

O Modelo 3 considera os mesmos insumos do Modelo 2, mas inclui as variáveis ambientais. Este modelo reconhece que parte da ineficiência calculada nos modelos anteriores deve-se ao ambiente no qual a distribuidora está inserida. Vale ressaltar que os escores de eficiência neste modelo é igual ou superior aos demais. Isto se deve a propriedade radial da metodologia DEA, que a eficiência não pode ser reduzida ao se incorporar mais variáveis.

Ao definir 3 modelos diferentes, pode-se avaliar o impacto gerado por cada variável adicional, por exemplo: ao comparar os resultados do Modelo 1 e 2 é possível identificar se a variável TINT é relevante na análise de eficiência das distribuidoras e ainda, em quais delas o impacto é mais ou menos significativo.

Foi feita uma análise estatística para subsidiar a escolha das variáveis. Quatro regressões lineares distintas foram realizadas, uma para cada variável dependente (extensão da rede, capacidade do transformador, número de empregados e TINT). As variáveis independentes são energia distribuída e número de consumidores. Vale lembrar que extensão da rede e da capacidade do transformador são *proxies* para os insumos de capital e número de empregados é *proxy* para os insumos de trabalho. A Tabela 5.13 apresenta os parâmetros estatísticos:

Tabela 5.13 – R<sup>2</sup> e Resultados ANOVA

Insumos	Variável dependente	R <sup>2</sup>	R <sup>2</sup> Ajustado	Valor F	Significância
Capital	Extensão da rede	0,41	0,40	47,95	1,63338E-16
Capital	Capacidade do transformador	0,97	0,97	2.147,68	3,7225E-104
Trabalho	Número de empregados	0,86	0,86	412,82	9,95182E-59
Qualidade do serviço	TINT	0,11	0,10	8,50	0,000331945

O valor  $R^2$  da regressão indica qual a fração da variação da variável dependente é explicada pela variável independente. O valor  $R^2$  ajustado é uma medida semelhante ao  $R^2$ , só que o primeiro não tem o seu valor elevado com a inclusão de variáveis independentes não significativas. Dessa forma evita-se o problema característico do  $R^2$ , que tende a apresentar um valor maior sempre que são adicionadas novas variáveis independentes, mesmo que contribuam pouco para o poder explicativo da regressão. O valor F mede o quanto o modelo melhorou a sua capacidade preditiva comparado com o nível de imprecisão do modelo.

Valores de  $R^2$  na Tabela 5.13 indicam que 41% da variação de extensão da rede, 97% de variação da capacidade do transformador, 86% da variação no número de empregados e 11% da variação do índice TINT é sujeito à variação das duas variáveis independentes: energia distribuída e número de consumidores.

Os resultados da Análise de Variância (ANOVA) também são apresentados na tabela, com todos os valores F significativos a  $p < 0,005$ . Portanto, as variáveis dependentes dos modelos propostos são bem explicadas pelas variáveis independentes.

### **5.5.2 Teste de escala**

O segmento de distribuição de energia elétrica é considerado um monopólio natural, e como tal opera com retornos não decrescentes de escala. Existem reguladores que adotam esta regra geral como, por exemplo, o regulador brasileiro (ANEEL) e o regulador alemão (BNetzA); contudo não há consenso na literatura a respeito. Assim, a questão do retorno de escala no segmento de distribuição se torna empírica, necessitando do teste de escala para definir o retorno a ser adotado na análise de eficiência.

Assim, para determinar de forma empírica o retorno de escala da amostra avaliada, foi conduzido um teste composto de duas etapas proposto por Coelli (1996).

Primeiro, foram simulados dois cenários: (i) DEA com retorno constante e (ii) variável de escala sob a mesma base de dados. Se algumas distribuidoras apresentarem diferença entre os escores de eficiência, este resultado indica que há presença de ineficiência de escala.

Segundo, dado que houve ineficiência de escala, precisamos saber se tal distribuidora está em uma área com retorno crescente ou decrescente de escala. Para tanto, simulamos um terceiro cenário com retorno não crescente de escala: se o escore para este cenário for igual ao retorno

variável, a distribuidora está operando em uma área com retorno decrescente de escala; caso contrário, a distribuidora está operando em uma área com retorno crescente de escala.

A Tabela 5.14 mostra os resultados dos testes para o Modelo 1 nos anos de 2006 e 2007. O Modelo 1 foi escolhido em detrimento dos demais, já que a variável TINT é um produto indesejável, sendo considerado como insumo apenas para indicar a necessidade de redução.

Tabela 5.14 – Teste de escala

<b>DMU No.</b>	<b>DMU Name</b>	<b>VRS Efficiency</b>	<b>CRS Efficiency</b>	<b>Return to Scale</b>
1	Aes Sul 2006	0,97277	0,75929	Increasing
2	Bandeirante 2006	1,00000	1,00000	Constant
3	CEEE 2006	0,85439	0,82047	Increasing
4	CEMIG 2006	0,96736	0,81598	Decreasing
5	Elektro 2006	0,66472	0,65499	Decreasing
6	Eletropaulo 2006	1,00000	1,00000	Constant
7	Light 2006	0,92678	0,91712	Decreasing
8	Paulista 2006	0,99341	0,87624	Decreasing
9	Piratininga 2006	1,00000	0,96031	Increasing
10	RGE 2006	0,93930	0,78166	Increasing
11	Aes Sul 2007	0,93394	0,85017	Increasing
12	Bandeirante 2007	1,00000	1,00000	Constant
13	CEEE 2007	0,82743	0,80390	Increasing
14	CEMIG 2007	1,00000	0,81730	Decreasing
15	Elektro 2007	0,66231	0,65085	Decreasing
16	Eletropaulo 2007	1,00000	1,00000	Constant
17	Light 2007	0,90505	0,89731	Decreasing
18	Paulista 2007	1,00000	0,95867	Decreasing
19	Piratininga 2007	1,00000	1,00000	Constant
20	RGE 2007	0,89973	0,77666	Increasing

Ao avaliar a eficiência de escala das 10 distribuidoras em 2006 e 2007, a Bandeirante, a Eletropaulo e a Piratininga (2007) operam na sua escala mais produtiva, implicando, portanto em retorno constante de escala.

As distribuidoras Aes Sul, CEEE, RGE e Piratininga (2006) apresentam retorno crescente de escala. Esta descoberta implica em aumento da sua operação para aumento da eficiência de escala.

As distribuidoras CEMIG, Elektro, Light e Paulista estão operando com retornos decrescentes de escala nos anos de 2006 e 2007, contrariando a regra geral de que as distribuidoras de energia

elétrica operam somente com retornos constantes ou crescentes de escala. Para aumentar a sua eficiência, estas distribuidoras deveriam diminuir a sua operação.

A partir destes resultados empíricos, foi adotado o retorno variável de escala (VRS) na análise de eficiência deste trabalho.

## **Resumo**

Este capítulo apresentou a metodologia empregada no presente estudo. A base para a construção da mesma foi o trabalho desenvolvido por Golany e Roll no ano de 1989, que trata de uma metodologia para aplicação da ferramenta DEA composta por quatro fases principais: (i) definição e seleção das DMUs; (ii) seleção das variáveis de insumo e produto e (iii) aplicação do modelo DEA (iv) análise dos resultados. Neste capítulo focamos nas duas primeiras fases, já que a aplicação do modelo DEA, bem como a análise de resultados serão detalhadas no próximo capítulo.

Na primeira fase definimos como DMU as Redes Unificadas, já que as mesmas são mais comparáveis do que as distribuidoras. Na segunda fase foram escolhidas as variáveis de insumo, produto e ambientais de acordo com os diferentes estudos realizados acerca da eficiência das distribuidoras de energia elétrica.

Logo em seguida, apresentamos a análise estatística das variáveis, que possibilitou conhecer o comportamento das diversas distribuidoras e Redes Unificadas com relação a cada variável e as estatísticas do grupo.

Na última seção foram apresentados os 3 modelos DEA, que reuniram as melhores combinações de insumo e produto representativas do negócio de distribuição de energia elétrica. Finalmente, apresentamos o teste de escala, que permitiu definir de forma empírica qual é o retorno de escala que deve ser utilizado na amostra avaliada.

## Capítulo 6 - Resultados

### 6.1 Introdução

O objetivo principal deste trabalho é propor uma abordagem conjunta entre a metodologia *Data Envelopment Analysis* (DEA) e o conceito de Redes Unificadas na análise de eficiência das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Esta seção irá apresentar os resultados e as vantagens desta abordagem conjunta através de um exemplo com uma amostra composta por dez grandes distribuidoras brasileiras nos anos de 2006 e 2007.

Inicialmente, as produtividades parciais das Redes Unificadas e das distribuidoras são apresentadas com o intuito de obter um maior conhecimento e sensibilidade das unidades avaliadas. Assim, as maiores e menores produtividades parciais serão destacadas nesta seção.

Em seguida, são detalhados os resultados de cada um dos 3 modelos definidos no capítulo anterior, tanto para a amostra das Redes Unificadas, quanto para a amostra das distribuidoras. Tais resultados permitem avaliar o desempenho das unidades com relação aos insumos de trabalho, insumos de capital e qualidade do serviço, identificando a existência ou não de um possível *trade off*. Vale ressaltar, que esta análise está relacionada com o segundo objetivo específico apresentado na Seção 1.2.

Além disto, os resultados dos 3 modelos permitem testar a robustez da metodologia DEA e analisar seus pontos fortes e fracos, abordando o terceiro objetivo específico apresentado na Seção 1.2. Também são discutidos a correlação entre os resultados de cada modelo, permitindo avaliar quão assertivo é um cada deles na classificação das *Decision Making Units* (DMU).

Conhecidos os escores de eficiência, a análise dos resultados concentrou-se no estudo do *benchmark* associado a cada DMU avaliada. As características do *benchmark* permitem estudar o significado da medida obtida e a viabilidade das metas projetadas.

Após, são relatadas as folgas no processo produtivo, que correspondem as possibilidades de redução adicional nos insumos ou aumento adicional nos produtos. Incorporando as folgas a meta proporcional, obtém-se uma meta global para cada DMU ineficiente.

Logo em seguida, são apresentados os valores alvo das variáveis insumo e produto que as empresas ineficientes deverão obter para alcançar a fronteira de eficiência; esta análise está diretamente relacionada com o quarto objetivo específico apresentado na Seção 1.2.

Finalmente é apresentado o *benchmarking* interno com o intuito de direcionar os esforços da distribuidora para aquelas regiões que necessitam de uma atenção maior, além de extrair informações valiosas daquelas regiões eficientes. Assim, o quinto objetivo específico da Seção 1.2 é abordado nesta análise.

## **6.2 Redes Unificadas**

### **6.2.1 Análise de produtividade parcial**

Foram calculadas as produtividades parciais (relação entre produto e insumo) das Redes Unificadas. O objetivo é comparar o desempenho entre as mesmas e aprofundar o conhecimento sobre as unidades avaliadas. No Anexo 1 estão tabelados todos os índices de produtividade parcial das 70 Redes Unificadas nos anos de 2006 e 2007. A seguir, serão apresentados alguns índices com valores máximos ou mínimos.

A Rede Unificada que apresentou a menor produtividade parcial considerando energia distribuída sobre extensão da rede é CEMIG 1, com apenas 22 MWh/km de rede de distribuição. Já a Eletropaulo 2 e a CEEE 9 possuem o maior valor para este índice, com mais de 1.600 MWh/km de rede.

Ao avaliarmos a produtividade parcial entre número de consumidores e extensão da rede, temos a Eletropaulo 2 como a Rede Unificada com a maior produtividade, com 320 consumidores por quilômetro. Já a CEMIG 9 apresenta um número 45 vezes menor, com apenas 7 consumidores por quilômetro de rede.

Quando consideramos a relação entre a energia distribuída sobre número de empregados, temos valores desde 844 MWh/empregado na CEMIG 10 até valores como 8.980 MWh/empregado na RGE 9.

As Figuras 6.1 a 6.6 ilustram as produtividades parciais das Redes Unificadas no ano de 2007. Na Figura 6.1 a Eletropaulo 2 apresenta o maior valor para a razão entre a energia distribuída e a extensão da rede. Já a CEMIG 1 possui o menor valor para a mesma razão, dado que a sua extensão territorial é a maior da amostra.

A Figura 6.2 apresenta a produtividade parcial considerando como produto a energia distribuída e como insumo a capacidade do transformador. Esta figura possui um comportamento sem grandes variações, com uma marcada tendência linear.

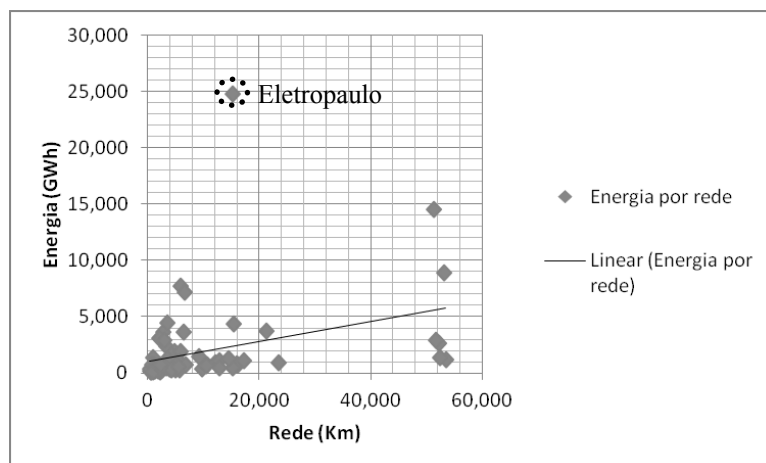


Figura 6.1- Energia versus rede (RU)

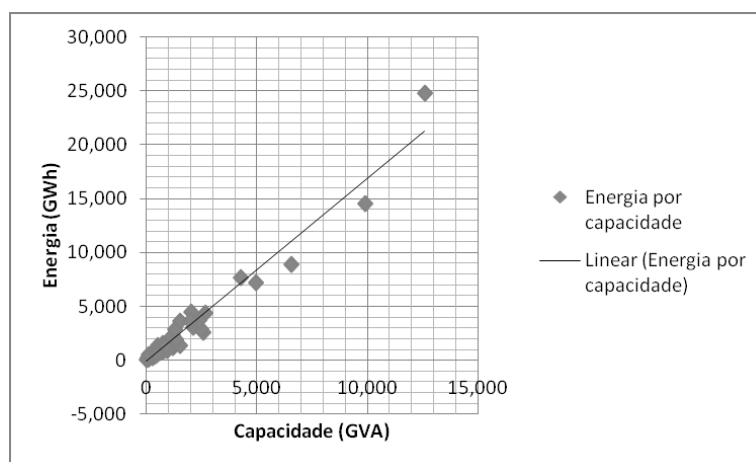


Figura 6.2- Energia versus capacidade (RU)

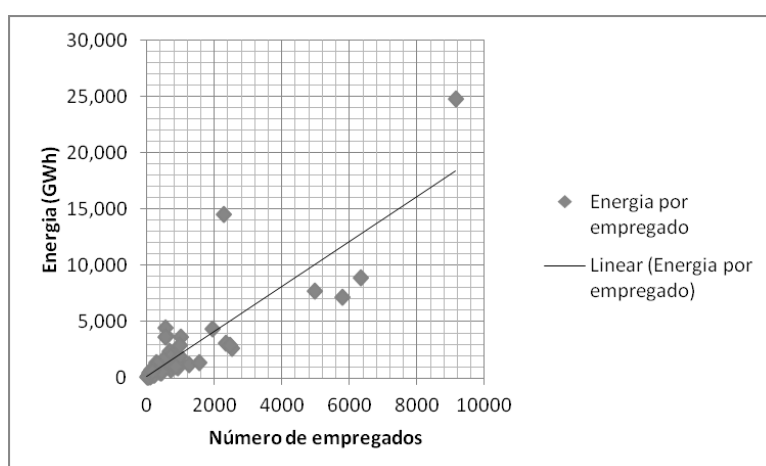


Figura 6.3- Energia versus empregados (RU)

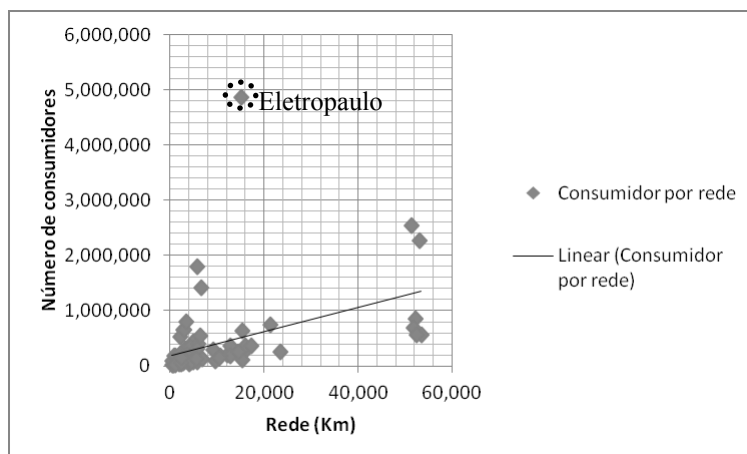


Figura 6.4- Consumidores *versus* rede (RU)

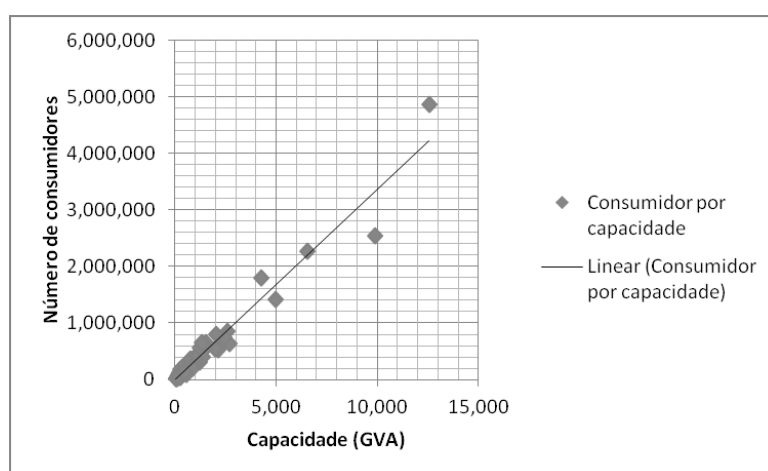


Figura 6.5- Consumidores *versus* capacidade (RU)

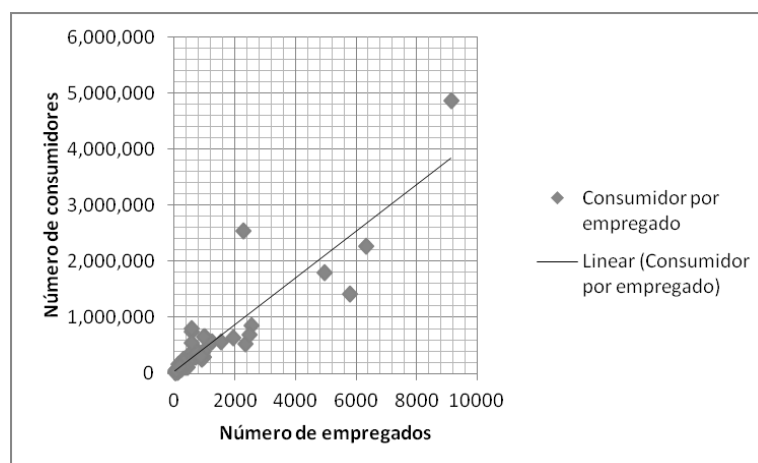


Figura 6.6 - Consumidores *versus* empregados (RU)



A Figura 6.3 tem a RGE 9 como a Rede Unificada com maior produtividade parcial considerando energia distribuída e número de empregados. Esta Rede Unificada não foi destacada dado o adensamento de pontos no canto inferior esquerdo da figura.

A Figura 6.4 destaca a distribuidora Eletropaulo 2 com o maior valor para a razão entre o número de consumidores e a extensão da rede, ressaltando a posição de Rede Unificada com alta concentração de carga.

A Figura 6.5 apresenta a produtividade parcial considerando número de consumidores e capacidade do transformador. Esta figura possui um comportamento sem grandes variações.

A Figura 6.6 tem a Piratininga 1 como a Rede Unificada com maior produtividade parcial com 1.437 consumidores por empregado. Esta Rede Unificada não foi destacada dado o adensamento de pontos no canto inferior esquerdo da figura. O bom desempenho neste indicador é devido principalmente ao baixo valor do número de empregados. A CEEE 10 possui a Rede Unificada com a menor produtividade, com apenas 184 consumidores por empregado.

Apesar da análise de produtividade parcial ser muito útil para avaliar o desempenho das empresas, ela tem como base algumas premissas, que muitas vezes podem não refletir a realidade:

- Ao comparar uma empresa que produz pouco produtos com uma empresa que produz muitos produtos, assume-se de forma implícita o retorno constante de escala;
- Por ser uma medida parcial, dificulta a visualização do desempenho integral das unidades avaliadas, ou seja, é de difícil interpretação quando existem múltiplos insumos e produtos. A dificuldade reside no fato dos indicadores de produtividade parcial não identificarem a mesma empresa como a mais produtiva;
- A terceira limitação da produtividade parcial está relacionada com *Fox' Paradox*<sup>20</sup>, que ilustra que mesmo que uma empresa tenha os maiores valores de produtividade parcial, ela pode ter uma produtividade total menor do que outra empresa. A razão é que a empresa precisa ter um bom desempenho no total, não somente nos subprocessos.

---

<sup>20</sup> Para maiores detalhes e exemplo deste paradoxo, consultar Bogetoft *et al.* (2011).

Assim, a próxima seção irá apresentar uma forma de avaliar o desempenho das empresas sem a premissa do retorno constante de escala e incluindo vários insumos e produtos na análise de eficiência através da metodologia *Data Envelopment Analysis*.

### 6.2.2 Resultado dos modelos de eficiência

A metodologia proposta no Capítulo 5 foi aplicada nos 3 modelos definidos na Seção 5.5 com dados de dez distribuidoras brasileiras (Aes Sul, Bandeirante, CEEE, CEMIG, Elektro, Eletropaulo, Light, Paulista, Piratininga, RGE).

A eficiência técnica das 70 Redes Unificadas foi calculada no período de 2006 e 2007 com o auxílio do *software Efficiency Measurement System* (SCHEEL, 2000). Os Modelos 1 e 2 são baseados na metodologia DEA em 1 estágio, já o Modelo 3 é baseado na metodologia DEA em 2 estágios. No último modelo, onde variáveis ambientais são inclusas, o método de Tobit descrito na Seção 3.3.2 foi aplicado e a Tabela 6.1 mostra os resultados estimados:

Tabela 6.1 – Método Tobit (RU)

Variável	Parâmetro	Coefficiente	t-ratio	p-value
Constante	$\beta_0$	0,80	48,34	<0,00001 ***
Incidência de raios	$\beta_1$	-0,04	-2,84	0,00455 ***
Densidade dos consumidores	$\beta_2$	0,07	3,19	0,00141 ***
Dummy para propriedade	$\beta_3$	-0,03	-0,84	0,39885
Número de observações	140			
Observações censuradas	0			
Log-likelihood	61.33			

A variável ambiental incidência de raios é estatisticamente significativa e possui um coeficiente negativo. O aumento de uma unidade na incidência de raios gera uma redução de 0,04 no escore de eficiência. O efeito da incidência de raios na eficiência das distribuidoras também é confirmado por Jamasb *et al.* (2012).

A densidade dos consumidores tem um impacto significativo e positivo no escore de eficiência. O aumento de uma unidade na densidade dos consumidores conduz há um aumento de 0,07 no escore de eficiência. O efeito positivo da densidade dos consumidores na eficiência das distribuidoras é confirmado por Çelen (2013).

A propriedade da distribuidora, seja ela pública ou privada, não foi significativa para a amostra avaliada e, portanto, não foi incluída no Modelo 3.

A Tabela 6.2 apresenta os escores de eficiência médios das 70 Redes Unificadas nos anos de 2006 e 2007, o indicador SAIDI e as características ambientais. No Anexo 2 estão tabelados os resultados obtidos em todos os modelos em cada ano.

Ao avaliar os aspectos ambientais da Tabela 6.2, dois tipos de heterogeneidade podem ser identificados:

- A heterogeneidade externa que está relacionada com as diferentes características existentes entre as distribuidoras. Por exemplo, a Light predominantemente urbana com uma alta densidade de consumidores e a CEMIG predominantemente rural com uma baixa densidade de consumidores;
- A heterogeneidade interna que está relacionada com as diferentes características existentes dentro de uma única distribuidora. Por exemplo, a Aes Sul que possui alta, média e baixa densidade de consumidores e vários níveis de incidência de raios.

Os resultados na Tabela 6.2 indicam que as Redes Unificadas são, em média, tecnicamente eficientes 0,75 no Modelo 1, 0,79 no Modelo 2 e 3, refletindo que há espaço para melhoria da eficiência das distribuidoras. O Modelo 1 é o modelo que apresenta o maior desvio padrão, resultando em uma maior variabilidade dos escores de eficiência das Redes Unificadas. Já o Modelo 3, os escores de eficiência das Redes Unificadas se comportam de uma maneira mais uniforme.



Tabela 6.2 – Escores de eficiência (RU) (Continuação)

Dist.	RU	Modelos			SAIDI	Densidade	Raios	Dist.	RU	Modelos			SAIDI	Densidade	Raios
		1	2	3						1	2	3			
Elektro	1	0,45	0,84	0,86	6,8	Média	Média	Paulista	1	0,90	0,90	0,95	6,2	Média	Alta
Elektro	2	0,59	0,64	0,63	11,7	Alta	Média	Paulista	2	0,85	0,91	0,92	6,5	Média	Média
Elektro	3	0,52	0,59	0,58	13,3	Média	Média	Paulista	3	1,00	1,00	1,14	6,9	Média	Alta
Elektro	4	0,46	0,70	0,74	8,7	Média	Média	Piratinga	1	1,00	1,00	0,90	5,0	Alta	Baixa
Elektro	5	0,42	0,51	0,53	16,4	Média	Média	Piratinga	2	0,82	0,82	0,82	9,6	Alta	Média
Elektro	6	0,45	0,80	0,82	8,8	Baixa	Média	RGE	1	0,70	0,70	0,79	19,9	Baixa	Alta
Elektro	7	0,66	0,68	0,76	16,2	Média	Alta	RGE	2	0,55	0,56	0,61	20,4	Baixa	Alta
Elektro	8	0,68	1,00	1,02	4,5	Média	Média	RGE	3	0,58	0,74	0,73	8,7	Média	Média
Eletropaulo	1	1,00	1,00	0,83	13,3	Alta	Baixa	RGE	4	0,54	0,65	0,64	13,0	Média	Média
Eletropaulo	2	1,00	1,00	0,66	8,0	Alta	Média	RGE	5	0,79	0,79	0,82	22,4	Média	Média
Eletropaulo	3	1,00	1,00	0,82	7,1	Alta	Baixa	RGE	6	0,89	0,89	0,91	26,8	Média	Média
Eletropaulo	4	1,00	1,00	0,89	11,6	Alta	Baixa	RGE	7	0,93	0,93	0,95	21,6	Média	Média
Light	1	0,82	0,82	0,76	14,5	Alta	Baixa	RGE	8	1,00	1,00	1,02	29,6	Baixa	Média
Light	2	0,81	0,89	0,90	8,6	Média	Média	RGE	9	1,00	1,00	1,06	26,0	Baixa	Alta
Light	3	1,00	1,00	0,69	9,0	Alta	Baixa	RGE	10	0,69	0,69	0,68	16,9	Média	Baixa
Light	4	1,00	1,00	0,96	14,5	Alta	Baixa	RGE	11	0,66	0,66	0,68	20,9	Média	Média
Light	5	0,72	1,00	0,88	6,4	Alta	Baixa								
								<b>Média</b>		0,75	0,79	0,79			
								<b>Desvio Padrão</b>		0,19	0,18	0,15			

O Modelo 1, destaca 15 Redes Unificadas eficientes, dentre as quais 9 pertencem a uma área com alta densidade de consumidores. As Redes Unificadas com baixa densidade de consumidores que alcançaram a fronteira são Aes Sul 9, Aes Sul 12, RGE 8 e RGE 9, implicando que o gerenciamento dos recursos utilizados é relativamente bom. As outras Redes Unificadas com baixa densidade de consumidores têm uma eficiência média de 0,57. A ineficiência de todas as áreas com baixa densidade de consumidores é devido principalmente ao baixo consumo e casas muito dispersas, tornando o suprimento destas áreas caro e desafiador.

Todas as Redes Unificadas da Eletropaulo são eficientes. É importante destacar que esta distribuidora opera em uma área com a maior concentração de carga do país com uma baixa incidência de raios, ou seja, a Eletropaulo atua em uma área de concessão relativamente favorável. Portanto, como neste modelo não há a inclusão de variáveis ambientais, esta distribuidora se apresenta como a mais eficiente.

A CEMIG 9 tem o pior escore de eficiência. Esta Rede Unificada é comparada com uma combinação linear da Aes Sul 12, Eletropaulo 3 e Light 4. A CEMIG 9 tem uma forte característica rural, enquanto os seus dois últimos *benchmarks* têm uma característica predominantemente urbana. Assim, é esperado que esta Rede Unificada tenha a sua eficiência elevada no Modelo 3, que inclui densidade dos consumidores. A partir desta comparação, o resultado do modelo indica que deve haver uma redução de 65% no número de empregados. Vale ressaltar que esta distribuidora é de propriedade pública havendo, portanto, a dificuldade de redução no quadro de empregados.

Considerando o Modelo 2, no qual a qualidade do serviço é incluída, 17 Redes Unificadas são eficientes, sendo que 11 estão localizadas em áreas com baixa incidência de raios. A eficiência média mostra que algumas Redes Unificadas tiveram um melhor desempenho no Modelo 2 do que no Modelo 1.

A Elektro apresentou melhores resultados. A Elektro 1 tem uma eficiência de 0,45 no Modelo 1, onde a qualidade não é incluída. No Modelo 2, esta mesma Rede Unificada tem uma eficiência de 0,84, um aumento de 0,44 no escore de eficiência. Este resultado indica que o Modelo 1 pode penalizar as Redes Unificadas que são eficientes na qualidade do serviço.

A Elektro 1 tem como *benchmarks* a Aes Sul 9, a Eletropaulo 3 e a Piratininga 1, sendo esta última pertencente à distribuidora com o menor SAIDI do Brasil. Portanto, a Elektro 1 mostrou um aumento na eficiência devido a qualidade do serviço porque esta Rede Unificada tem um indicador SAIDI de 6,8 horas e os seus *benchmarks* no Modelo 3 tem 16,7, 7,1 e 5,0 horas respectivamente. Comparando a Elektro 1 com as demais Redes Unificadas da distribuidora, esta é ultrapassada apenas pela Elektro 8, que opera na região mais industrializada da área de concessão.

A Light 5 tem uma eficiência de 0,72 no Modelo 1; no Modelo 2 esta Rede Unificada alcançou a fronteira, com um ganho de eficiência de 0,28. Esta Rede Unificada tem o menor valor para o indicador SAIDI da empresa, com 6,4 horas. As demais têm um valor entre 8,6 e 14,5 horas.

O Modelo 1 pode distorcer os incentivos dado às distribuidoras. Por exemplo, no Modelo 1 a RGE 4 tem uma eficiência de 0,54 (que implica em um valor elevado para o Fator Xt), enquanto no Modelo 2, o seu escore de eficiência é de 0,65.

Estes resultados sugerem que há um *trade off* entre insumos de trabalho e capital *versus* qualidade do serviço. Portanto, modelos que incluem a qualidade são mais apropriados para a análise de eficiência (GIANNAKIS *et al.*, 2005). Neste sentido, modelos semelhantes ao Modelo 1 não tem capturado o aspecto da qualidade do serviço das distribuidoras.

Ao considerar o Modelo 3, apenas 7 Redes Unificadas são eficientes, cenário bem distinto do Modelo 2. Algumas Redes Unificadas tiveram a sua eficiência reduzida por atuarem em uma área de concessão mais favorável, enquanto outras tiveram a sua eficiência elevada por atuarem em uma área de concessão menos favorável. Por exemplo, todas as quatro Redes Unificadas da Eletropaulo tiveram queda no desempenho. Este resultado é coerente com a realidade, já que esta distribuidora atua em uma área com grande adensamento de carga.

A CEMIG melhorou o seu desempenho, mas ainda está longe da fronteira de eficiência. A CEMIG 4 tem uma eficiência de 0,72 no Modelo 1, 0,73 no Modelo 2, onde não há a inclusão dos aspectos ambientais. No Modelo 3, a mesma Rede Unificada tem uma eficiência de 0,82, um aumento na eficiência de 0,12 e 0,11, respectivamente. Este aumento pode ser explicado pela atuação em uma área com baixa densidade de consumidores e alta incidência de raios em algumas regiões. Desta forma, o Modelo 1 e 2 podem penalizar as empresas que atuam em uma área de concessão adversa.

Outro resultado interessante da Tabela 6.2 é a diferença no desempenho entre as Redes Unificadas que pertencem a mesma distribuidora. O gestor pode olhar com mais cuidado para as Redes Unificadas com pior desempenho e estabelecer planos de melhoria para que estas Redes Unificadas tenham um melhor escore de eficiência e posição no *ranking*. Por exemplo, a Aes Sul 1 e 2 tem uma eficiência média de 0,41 no Modelo 2. O ambiente pode explicar parte desta ineficiência: a Aes Sul 2 tem a terceira maior incidência de raios da distribuidora e possui uma densidade de 3 consumidores por km<sup>2</sup>. Estas características são refletidas na qualidade do serviço: os seus consumidores ficam em média 42 horas por ano sem energia elétrica. A Aes Sul 1 tem um ambiente menos adverso do que a Aes Sul 2, com uma incidência de raios média e 6 consumidores por km<sup>2</sup>.

A análise de correlação dos escores de eficiência visa avaliar se a inclusão dos aspectos qualidade do serviço e variáveis ambientais alteram o ranking das empresas eficientes, a Tabela 6.3 reúne estas informações. Esta análise é feita para mostrar como os resultados dos diferentes modelos se relacionam.

Tabela 6.3 – Correlação resultados (RU)

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Modelo 1	1,00		
Modelo 2	0,89	1,00	
Modelo 3	0,76	0,87	1,00

O Modelo 3 (modelo proposto), que combina aspectos insumo de trabalho, insumo de capital, qualidade e ambiente em uma abordagem DEA em dois estágios, apresenta uma correlação maior com o Modelo 2, sendo a principal diferença entre os modelos a consideração da variável incidência de raios e densidade dos consumidores. A vantagem do Modelo 3 é a captura de parte da influência ambiental na eficiência da Rede Unificada.

Já comparando o Modelo 3 com o Modelo 1, a correlação é menor ( $r = 0,76$ ), mostrando que os modelos não consideram como eficientes as mesmas Redes Unificadas, ou seja, a inclusão das variáveis qualidade e ambiente na análise de eficiência altera o *ranking* e o escore das unidades avaliadas. Portanto, parte do que foi determinado no Modelo 1 como ineficiência pode ser explicado pela inclusão destas novas variáveis.



Os modelos que apresentaram maior correlação foram o Modelo 1 e o Modelo 2. Estes dois modelos se diferem quanto à inclusão ou não do indicador TINT como insumo. O desempenho médio das Redes Unificadas (Tabela 6.2) mostra que algumas empresas apresentam um desempenho melhor no modelo que inclui a qualidade, enquanto no modelo que considera apenas os insumos de trabalho e de capital o escore de eficiência é menor. O exemplo mais característico é a Elektro 8, que possui uma eficiência baixa no Modelo 1 e no Modelo 2 é considerada eficiente.

Existe um *trade off* entre os insumos de trabalho e de capital *versus* a qualidade do serviço. A evidência empírica deste *trade off* implica que os modelos que incluem os insumos totais e a qualidade do serviço são mais apropriados para um *benchmarking* mais justo. A correlação entre a eficiência dos diferentes modelos é uma indicação de que este *trade off* existe.

Os coeficientes de correlação na Tabela 6.3 mostram que as empresas que são eficientes nos insumos de trabalho e de capital podem não oferecer uma alta qualidade do serviço. Em outras palavras, os modelos que incluem apenas o insumo trabalho e capital não captura o aspecto da qualidade. Portanto, é preferível incluir a qualidade do serviço e o ambiente onde a distribuidora atua nos modelos de eficiência, como o Modelo 3.

### **6.2.3 Benchmarks**

Conhecido os escores de eficiência, a análise dos resultados da aplicação dos modelos DEA concentrou-se no estudo do *benchmark* associado a cada DMU avaliada. As características do *benchmark* permitem estudar o significado da medida obtida e a viabilidade das metas projetadas para cada Rede Unificada.

A Tabela 6.4 reúne os *benchmarks* no ano de 2007 nos Modelos 1 e 2, e o número de vezes que aquela Rede Unificada foi considerada *benchmark* para uma Rede Unificada ineficiente. O Modelo 3 não foi considerado, já que para a construção da sua fronteira usamos a mesma fronteira DEA do Modelo 2.

No Anexo 3 são tabelados os *benchmarks* de cada Rede Unificada e os respectivos coeficientes da combinação convexa que gera a sua meta global.

Ao avaliar o Modelo 1 da tabela, percebe-se que a Eletropaulo se destacou por todas as suas Redes Unificadas serem considerada eficientes nos Modelos 1. Inclusive a Rede Unificada 3 serviu de *benchmark* para as DMUs ineficientes 33 vezes.

Tabela 6.4 – *Benchmarks* (RU)

<b>Modelo 1</b>		<b>Modelo 2</b>	
<b>Rede Unificada</b>	<b>Vezes <i>benchmark</i></b>	<b>Rede Unificada</b>	<b>Vezes <i>benchmark</i></b>
Aes Sul 9	5	Aes Sul 9	7
Aes Sul 11	2	Aes Sul 11	1
Aes Sul 12	6	Aes Sul 12	15
Bandeirante 3	5	Bandeirante 3	1
CEEE 7	19	CEEE 7	15
Eletropaulo 1	12	Elektro 8	6
Eletropaulo 2	4	Eletropaulo 1	8
Eletropaulo 3	33	Eletropaulo 2	2
Eletropaulo 4	17	Eletropaulo 3	35
Light 3	3	Eletropaulo 4	15
Light 4	9	Light 3	2
Paulista 3	0	Light 4	5
Piratininga 1	22	Light 5	0
RGE 8	20	Paulista 3	0
RGE 9	11	Piratininga 1	37
		RGE 8	10
		RGE 9	5

A Piratininga 1 e a RGE 8 foram consideradas *benchmark* no Modelo 1 para 22 e 20 DMUs ineficientes, respectivamente. Outra Rede Unificada que serviu de *benchmark* para muitas Redes Unificadas ineficientes foi a CEEE 7.

As Redes Unificadas menos utilizadas na construção da fronteira de eficiência foram a Aes Sul 11 e a Light 3. A Paulista 3 foi considerada eficiente, mas não compôs a fronteira para nenhuma Rede Unificada.

Para aprofundar o entendimento sobre os *benchmarks* mais utilizados no Modelo 1, as Figuras 6.7 a 6.12 mostram o índice produtividade parcial em ordem decrescente, com destaque para a Eletropaulo 3, Piratininga 1 e RGE 8.

Ao avaliarmos todas as figuras apresentadas, podemos perceber que as três Redes Unificadas (Eletropaulo 3, Piratininga 1 e RGE 8) estão quase sempre dentro do primeiro quartil das Redes Unificadas com maior produtividade. As exceções são a RGE 8 na Figura 6.7, Eletropaulo 3 na Figura 6.9, RGE 8 na Figura 6.10 e Piratininga 1 na Figura 6.11.

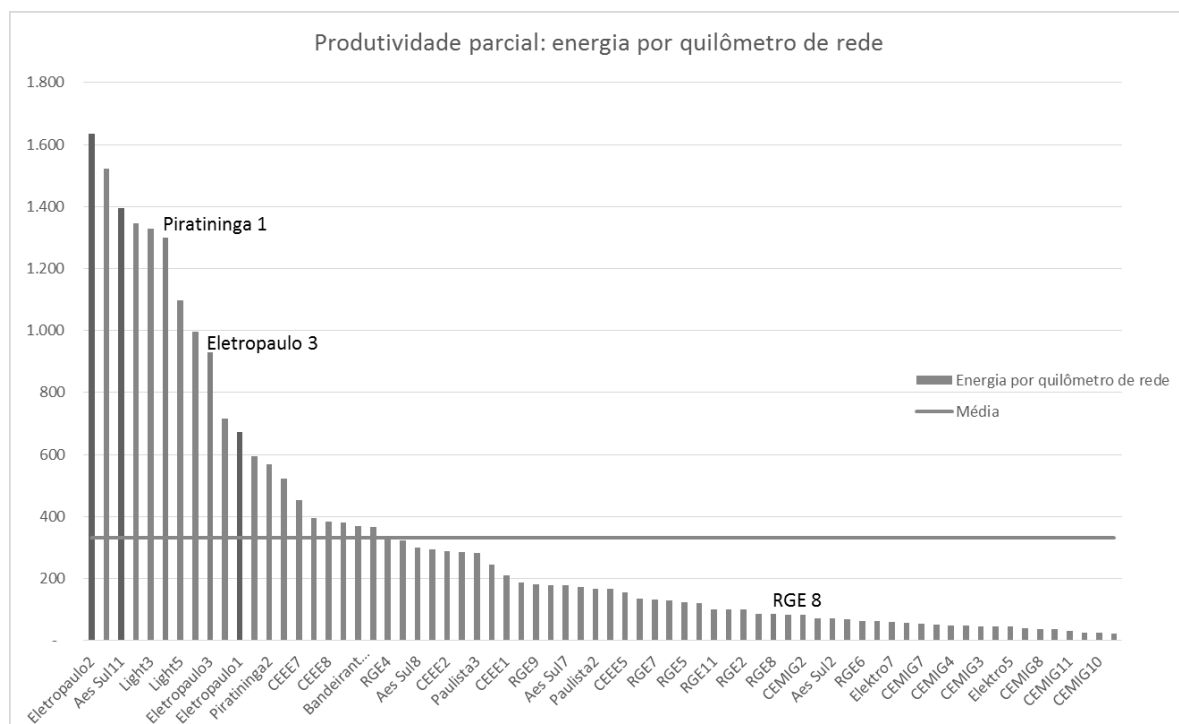


Figura 6.7- Produtividade: energia por quilômetro de rede (RU)

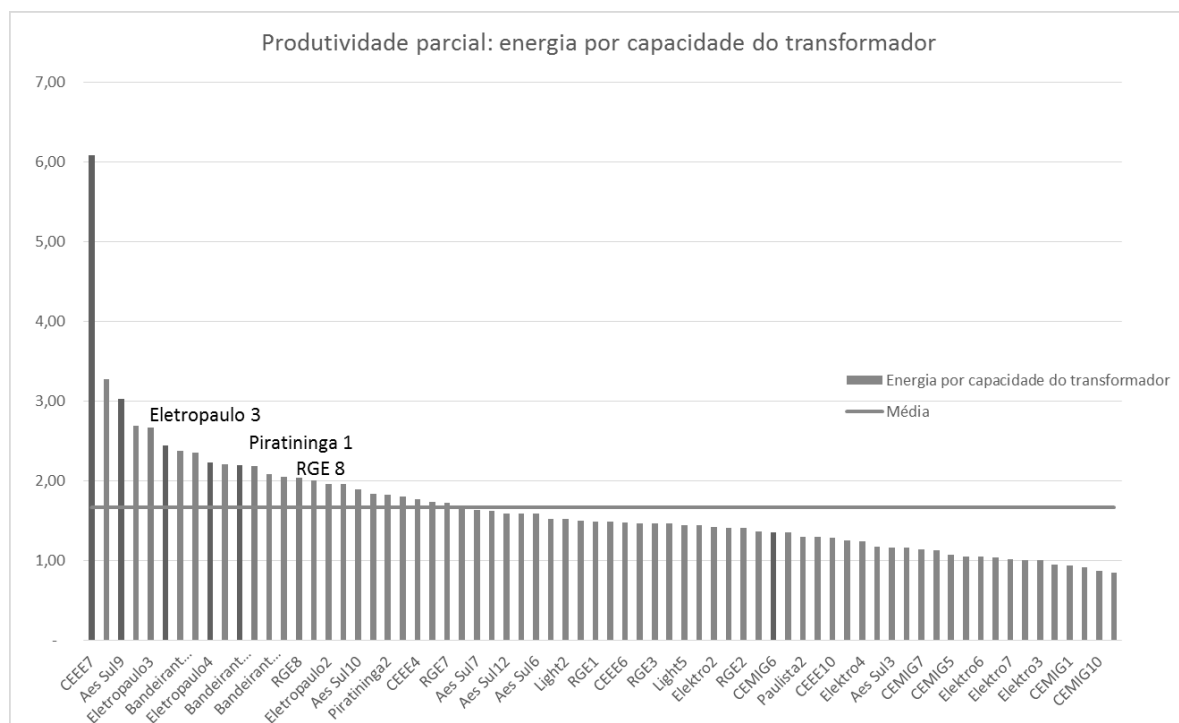


Figura 6.8- Produtividade: energia por capacidade do transformador (RU)

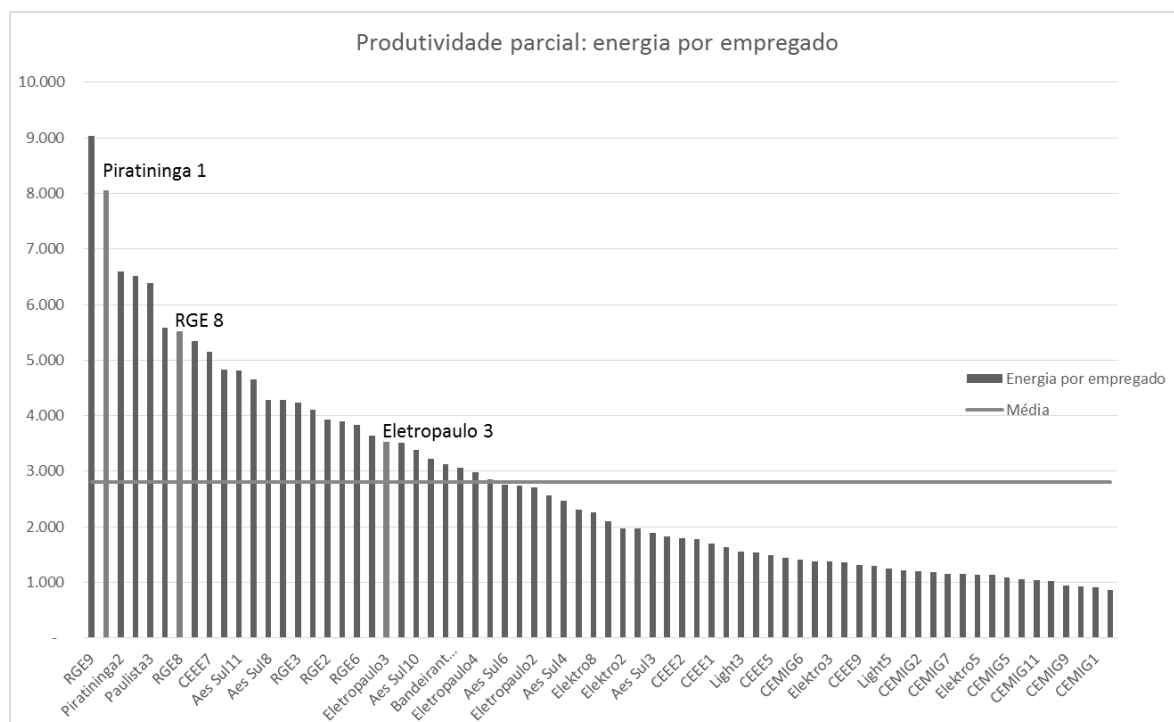


Figura 6.9- Produtividade: energia por empregado (RU)

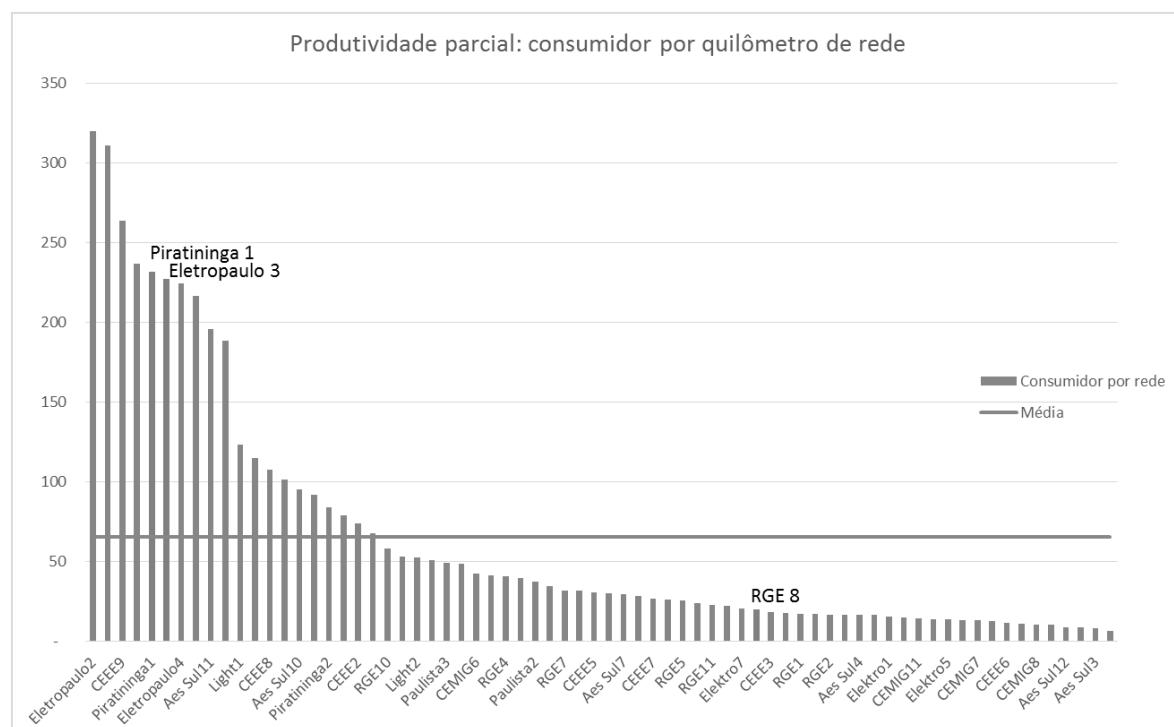


Figura 6.10- Produtividade: consumidor por quilômetro de rede (RU)

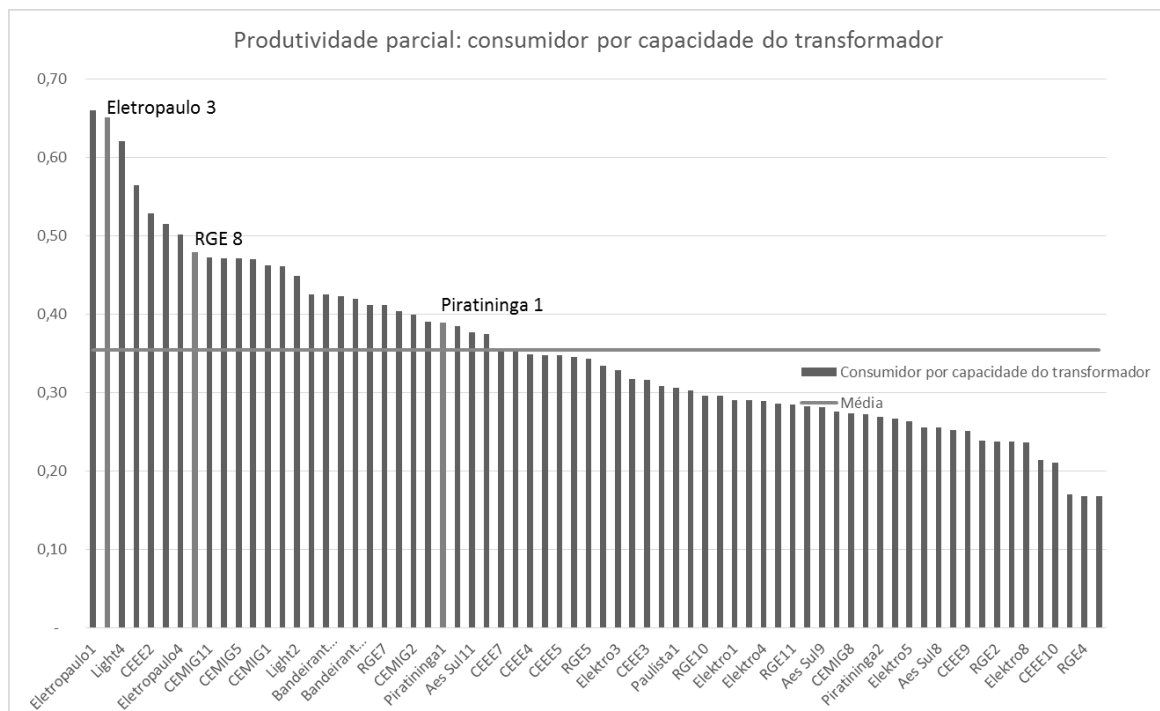


Figura 6.11- Produtividade: consumidor por capacidade do transformador (RU)

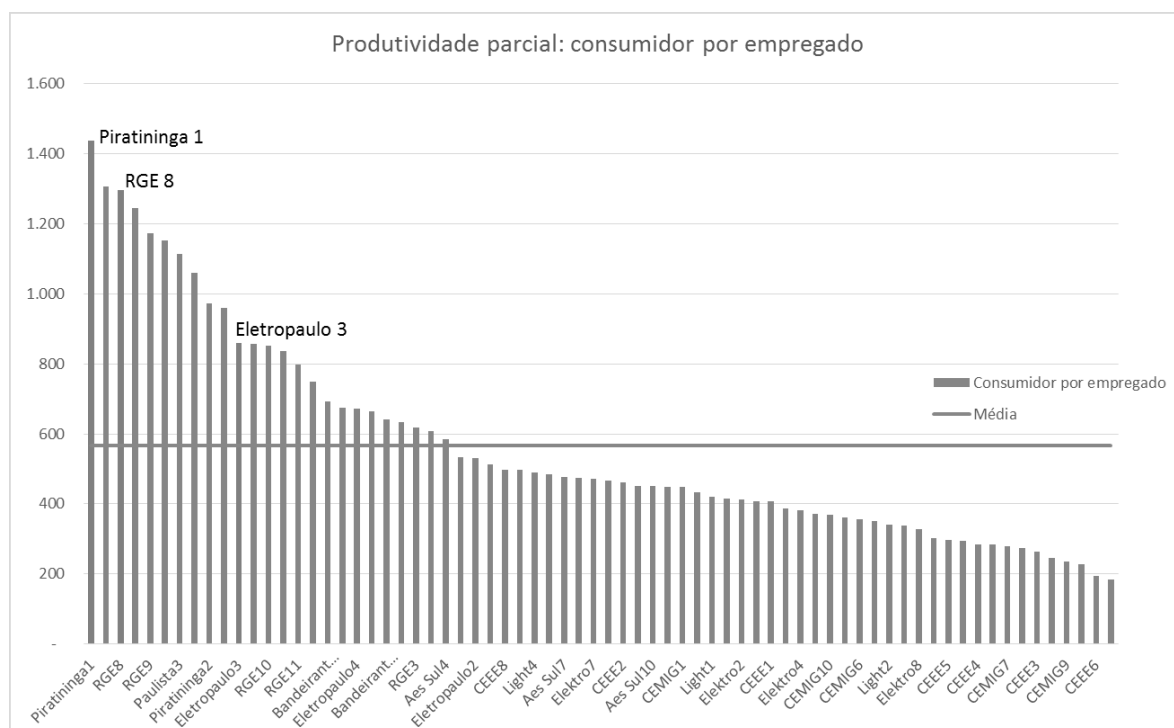


Figura 6.12 – Produtividade: consumidor por empregado (RU)

A maior produtividade parcial relativa da Eletropaulo 3 está relacionada com a razão número de consumidores por capacidade do transformador, onde a Rede Unificada só é menor do que a Rede Unificada 1 da mesma distribuidora.

Ao avaliarmos a Piratininga 1, percebe-se que o seu indicador de produtividade parcial relativo mais forte é número de consumidores por empregado, pois na Figura 6.12 esta Rede Unificada ocupa a primeira posição.

Assim, como a Piratininga, a maior produtividade parcial relativa da RGE 8 está relacionada com a razão número de consumidores por empregado, ocupando a terceira posição.

Ao analisar o Modelo 2, a Elektro 8 passa a fazer parte da fronteira de eficiência, já que a mesma é a Rede Unificada incremental quando comparamos o Modelo 1 e 2.

No Modelo 2 os *benchmarks* mais utilizados são Piratininga 1 e a Eletropaulo 3. A primeira serviu como *benchmark* 37 vezes, ou seja, mais da metade das Redes Unificadas tem a Piratininga 1 como integrante da sua fronteira. A Eletropaulo 3 também se destaca, integrando a fronteira 35 vezes.

Para avaliar o grau do impacto destas duas Redes Unificadas na fronteira de eficiência do Modelo 2, foi feita uma simulação no ano de 2007 retirando somente a Piratininga 1, depois somente a Eletropaulo 3 e por último as duas concomitantemente. Os resultados são reunidos na Tabela 6.5:

Tabela 6.5 – Impacto dos *benchmarks* (RU)

<b>Cenários</b>	<b>Cenário Original</b>	<b>Sem Piratininga 1</b>	<b>Sem Eletropaulo 3</b>	<b>Sem Piratininga 1 e Eletropaulo 3</b>
Média	0,79	0,83	0,81	0,84
Desvio Padrão	0,19	0,17	0,17	0,17
Número de observações	70	69	69	68

Ao retirar a Piratininga 1 da amostra, percebe-se um aumento na eficiência média das Redes Unificadas de aproximadamente 0,04 e os resultados tiveram uma dispersão menor comparado ao cenário original. Para a Aes Sul 10, Piratininga 2, RGE 3 e 10, a retirada desta observação pontual causou um aumento na eficiência de aproximadamente 0,17. Para 35 Redes Unificadas, não houve alteração no escore de eficiência.

O impacto na média de eficiência das Redes Unificadas foi menor quando a Eletropaulo 3 foi retirada da amostra. Houve um aumento de 0,02 comparado com o cenário original. A Piratininga 2, RGE 3, 4 e 10 tiveram um aumento de eficiência de aproximadamente 0,16, permitindo que as duas primeiras observações fizessem parte da fronteira de eficiência. A retirada da Eletropaulo 3 não resultou em nenhum impacto na eficiência de 33 Redes Unificadas.

Quando retiramos a Piratininga 1 e a Eletropaulo 3 da amostra, há um aumento na eficiência média é de 0,05 comparado com o cenário original; sendo, portanto, o cenário alternativo com maior impacto. As Redes Unificadas mais afetadas foram: a Aes Sul 10, Piratininga 2, RGE 3 e 10, com um aumento na eficiência de aproximadamente 0,17. Neste cenário, apenas 23 Redes Unificadas não tiveram o seu escore de eficiência alterado.

#### **6.2.4 Folgas**

Uma das fragilidades do conceito de eficiência de Farrell é que a empresa pode ter um escore de eficiência igual a 1 e ainda ser considerada ineficiente no conceito de eficiência de Pareto-Koopmans, já que alguns insumos podem ser reduzidos ou alguns produtos podem ser aumentados sem a necessidade de outros insumos ou produtos. Este conceito é chamado de folgas.

Até o momento, apresentamos os resultados dos modelos de eficiência considerando apenas as reduções equiproporcionais nos insumos, contudo existe um potencial adicional de redução dos insumos ou de maximização dos produtos. Para ilustrar este conceito, a Tabela 6.6 reúne os valores de folgas existentes nos insumos e produtos do Modelo 1 no ano de 2007.

Ao avaliar a tabela, considerando primeiramente os insumos, podemos perceber que as Redes Unificadas que apresentaram o maior nível de folgas no número de empregados são a CEEE 9 e a Light 5, com 1.388 e 1.579 empregados, respectivamente. Isso significa que além da redução equiproporcional de todos os insumos, estas Redes Unificadas para serem consideradas eficientes de acordo com o conceito de eficiência de Pareto-Koopmans terão que empenhar um esforço adicional. Um total de 33 Redes Unificadas não apresentaram folgas neste insumo.

Com relação a extensão da rede, a CEMIG 1 e 6 apresentaram o maior valor de folgas, com uma redução adicional de 45.824 e 37.618 quilômetros de rede. Apenas 7 Redes Unificadas não apresentaram folgas.

O menor nível de folgas se fez presente na variável capacidade do transformador, apenas a CEEE 9 e a Paulista 1 e 2 terão de despender um esforço adicional de redução.

Considerando os produtos, especificamente energia distribuída, a CEMIG 1 e 6 novamente apresentaram os maiores valores de folgas, com 1.238.007 e 1.565.205 MWh, respectivamente. Um total de 28 Redes Unificadas não apresentaram folgas neste produto.

Já com relação ao número de consumidores, os valores de destaque são a Elektro 8 e a Piratininga 2 que de acordo com os resultados, deveriam atender 151.143 e 103.170 consumidores adicionais.



Tabela 6.6 – Folgas na produção (RU)

Dist	RU	Empregado	Rede	Capacidade	Energia	Consumidores	Dist	RU	Empregado	Rede	Capacidade	Energia	Consumidores
Aes Sul	1	0	0	0	0	0	CEEE	3	63	2.216	0	0	0
Aes Sul	2	0	203	0	0	0	CEEE	4	40	1.613	0	0	0
Aes Sul	3	0	3.441	0	0	0	CEEE	5	223	4.674	0	0	0
Aes Sul	4	0	6.571	0	43.418	0	CEEE	6	17	271	0	0	0
Aes Sul	5	0	1.079	0	31.995	0	CEEE	7	0	0	0	0	0
Aes Sul	6	0	875	0	0	0	CEEE	8	65	368	0	33.667	0
Aes Sul	7	0	0	0	0	0	CEEE	9	1.388	0	707.528	0	1.264
Aes Sul	8	0	50	0	0	1.981	CEEE	10	29	0	0	55.398	0
Aes Sul	9	0	0	0	0	0	Cemig	1	273	45.824	0	1.238.007	0
Aes Sul	10	0	430	0	0	74.677	Cemig	2	48	7.195	0	281.538	0
Aes Sul	11	0	0	0	0	0	Cemig	3	0	9.730	0	238.603	0
Aes Sul	12	0	0	0	0	0	Cemig	4	126	33.745	0	1.147.261	0
Bandeirante	1	0	0	0	0	0	Cemig	5	44	11.476	0	481.643	0
Bandeirante	2	0	2.085	0	87.539	0	Cemig	6	0	37.618	0	1.565.205	0
Bandeirante	3	0	0	0	0	0	Cemig	7	284	25.924	0	187.949	0
Bandeirante	4	0	2.466	0	0	0	Cemig	8	4	9.252	0	0	0
CEEE	1	85	1.325	0	0	0	Cemig	9	37	5.059	0	0	0
CEEE	2	57	560	0	0	0							

Tabela 6.6 – Folgas na produção (RU) (Continuação)

<b>Dist.</b>	<b>RU</b>	<b>Empregado</b>	<b>Rede</b>	<b>Capacidade</b>	<b>Energia</b>	<b>Consumidores</b>	<b>Dist.</b>	<b>RU</b>	<b>Empregado</b>	<b>Rede</b>	<b>Capacidade</b>	<b>Energia</b>	<b>Consumidores</b>
Cemig	10	268	35.988	0	1.109.360	0	Light	5	1.579	0	0	0	0
Cemig	11	12	8.234	0	213.883	0	Paulista	1	0	16.152	294.535	450.602	0
Elektro	1	0	4.035	0	17.596	0	Paulista	2	0	2.121	74.806	145.046	0
Elektro	2	0	1.720	0	0	0	Paulista	3	0	0	0	0	0
Elektro	3	0	452	0	74.816	0	Piratininga	1	0	0	0	0	0
Elektro	4	0	3.932	0	0	0	Piratininga	2	0	2.215	0	0	103.170
Elektro	5	0	1.481	0	24.046	0	RGE	1	0	8.532	0	59.998	0
Elektro	6	0	1.984	0	0	0	RGE	2	0	1.782	0	0	0
Elektro	7	0	9.763	0	524.835	0	RGE	3	0	78	0	0	7.883
Elektro	8	98	7.767	0	0	151.143	RGE	4	0	0	0	0	18.305
Eletropaulo	1	0	0	0	0	0	RGE	5	0	1.434	0	15.093	0
Eletropaulo	2	0	0	0	0	0	RGE	6	0	2.669	0	100.195	0
Eletropaulo	3	0	0	0	0	0	RGE	7	0	139	0	23.672	0
Eletropaulo	4	0	0	0	0	0	RGE	8	0	0	0	0	0
Light	1	113	309	0	152.292	0	RGE	9	0	0	0	0	0
Light	2	172	2.350	0	0	0	RGE	10	0	343	0	16.959	0
Light	3	0	0	0	0	0	RGE	11	0	2.377	0	89.552	0
Light	4	0	0	0	0	0							

### 6.2.5 Metas

Conhecido os escores de eficiência, o *benchmark* associado a cada DMU avaliada e as folgas, a análise dos resultados da aplicação dos modelos DEA concentrou-se no estudo das metas de eficiência.

A meta proporcional (conceito de eficiência de Farrell) e global (conceito de eficiência de Pareto-Koopmans) propostas pelo modelo DEA definem quais as mudanças nas quantidades de insumos que tornam mais eficientes as unidades avaliadas. Elas constituem planos de operação alternativos e identificam ações e estratégias que conduzem a uma redução das ineficiências com um conseqüente aumento da produtividade.

A projeção de cada plano ineficiente sobre a fronteira foi feita em duas etapas, gerando duas metas de naturezas distintas. A meta proporcional é resultado do produto do escore de eficiência vezes a quantidade de insumos utilizados pela unidade avaliada. A meta global resulta da agregação das folgas à meta proporcional, se tornando, portanto, uma medida mais severa.

Para ilustrar o procedimento de definição das metas, considere os resultados da Rede Unificada 4 da CEMIG no Modelo 1 durante o ano de 2007, ilustrado na Figura 6.13.

<b>CEMIG (Rede Unificada 4) – Resultados e metas</b>			
	Valores observados	Meta proporcional	Meta global
Número de empregados	2.524	1.797	1.671
Energia distribuída			1.147.261

<b>CEMIG (Rede Unificada 4) – Produtividades parciais</b>			
	Valores observados	Meta proporcional	Meta global
Consumidores por empregado	337	474	510
Mercado por empregado	1.022	1.436	2.212

Figura 6.13- Valores observados e metas projetadas (RU)

A CEMIG 4 foi classificada como ineficiente com medida de ineficiência igual a 0,71, o que indica que ela poderia reduzir 29% do número de empregados para atender os mesmos consumidores e mercado, caso atuasse com eficiência técnica. A meta proporcional gerada projetou uma redução proporcional do insumo de 29%, sem aumento do número de consumidores e mercado, acarretando uma redução de 727 empregados (2.524 empregados observados contra uma meta proporcional de 1.797 empregados). Além da redução

proporcional, o modelo apontou a existência de folgas no insumo número de empregados no valor de 126, resultando em uma meta global para esta variável de 1.671. O modelo também indicou a existência de folgas no produto energia distribuída que poderia ser incrementado em 1.147.261 MWh.

Em seguida na figura, é apresentada a produtividade parcial da Rede Unificada 4 com os seus respectivos valores observados, metas proporcionais e globais. A unidade avaliada possui 1 empregado para cada 337 consumidores atendidos, além de entregar 1.022 MWh por empregado. Caso esta Rede Unificada consiga realizar as reduções proporcionais sugeridas pelo modelo, esta mesma unidade passará a atender 474 consumidores por empregado e entregar 1.436 MWh por empregado, um aumento da produtividade parcial de 44% e 41%, respectivamente. Se considerarmos as folgas presentes tanto no número de empregados, quanto na energia distribuída, a Rede Unificada 4 passará a atender 510 consumidores por empregado e entregar 2.212 MWh por empregado, um aumento da produtividade parcial de 51% e 116%. Mais do que o valor desse acréscimo o valor das folgas dá uma direção à ação administrativa. A análise dos dados das referências eficientes aponta as estratégias para essa ação.

Finalizada a seção de resultados das Redes Unificadas, a próxima seção irá apresentar os resultados das distribuidoras adotando o mesmo racional anterior, qual seja, apresentar as produtividades parciais, os resultados dos diferentes modelos, os *benchmarks* associados a cada distribuidora ineficiente, bem como as folgas e as metas de eficiência.

## **6.3 Distribuidoras**

### **6.3.1 Análise de produtividade parcial**

Foram calculadas as produtividades parciais das distribuidoras cujo objetivo é comparar o desempenho entre as mesmas e aprofundar o conhecimento sobre as unidades avaliadas. No Anexo 4 estão tabelados todos os índices de produtividade parcial das 10 distribuidoras nos anos de 2006 e 2007. A seguir, serão apresentados alguns índices com valores máximos ou mínimos.

A Eletropaulo se destaca como a distribuidora com a maior produtividade na relação número de consumidores por extensão da rede, com um índice de 299 consumidores por quilômetro. Já a CEMIG apresenta um número 17 vezes menor, com apenas 18 consumidores por quilômetro de rede, caracterizando-se como uma distribuidora com grande dispersão de carga.

A distribuidora que apresentou a menor produtividade parcial com relação à energia distribuída e a extensão da rede é a CEMIG, com 59 MWh/km de rede de distribuição. Já a Eletropaulo possui o maior valor para tal índice com 1.503 MWh/km de rede.

Quando consideramos a relação entre o número de consumidores para cada empregado da distribuidora temos valores desde 288 consumidores por empregado na CEEE até valores como 1.157 consumidores por empregado na Piratininga, uma produtividade 4 vezes superior.

As Figuras 6.14 a 6.19 ilustram as produtividades parciais das distribuidoras. O eixo das abscissas representa os insumos utilizados (extensão da rede, capacidade do transformador ou número de empregados), enquanto o eixo das ordenadas representa os produtos (energia distribuída ou número de consumidores) no ano de 2007.

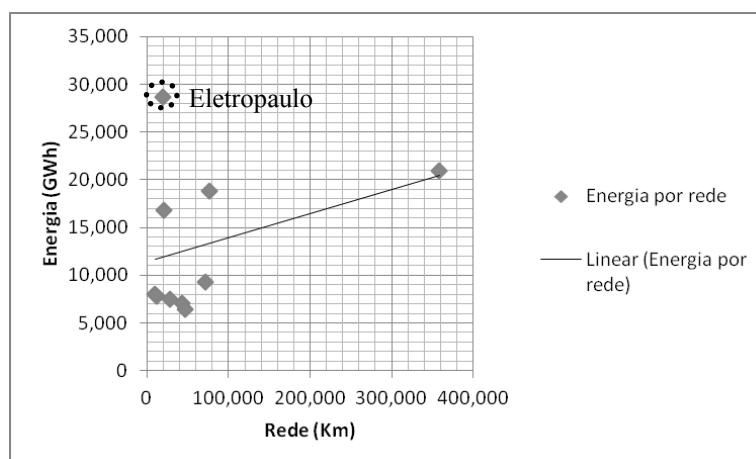


Figura 6.14- Energia versus rede (Dist.)

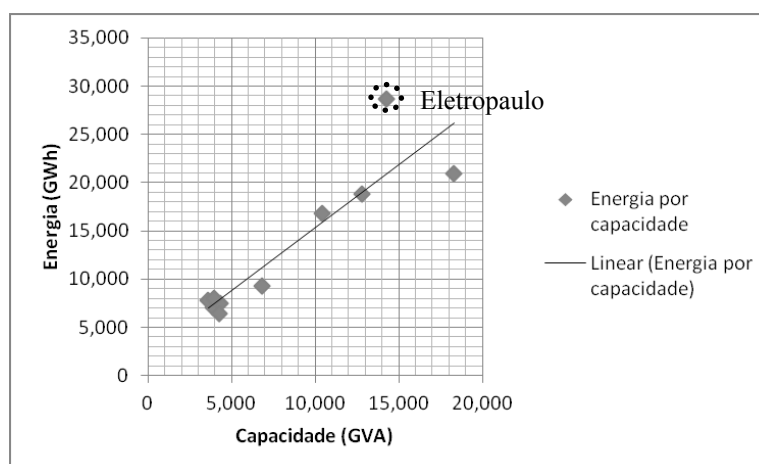


Figura 6.15- Energia versus capacidade (Dist.)

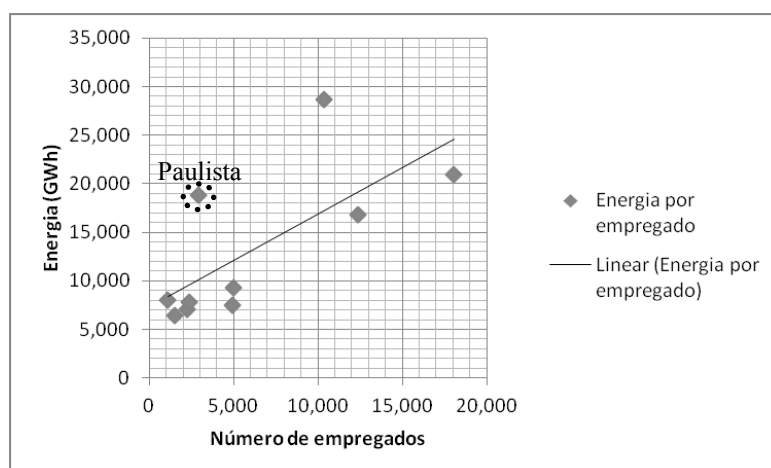


Figura 6.16- Energía *versus* empleados (Dist.)

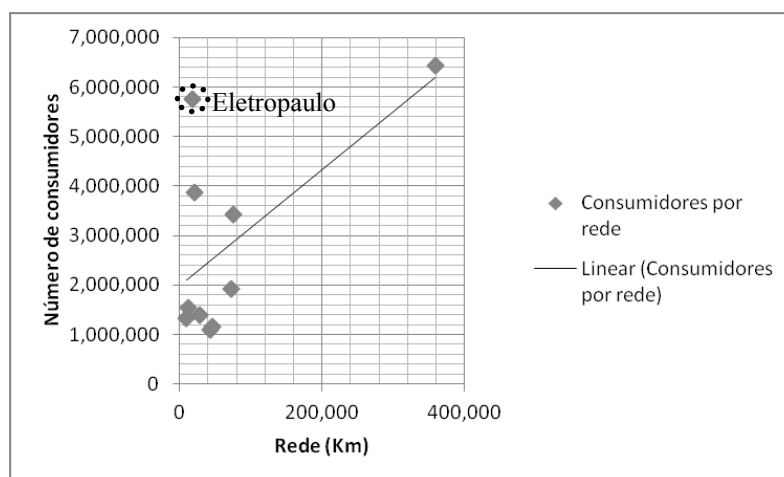


Figura 6.17- Consumidores *versus* rede (Dist.)

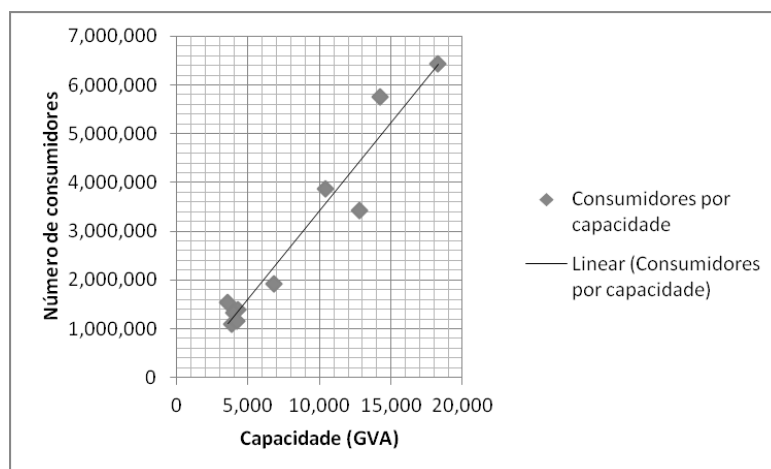


Figura 6.18- Consumidores *versus* capacidad (Dist.)

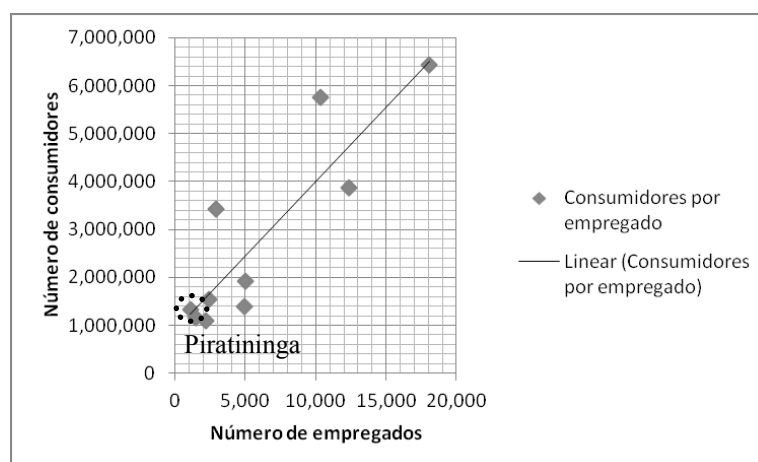


Figura 6.19- Consumidores *versus* empregados (Dist.)

A Figura 6.14 destaca a distribuidora Eletropaulo com o maior valor para a razão entre a energia distribuída e a extensão da rede, ou seja, é a distribuidora com a maior concentração de carga na amostra avaliada. Em contrapartida, a CEMIG possui a menor produtividade parcial devido à sua grande extensão da rede (18 vezes o valor da extensão da rede da Eletropaulo).

A Figura 6.15 apresenta a produtividade parcial considerando como produto a energia distribuída e como insumo a capacidade do transformador. Esta figura possui um comportamento sem grandes variações, salvo o caso da Eletropaulo, que possui um valor acima da média para a variável energia distribuída.

A Figura 6.16 mostra a Paulista como a distribuidora com maior produtividade parcial considerando energia distribuída e número de empregados. O bom desempenho da distribuidora neste indicador é devido a um grande valor de energia distribuída, comparáveis à Light e a CEMIG, mas com um valor pequeno de número de empregados, comparáveis à Aes Sul e Bandeirante.

A Figura 6.17 destaca a Eletropaulo com o maior valor para a razão entre o número de consumidores e a extensão da rede, corroborando a posição de distribuidora com a maior concentração de carga na sua área de concessão.

A Figura 6.18 apresenta a produtividade parcial considerando número de consumidores e capacidade do transformador. Esta figura possui um comportamento sem grandes variações.

A Figura 6.19 mostra a Piratininga como a distribuidora com maior produtividade parcial com 1.206 consumidores por empregado. O bom desempenho da distribuidora neste indicador é

devido principalmente ao menor valor do número de empregados. A CEEE é a distribuidora com a menor produtividade, com apenas 281 consumidores por empregado.

### 6.3.2 Resultado dos modelos de eficiência

A eficiência técnica das 10 distribuidoras foi calculada no período de 2006 e 2007. Os Modelos 1 e 2 são baseados na metodologia DEA em 1 estágio, já o Modelo 3 é baseado na metodologia DEA em 2 estágios. No último modelo, onde variáveis ambientais são inclusas, o método de Tobit descrito na Seção 3.3.2 foi aplicado e a Tabela 6.7 mostra os resultados estimados:

Tabela 6.7 – Método Tobit (Dist.)

Variável	Parâmetro	Coefficiente	t-ratio	p-value
Constante	$\beta_0$	0,92	27,86	5,48E-15***
Incidência de raios	$\beta_1$	4,43E-08	0,48	0,64
Densidade dos consumidores	$\beta_2$	7,31E-05	1,36	0,19
Dummy para propriedade	$\beta_3$	-0,04	-0,70	0,50
Número de observações	20			
Observações censuradas	0			
Log-likelihood	25.24			

A Tabela 6.7 mostra um *p-value* maior que 0,05 para todas as variáveis, o que significa que as mesmas não são significantes. O mesmo não acontece quando as Redes Unificadas são avaliadas (Tabela 6.1).

Uma possível razão para este resultado é que as variáveis ambientais são tratadas como médias para toda a área de concessão, falhando ao representar a diversidade entre as regiões como observado, por exemplo, na área de concessão da CEMIG.

Este fato é apresentado na Tabela 6.8, onde são estão reunidos os escores de eficiência das 10 distribuidoras nos anos de 2006 e 2007. Pode-se observar que os escores de eficiência no Modelo 2 e 3 são idênticos, algo que não acontece quando as Redes Unificadas são consideradas unidade de análise (Tabela 6.1).

Os resultados na Tabela 6.8 indicam que as distribuidoras são, em média, tecnicamente eficientes 0,93 no Modelo 1, 0,94 no Modelo 2 e 3; refletindo que há pouco espaço para melhoria da eficiência das distribuidoras nos três modelos. O Modelo 1 é o modelo que apresenta o maior desvio padrão, que resulta em uma maior variabilidade dos escores de



eficiência das distribuidoras. Já o Modelo 2 e 3, os escores de eficiência se comportam de uma maneira mais uniforme.

Tabela 6.8 – Escores de eficiência (Dist.)

<b>Distribuidora</b>	<b>Ano</b>	<b>Mod. 1</b>	<b>Mod. 2</b>	<b>Mod. 3</b>
Aes Sul	2006	0,97	0,97	0,97
Bandeirante	2006	1,00	1,00	1,00
CEEE	2006	0,85	0,85	0,85
CEMIG	2006	0,97	0,97	0,97
Elektro	2006	0,66	0,77	0,77
Eletropaulo	2006	1,00	1,00	1,00
Light	2006	0,93	0,98	0,98
Paulista	2006	0,99	1,00	1,00
Piratinga	2006	1,00	1,00	1,00
RGE	2006	0,94	0,94	0,94
Aes Sul	2007	0,93	0,93	0,93
Bandeirante	2007	1,00	1,00	1,00
CEEE	2007	0,83	0,83	0,83
CEMIG	2007	1,00	1,00	1,00
Elektro	2007	0,66	0,79	0,79
Eletropaulo	2007	1,00	1,00	1,00
Light	2007	0,91	0,92	0,92
Paulista	2007	1,00	1,00	1,00
Piratinga	2007	1,00	1,00	1,00
RGE	2007	0,90	0,90	0,90
<b>Mínimo</b>		0,66	0,77	0,77
<b>Média</b>		0,93	0,94	0,94
<b>Desvio Padrão</b>		0,10	0,08	0,08

O Modelo 1 destaca 5 distribuidoras eficientes, sendo a Eletropaulo eficiente no ano de 2006 e 2007. Neste modelo a distribuidora Elektro alcançaram a menor eficiência da amostra, com um escore de eficiência de 0,66.

Quando a qualidade do serviço é incluída na análise (Modelo 2), o desempenho das distribuidoras sofre alterações. A eficiência média mostra que algumas empresas tem um desempenho melhor com qualidade do serviço. Por exemplo, a Elektro no ano de 2007 possui um escore de 0,66 no Modelo 1, mas um escore de 0,79 no Modelo 2. Ao incluir a qualidade, o número de distribuidoras na fronteira permanece igual a 5.

Quando as variáveis ambientais são incluídas no modelo de eficiência, o desempenho das distribuidoras não se modifica (Modelo 3). Assim, os escores e o *ranking* permanecem iguais ao Modelo 2, com 5 distribuidoras determinando a fronteira.

Bogetoft (2014) afirma que modelos que ignoram variáveis ambientais importantes podem ter resultados enviesados. Se os aspectos ambientais influenciam na operação, como raios e chuva, eles devem fazer parte da análise de eficiência.

Os resultados apresentados são muito importantes já que muitos reguladores, inclusive o brasileiro, usa a distribuidora como unidade de avaliação.

A análise de correlação entre os modelos de eficiência visa avaliar se a inclusão dos aspectos qualidade do serviço e variáveis ambientais alteram o *ranking* e o escore das distribuidoras, a Tabela 6.9 reúne estas informações.

Tabela 6.9 – Correlação resultados (Dist.)

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Modelo 1	1,00		
Modelo 2	0,97	1,00	
Modelo 3	0,97	1,00	1,00

O Modelo 3, que combina qualidade e variáveis ambientais, apresenta uma correlação igual a um com o Modelo 2, já que os resultados são iguais como destacado anteriormente.

Já comparando o Modelo 2 com o Modelo 1, a correlação é de 0,97, mostrando que os resultados são muito parecidos de acordo com estas duas parametrizações, mas vale ressaltar que há uma modificação nos escores de eficiência de algumas distribuidoras. Uma possibilidade para a semelhança de resultados é que as empresas eficientes quanto aos insumos de capital e trabalho são coincidentemente eficientes sob o aspecto da qualidade do serviço.

Vale destacar que quando se considera uma abordagem mais desagregada, ou seja, com a adoção das Redes Unificadas como unidades de análise, as diferenças entre os modelos se tornam mais visíveis, como pode ser observado na Tabela 6.3.

### 6.3.3 Benchmarks

A Tabela 6.10 reúne os *benchmarks* do período nos diferentes modelos. No Anexo 5 são tabelados os *benchmarks* de cada distribuidora e os respectivos coeficientes da combinação convexa que gera a sua meta global.

Tabela 6.10 – *Benchmarks* (Dist.)

<b>Modelos</b>	<b>2006-2007</b>
Modelo 1	Bandeirante, Eletropaulo, Cemig, Paulista e Piratininga
Modelo 2	Bandeirante, Eletropaulo, Cemig, Paulista e Piratininga
Modelo 3	Bandeirante, Eletropaulo, Cemig, Paulista e Piratininga

As distribuidoras listadas anteriormente foram consideradas *benchmarks* nos 3 modelos avaliados. As distribuidoras que não compuseram a fronteira de eficiência foram Aes Sul, CEEE, Elektro, Light e RGE. Este cenário se mostra diferente quando consideramos as Redes Unificadas, já que muitas regiões destas distribuidoras são consideradas fronteira quando adotamos uma abordagem mais desagregada, como por exemplo a RGE com suas RU 8 e 9.

### 6.3.4 Folgas

Até o momento, apresentamos os resultados dos modelos de eficiência das distribuidoras considerando apenas as reduções equiproporcionais nos insumos, contudo existe um potencial adicional de redução dos insumos ou de maximização dos produtos, que é apresentado na Tabela 6.11. A tabela reúne os valores de folgas existentes nos insumos e produtos do Modelo 1 no ano de 2007.

Tabela 6.11 – Folgas na produção (Dist.)

<b>Distribuidora</b>	<b>Empregado</b>	<b>Rede</b>	<b>Capacidade</b>	<b>Energia</b>	<b>Consumidor</b>
Aes Sul	0	28.077	0	653.048	360.504
Bandeirante					
CEEE	1.881	11.282	0	157.336	101.127
CEMIG					
Elektro	227	34.435	0	327.654	0
Eletropaulo					
Light	4.411	2.767	0	2.462.667	0
Paulista					
Piratininga					
RGE	0	31.768	0	1.156.693	139.152

Todas as distribuidoras ineficientes apresentaram folga com relação a energia distribuída, com valores desde 157.336 até 1.156.693 MWh. Foram 3 as distribuidoras que deveriam atender um número maior de consumidores: Aes Sul, CEEE e RGE.

Ao avaliar a tabela percebemos que todas as distribuidoras ineficientes apresentaram folgas na extensão da rede, com destaque para a Elektro, que necessita de uma redução adicional de aproximadamente 34 mil quilômetros de rede. Um total de 3 distribuidoras apresentaram folgas com relação ao número de empregados, sendo o maior valor encontrado para a Light, com 4.411 empregados. Não existem folgas em relação à capacidade do transformador.

### 6.3.5 Metas

Da mesma forma que foi apresentado um exemplo relacionado com o conceito de meta proporcional e meta global de uma Rede Unificada, a Figura 6.20 reúne as informações sobre a CEMIG considerando o Modelo 1 no ano de 2006, já que em 2007 a distribuidora alcançou a fronteira de eficiência.

Vale lembrar que a meta proporcional é resultado do produto do escore de eficiência vezes a quantidade de insumos utilizados pela unidade avaliada. A meta global resulta da agregação das folgas à meta proporcional.

<b>CEMIG – Resultados e metas</b>			
	Valores observados	Meta proporcional	Meta global
Número de empregados	17.594	17.020	16.060
Energia distribuída			2.747.082

<b>CEMIG – Produtividades parciais</b>			
	Valores observados	Meta proporcional	Meta global
Consumidores por empregado	355	367	389
Mercado por empregado	1.149	1.188	1.430

Figura 6.20 - Valores observados e metas projetadas (Dist.)

A CEMIG teve um escore de eficiência igual a 0,97, o que indica que ela poderia reduzir 3% do número de empregados para atender os mesmos consumidores e mercado, caso atuasse com eficiência técnica. A meta proporcional gerada projetou uma redução proporcional do insumo de 3%, sem aumento do número de consumidores e mercado, acarretando uma redução de 574 empregados (17.594 empregados observados contra uma meta proporcional de 17.020 empregados). Além da redução proporcional, o modelo apontou a existência de folgas no insumo número de empregados no valor de 960, resultando em uma meta global para esta variável de 16.060. O modelo também indicou a existência de folgas no produto energia distribuída que poderia ser incrementado em 2.747.082 MWh.

Em seguida na figura, é apresentada a produtividade parcial da CEMIG com os seus respectivos valores observados, metas proporcionais e globais. A unidade avaliada possui 1 empregado para cada 355 consumidores atendidos, além de entregar 1.149 MWh por empregado. Caso esta distribuidora consiga realizar as reduções proporcionais sugeridas pelo modelo, ela passará a atender 367 consumidores por empregado e entregar 1.188 MWh por empregado, um aumento da produtividade parcial de 3% e 3%, respectivamente. Se considerarmos as folgas presentes tanto no número de empregados, quanto na energia distribuída, a CEMIG passará a atender 389 consumidores por empregado e entregar 1.430 MWh por empregado, um aumento da produtividade parcial de 10% e 24%, respectivamente.

#### **6.4 Benchmarking interno**

O *benchmarking* interno é definido como um processo comparativo entre unidades de uma mesma empresa com o intuito de medir o desempenho e identificar as melhores práticas, que posteriormente poderão se tornar metas de eficiência para a melhoria contínua da organização.

No contexto deste trabalho, o *benchmarking* interno se faz presente através da proposta de adoção das Redes Unificadas como unidades de planejamento e operação. Assim, a sede da distribuidora assume o papel de “regulador” frente as várias unidades com o objetivo de identificar quais delas podem melhorar a sua eficiência e conseqüentemente gerar valor para a empresa.

Avaliar o potencial ganho de eficiência em unidades de operação de uma distribuidora é uma tarefa desafiadora, dado a assimetria de informação. A sede da empresa geralmente não possui um conhecimento detalhado sobre o ambiente operativo e o potencial de cada unidade. Em contrapartida, os gestores apontam condições socioambientais como razão de sua ineficiência, dificultando, portanto, a segregação entre o impacto das condições exógenas e a ineficiência gerencial (NILLESEN e POLLITT, 2008). Assim, as unidades de operação tentarão convencer a sede da empresa de que os seus custos são mais elevados devido às condições ambientais, devendo a corporação ser menos exigente na redução de custos.

Além do mais, pelo fato do segmento de distribuição ser considerado um monopólio natural, as suas unidades de operação não possuem concorrentes, cabendo à sede a responsabilidade de simular um ambiente competitivo e dar estímulo para que as unidades operem de forma eficiente.

Reunindo os aspectos relevantes elencados nos parágrafos anteriores e o conhecimento sobre regulação por incentivos, a proposta de *benchmarking* interno foi elaborada com o intuito de (i) analisar como cada região contribui para a eficiência global da distribuidora através da identificação das regiões com melhor e pior desempenho, reduzindo a assimetria de informação e (ii) definir metas de eficiência para cada unidade de operação, simulando um ambiente competitivo.

Tal possibilidade se torna interessante para os gestores das distribuidoras, que muitas vezes possuem recursos escassos para serem compartilhados entre as diferentes regiões e carecem de uma análise mais detalhada que indique a melhor alocação para planos de investimento e orçamento de custos.

A ferramenta proposta utiliza um número parcimonioso de variáveis e calcula metas de eficiência que podem ser acompanhadas pela sede, não cabendo a esta determinar de forma invasiva como as metas devem ser alcançadas.

Outros benefícios subjacentes da proposta são a redução do impacto da heterogeneidade das distribuidoras brasileiras e o melhor tratamento para a qualidade do serviço e do ambiente.

Desta forma, o *benchmarking* interno reduz a falta de direcionamento existente na atual abordagem *top down*, ao se tornar uma ferramenta de gestão para as distribuidoras com o intuito de auxiliar na estimativa de potenciais ganhos de eficiência e consequentemente potencializar os benefícios advindos de uma aplicação de recursos eficaz.

Nos próximos parágrafos será detalhada a aplicação do *benchmarking* interno na distribuidora CEMIG, com o intuito de apresentar de forma prática, as vantagens da proposta.

#### *Exemplo ilustrativo*

A CEMIG é responsável pelo atendimento de cerca de 33 milhões de pessoas em 805 municípios em Minas Gerais e Rio de Janeiro (incluindo a Light) e pela gestão da maior rede de distribuição de energia elétrica da América do Sul, com mais de 460 mil quilômetros de extensão (CEMIG, 2015). A área de concessão da distribuidora foi dividida em 11 RUs.

Uma vez que a base de dados está formada, realizou-se uma análise preliminar. Esta análise contribui para o vislumbramento dos resultados, além de identificar valores atípicos.

Os modelos DEA combinam as variáveis de insumo e produto para criar um indicador único de eficiência. Nesta análise preliminar, foram examinadas as variáveis de insumo e produto adotadas neste estudo, além de indicadores de produtividade parciais.

A Figura 6.21 mostra a informação de número de consumidores por Rede Unificada no ano de 2007. O número de consumidores médio por Rede Unificada da CEMIG é aproximadamente 600.000 consumidores.

A maior Rede Unificada neste quesito é a CEMIG 6 com mais de 2,2 milhões consumidores, algo esperado já que esta Rede Unificada engloba a capital do estado, onde há a presença de um grande número de pessoas. Se retirássemos da amostra a CEMIG 6, a média de consumidores passaria de 600.000 para 417.000 consumidores. Em contrapartida a menor Rede Unificada é a CEMIG 9 com aproximadamente 100.000 consumidores.

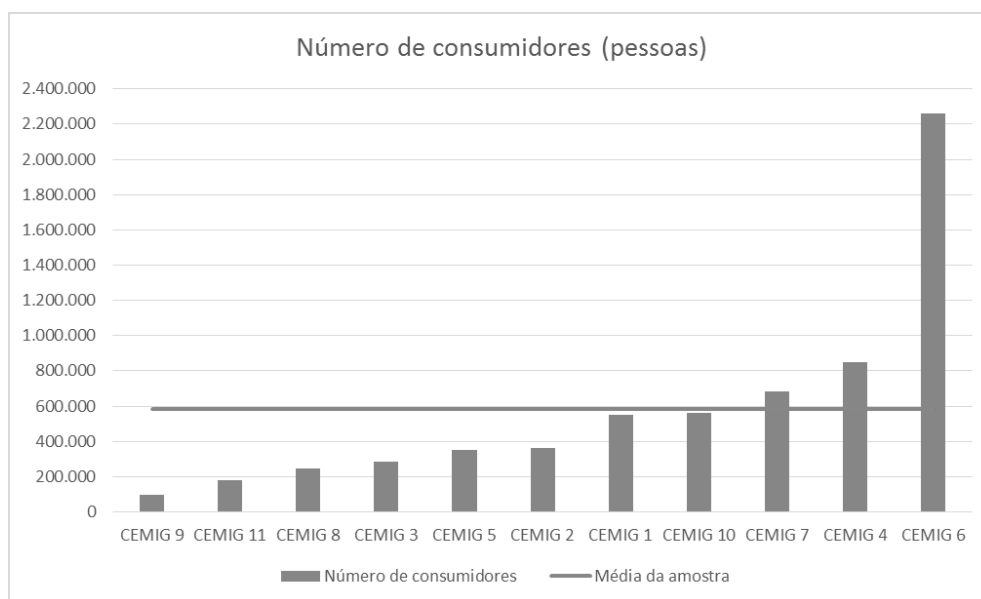


Figura 6.21 – Número de consumidores por Rede Unificada - CEMIG

O outro produto utilizado para representar o negócio de distribuição é a energia distribuída, apresentada na Figura 6.22. A média de energia distribuída por Rede Unificada da CEMIG é 1.902.888 MWh anuais. Novamente, a maior Rede Unificada é a CEMIG 6 com quase 9.000.000 MWh por ano. A menor Rede Unificada é CEMIG 9 com 396.192 MWh por ano.

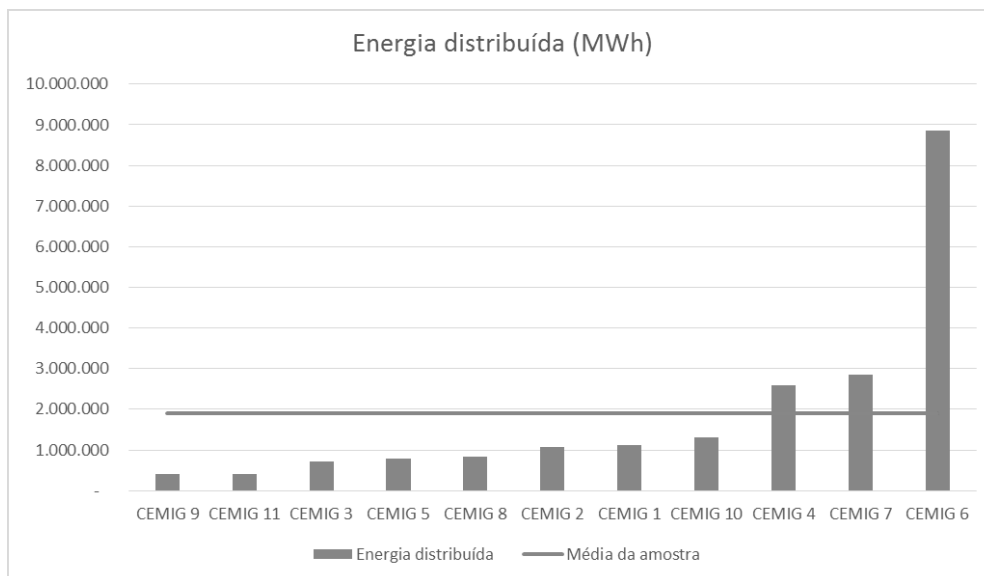


Figura 6.22 – Energia distribuída por Rede Unificada - CEMIG

A Figura 6.23 apresenta o insumo número de empregados por Rede Unificada no ano de 2007. O número de empregados médio por Rede Unificada da CEMIG é aproximadamente 1.645.

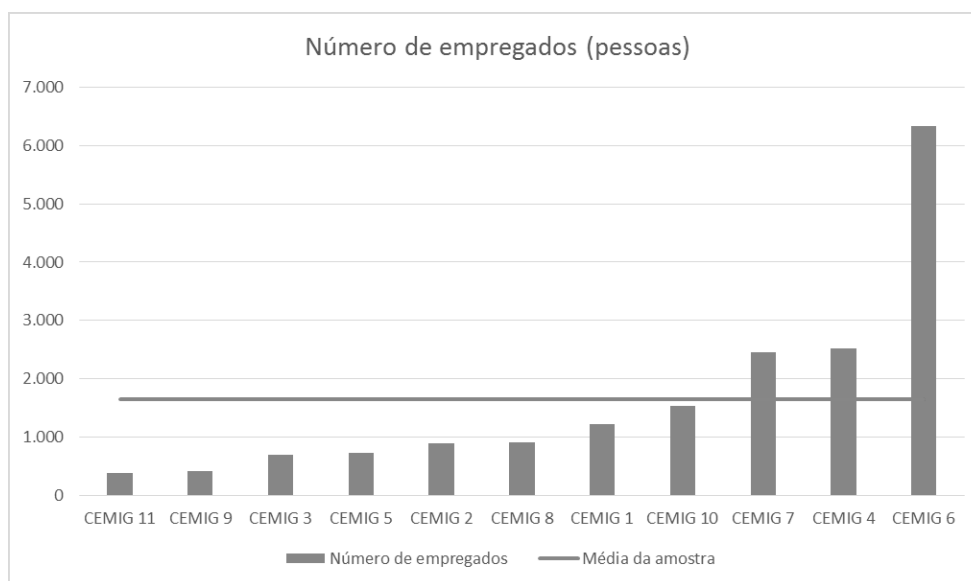


Figura 6.23 – Número de empregados por Rede Unificada – CEMIG

Como esperado, a CEMIG 6 conta com o maior quadro de empregados da empresa, com mais de 6.000 empregados no ano de 2007. A CEMIG 11 tem o menor valor, com 386 empregados.

O outro insumo, extensão de rede, é apresentado na Figura 6.24. A extensão de rede média por Rede Unificada da CEMIG é aproximadamente 32.000 km. Vale ressaltar que a distribuidora atua em uma das maiores áreas de concessão brasileiras.



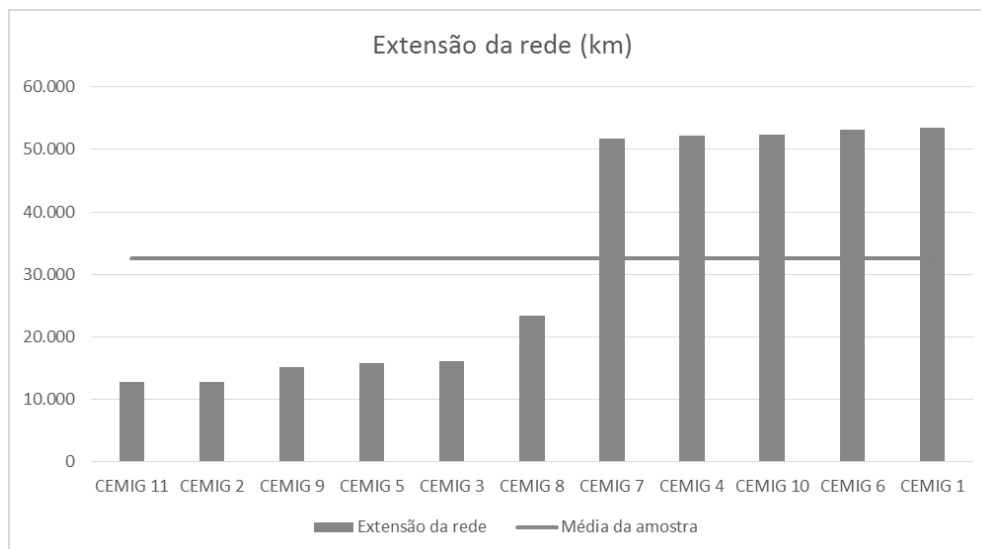


Figura 6.24 – Extensão da rede por Rede Unificada – CEMIG

A Rede Unificada com maior extensão de rede é a CEMIG 1 com mais de 50.000 quilômetros, englobando os municípios de Almenara, Governador Valadares e Teófilo Otoni. Em contrapartida, a CEMIG 11 possui aproximadamente 13.000 quilômetros de rede e a sua área envolve as cidades de Itabira e João Monlevade.

A capacidade dos transformadores por Rede Unificada é apresentada na Figura 6.25.

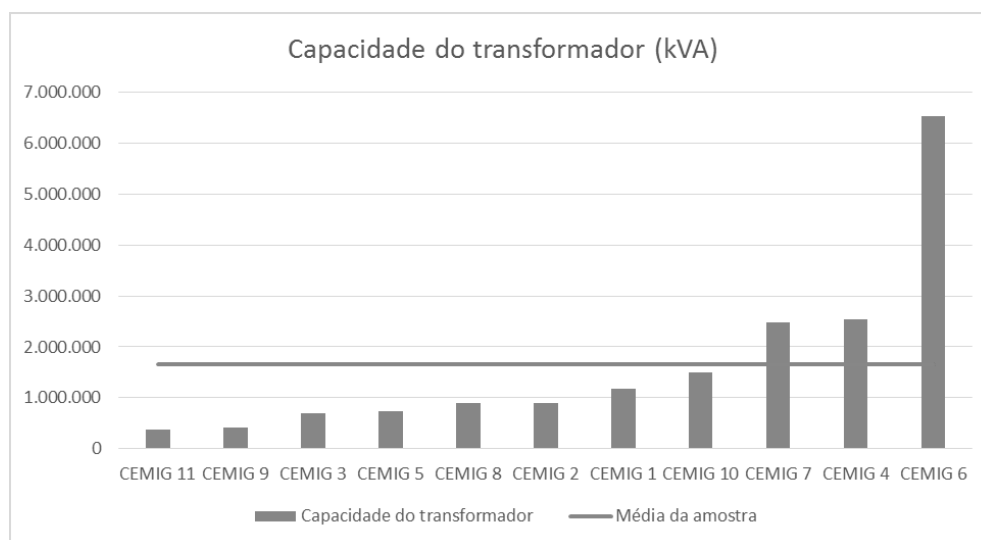


Figura 6.25 – Capacidade do transformador por Rede Unificada – CEMIG

Dado a alta correlação existente entre mercado faturado e capacidade do transformador, a CEMIG 6 possui a maior capacidade instalada, com mais de 6.000.000 kVA. A CEMIG 11 tem o menor valor neste quesito, com aproximadamente 381.000 kVA.

Foram examinados os indicadores de produtividade parciais, que utilizam a razão entre um produto e um insumo, como segue:

- Consumidor e energia distribuída por número de empregados;
- Consumidor e energia distribuída por extensão de rede;
- Consumidor e energia distribuída por capacidade do transformador;

A Rede Unificada com o maior valor para estes indicadores é considerada *benchmark*. A Tabela 6.12 apresenta as produtividades parciais das Redes Unificadas da CEMIG no ano de 2007:

Tabela 6.12 – Produtividade parcial CEMIG

Rede Unificada	Energia			Consumidor		
	por rede	por potência	por empregado	por rede	por potência	por empregado
CEMIG 1	21	0,94	906	10	0,46	447
CEMIG 2	83	1,18	1.201	28	0,40	408
CEMIG 3	45	1,04	1.049	18	0,41	415
CEMIG 4	49	1,01	1.022	16	0,33	337
CEMIG 5	50	1,07	1.079	22	0,47	475
CEMIG 6	167	1,36	1.400	43	0,35	357
CEMIG 7	55	1,15	1.158	13	0,28	279
CEMIG 8	36	0,92	923	11	0,27	274
CEMIG 9	26	0,95	937	7	0,24	235
CEMIG 10	25	0,88	864	11	0,38	369
CEMIG 11	31	1,05	1039	14	0,47	467

A CEMIG 6 possui a maior produtividade parcial considerando as razões energia por quilômetro de rede (167 MWh/km), energia por potência (1,36 MWh/kVA), energia por empregado (1.400 MWh/pessoa) e consumidor por rede (43 pessoas/km). Tal produtividade é explicada pelos altos valores de energia distribuída e número de consumidores, além da média das demais.

Contudo, a CEMIG 1 possui a menor produtividade parcial considerando as razões, energia por potência (0,88 MWh/kVA), energia por empregado (864 MWh/pessoa), consumidor por rede (7 pessoas/km), consumidor por potência (0,24 pessoa/kVA) e consumidor por empregado (235 pessoas/pessoa). Esta baixa produtividade é explicada principalmente pela grande extensão de rede, que é uma medida de dispersão da rede de distribuição.

Após as produtividades parciais terem sido apresentadas, os próximos parágrafos irão detalhar a análise de eficiência das Redes Unificadas considerando a metodologia DEA, que combina em um indicador único múltiplos insumos e produtos.

A Figura 6.26 foi criada a partir da Tabela 6.2 onde cada Rede Unificada da CEMIG foi mapeada de acordo com o seu efeito (positivo ou negativo) e com a sua intensidade (forte ou fraca) na eficiência global da distribuidora. Para tanto, foi avaliado os escores das Redes Unificadas do Modelo 3, que é o modelo sugerido por este trabalho.

Para a análise do impacto individual de cada Rede Unificada no desempenho da distribuidora, o número de consumidores de cada Rede Unificada foi o fator de ponderação para determinar a intensidade do seu efeito para a distribuidora. Para determinar o efeito positivo e negativo, os escores de eficiência foram divididos em quartis, onde o primeiro quartil representa o melhor desempenho e o último quartil o pior desempenho.

Desta forma, as Redes Unificadas que estão no primeiro quadrante possuem um forte impacto positivo, já aquelas que estão no segundo quadrante um baixo impacto positivo, no terceiro quadrante estão as Redes Unificadas com um baixo impacto negativo e finalmente no quarto quadrante estão localizadas aquelas que possuem um alto impacto negativo.

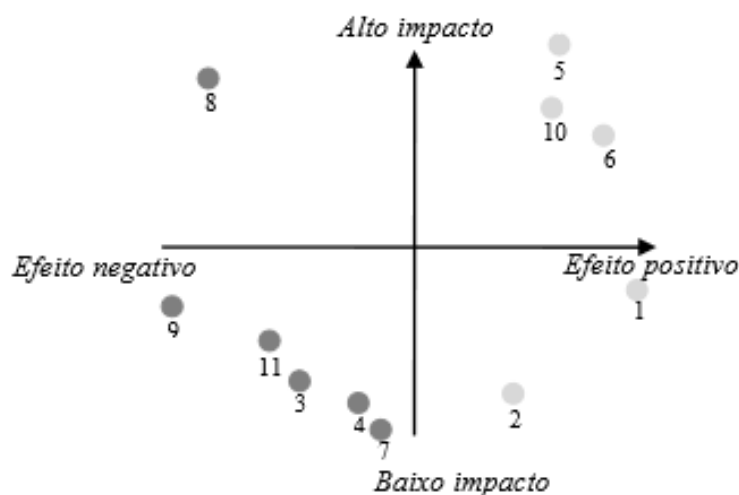


Figura 6.26 - Benchmarking interno

A partir da Tabela 6.2 e da Figura 6.26, pode-se ver que as Redes Unificadas 8 e 9 estão desempenhando um papel importante na queda de eficiência da CEMIG, já que a eficiência média das mesmas é em torno de 0,52 no Modelo 3.

As Redes Unificadas 8 e 9 estão localizadas no sudoeste e no noroeste do estado de Minas Gerais, respectivamente. Estas regiões são caracterizadas por uma baixa densidade de consumidores e uma alta incidência de raios. Este ambiente mais severo é refletido na qualidade do serviço: os consumidores da Rede Unificada 9 ficam, em média, 33 horas por ano sem energia elétrica (o maior valor para o indicador SAIDI desta distribuidora).

Portanto, o foco das ações dos gestores deve ser nas Redes Unificadas 8 e 9, cada esforço deve ser despendido para compreender os problemas existentes e fazer os ajustes necessários para reduzir o impacto deste ambiente mais severo.

As Redes Unificadas 1 e 6 estão contribuindo de maneira positiva para o *ranking* da CEMIG, já que ambas possuem uma eficiência de aproximadamente 0,96. A Rede Unificada 1 está localizada nordeste do estado de Minas Gerais, que possui uma baixa densidade de consumidores (6 consumidores por km<sup>2</sup>). A Rede Unificada 6 está localizada na região central do estado, caracterizada com uma maior concentração de carga do que as Redes Unificadas 8, 9 e 1 com 42 consumidores por km<sup>2</sup>, além de possuir o segundo melhor indicador SAIDI da distribuidora.

Vale destacar que com esta ferramenta a CEMIG pode comparar os diferentes desempenhos dentro das suas regiões e extrair boas práticas das RU 1 e 6 e aplicar nas RU 8 e 9, tendo em mente que especificidades podem estar presentes.

Algumas distribuidoras como a CEMIG, a Elektro e a Light já dividiram a administração da empresa em regiões. Cada região é tratada de forma independente e possui o seu próprio gerenciamento para atingir os objetivos da organização. Embora as Redes Unificadas foram originalmente formadas a partir de características elétricas, os gestores destas distribuidoras tentam delimitar as regiões através de características físicas, que se assemelham com a proposta.

## 6.5 Comparação entre abordagens: Rede Unificada e distribuidora

Os resultados dos 3 modelos foram comparados de acordo com as duas abordagens: (i) Redes Unificadas como unidade de análise e (ii) distribuidoras como unidade de análise.

Existem diversas formas de definir uma medida de eficiência que represente a distribuidora como um todo a partir da eficiência das Redes Unificadas. Neste trabalho, os resultados das Redes Unificadas apresentados na Tabela 6.2 foram ponderados pelo número de consumidores para formar uma média que represente a empresa. Tal ponderação foi adotada com base no critério de formação dos indicadores DEC e FEC das distribuidoras, que são uma média dos indicadores coletivos de cada conjunto ponderada pelo respectivo número de consumidores. A Tabela 6.13 apresenta os resultados das duas abordagens.

Considerando o Modelo 1 do lado esquerdo da tabela, as distribuidoras apresentaram uma eficiência média de 0,83 com um desvio padrão de 0,14. Neste modelo apenas a distribuidora Eletropaulo é considerada eficiente, e a Elektro obteve o menor escore de eficiência com 0,60.

Ao adicionarmos a qualidade do serviço no Modelo 2, há um aumento no escore de eficiência médio de 0,04, e uma redução na dispersão dos dados. A Eletropaulo permanece como a única empresa na fronteira de eficiência. As distribuidoras mais beneficiadas com esta parametrização são a Elektro e a Light, com um ganho de 0,19 e 0,10, respectivamente. A inclusão da qualidade do serviço não causou variação na eficiência de 4 distribuidoras.

O Modelo 3 apresenta uma eficiência média mais semelhante ao Modelo 1, com um valor de 0,83 e um desvio padrão de 0,11. A distribuidora considerada eficiente neste modelo é a Paulista, diferente dos modelos anteriores onde a Eletropaulo se destacava. A CEMIG melhora a sua posição e a sua eficiência neste modelo. No Modelo 1 e 2, a CEMIG ocupava a sétima posição, já no Modelo 3 esta mesma distribuidora ocupa a segunda posição. A CEMIG teve um aumento de 0,11 comparando o Modelo 1 e 3 e um aumento de 0,12 comparado o Modelo 2 e 3. Esta mudança é devido a extensa área de atuação da distribuidora com características ambientais das mais diversas.

Tabela 6.13– Comparação entre abordagens

Unidade: Redes Unificadas				Unidade: Distribuidoras			
Distribuidora	Mod. 1	Mod. 2	Mod. 3	Distribuidora	Mod. 1	Mod. 2	Mod. 3
Aes Sul	0,68	0,70	0,72	Aes Sul	0,95	0,95	0,95
Bandeirante	0,91	0,95	0,85	Bandeirante	1,00	1,00	1,00
CEEE	0,83	0,83	0,79	CEEE	0,84	0,84	0,84
CEMIG	0,76	0,79	0,87	CEMIG	0,98	0,98	0,98
Elektro	0,60	0,79	0,81	Elektro	0,66	0,78	0,78
Eletropaulo	1,00	1,00	0,69	Eletropaulo	1,00	1,00	1,00
Light	0,88	0,98	0,79	Light	0,92	0,95	0,95
Paulista	0,97	0,97	1,09	Paulista	1,00	1,00	1,00
Piratinga	0,93	0,93	0,86	Piratinga	1,00	1,00	1,00
RGE	0,69	0,73	0,76	RGE	0,92	0,92	0,92
<b>Média</b>	<b>0,83</b>	<b>0,87</b>	<b>0,82</b>	<b>Média</b>	<b>0,93</b>	<b>0,94</b>	<b>0,94</b>
<b>Desvio Padrão</b>	<b>0,14</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>Desvio Padrão</b>	<b>0,10</b>	<b>0,08</b>	<b>0,08</b>

A Eletropaulo deixa a fronteira de eficiência quando comparamos o Modelo 1 e 2 com o Modelo 3, com uma redução de 0,31. A Eletropaulo, ao contrário da CEMIG, não possui uma área com características ambientais diversas e por esta razão teve redução no escore de eficiência.

A Paulista também teve a sua eficiência elevada com a inclusão dos aspectos ambientais. A distribuidora teve um aumento de 0,12 comparando os Modelos 1 e 2 com o Modelo 3. Apesar de possuir um adensamento de carga médio, há uma grande incidência de raios na sua área de concessão.

Ao considerarmos o lado direito da tabela, a Elektro e a Light têm a sua eficiência elevada devido a inclusão do aspecto da qualidade do serviço, as demais distribuidoras permanecem com o mesmo escore de eficiência. A primeira tem um ganho de eficiência de 0,12, enquanto a segunda tem um aumento menor de 0,03.

A Elektro é comparada com uma combinação linear entre a Bandeirantes, a Eletropaulo e a Piratinga que possuem um indicador SAIDI da ordem de 9, 8 e 6 horas, respectivamente. A Elektro tem um indicador SAIDI da ordem de 10 horas, sendo a sexta melhor distribuidora da amostra neste aspecto.

A Light é comparada com as mesmas empresas da Elektro, contudo esta distribuidora tem um indicador SAIDI da ordem de 8 horas e possuindo o quarto melhor SAIDI da amostra avaliada.

A análise de correlação dos escores de eficiência visa avaliar como os mesmos modelos sob diferentes abordagens (Rede Unificada e distribuidora) definem o *ranking* e o escore das distribuidoras, a Tabela 6.14 reúne estas informações.

Tabela 6.14 – Correlação resultados: RU *versus* Distribuidoras

	<b>Modelo 1</b>	<b>Modelo 2</b>	<b>Modelo 3</b>
<b>Modelo 1</b>	0,69		
<b>Modelo 2</b>		0,50	
<b>Modelo 3</b>			0,25

O maior índice de correlação alcançado foi no Modelo 1, ou seja, apesar da baixa correlação, o Modelo 1 das Redes Unificadas e o Modelo 1 das distribuidoras apresentam a maior convergência de resultados dentre os 3 modelos avaliados. As duas abordagens apontam a Eletropaulo como parte integrante da fronteira de eficiência. Contudo, a maior divergência se apresenta na distribuidora Aes Sul, que no Modelo 1 do lado esquerdo da tabela possui uma eficiência de 0,68 e no lado direito possui uma eficiência de 0,95, resultando em uma diferença no escore de eficiência de 0,27.

O Modelo 2 apresenta uma correlação ainda mais baixa, com um índice de 0,50, ou seja, estas duas abordagens consideram diferentes escores de eficiência e conseqüentemente indicam diferentes *rankings*. Assim como no Modelo 1, neste modelo há uma concordância entre as abordagens sobre o desempenho da Eletropaulo como fronteira de eficiência. A distribuidora Aes Sul permanece como o caso com maior divergência entre os resultados.

O Modelo 3 apresenta o menor índice de correlação e não há uma única distribuidora com os mesmos resultados nas duas abordagens. O maior caso de divergência encontrado é a Eletropaulo, que na abordagem da Rede Unificada possui uma eficiência de 0,69, enquanto na abordagem da distribuidora é considerada eficiente.

Portanto, a abordagem da Rede Unificada e a abordagem da distribuidora apresentam resultados distintos, em alguns casos até divergentes. O presente trabalho propõe a adoção da abordagem da Rede Unificada para análise de eficiência das distribuidoras brasileiras pelas razões expostas ao longo do trabalho, mas principalmente por solucionar a marcada heterogeneidade presente em nosso país.

## Resumo

Os resultados por DMU dos escores de eficiência operacional obtidos para cada modelo proposto foram apresentados e discutidos, assim como foram calculados os valores médios de eficiência para cada modelo, inclusive analisando a correlação entre eles.

Ao analisar as Redes Unificadas, elas são, em média, tecnicamente eficientes 0,75 no Modelo 1, 0,79 no Modelo 2 e 3, refletindo que há espaço para melhoria da eficiência. O Modelo 1 é o modelo que apresenta o maior desvio padrão, que resulta em uma maior variabilidade dos escores de eficiência das Redes Unificadas. Já o Modelo 3, os escores de eficiência das Redes Unificadas se comportam de uma maneira mais uniforme.

O Modelo 1, apresenta 15 Redes Unificadas eficientes, dentre as quais 9 pertencem a uma área com alta densidade de consumidores. Todas as Redes Unificadas da Eletropaulo são eficientes. É importante destacar que esta distribuidora opera em uma área com a maior concentração de carga do país com uma baixa incidência de raios. Portanto, como neste modelo não há a inclusão de variáveis ambientais, esta distribuidora se apresenta como a mais eficiente.

Considerando o Modelo 2, no qual a qualidade do serviço é inclusa, 17 Redes Unificadas são eficientes, sendo que 11 estão localizadas em áreas com baixa incidência de raios. A eficiência média mostra que algumas Redes Unificadas tiveram um melhor desempenho no Modelo 2 do que no Modelo 1. Este resultado indica que o Modelo 1 pode penalizar as Redes Unificadas que são eficientes na qualidade do serviço.

Estes resultados sugerem que há um *trade off* entre insumos de trabalho e capital *versus* qualidade do serviço. Portanto, modelos que incluem a qualidade são mais apropriados para a análise de eficiência. Neste sentido, modelos semelhantes ao Modelo 1 não tem capturado o aspecto da qualidade do serviço das distribuidoras.

Ao considerar o Modelo 3, apenas 7 Redes Unificadas são eficientes, cenário bem distinto do Modelo 2. Algumas Redes Unificadas tiveram a sua eficiência reduzida por atuarem em uma área de concessão mais favorável, enquanto outras tiveram a sua eficiência elevada por atuarem em uma área de concessão menos favorável. Vale ressaltar que o Modelo 1 e o Modelo 2 podem penalizar as empresas que atuam em uma área de concessão adversa.



Portanto, o Modelo 1 tem duas grandes desvantagens com relação ao Modelo 2 e 3: (i) a qualidade do serviço pode ser comprometida no Modelo 1 porque as distribuidoras podem reduzir insumo de trabalho e capital indiscriminadamente para alcançar uma maior eficiência; (ii) na medida em que no Modelo 1 são considerados somente os insumos e produtos, as especificidades das áreas de concessão não são levadas em consideração. Ou seja, supõe-se que as empresas atuam em áreas com características semelhantes. Assim, este modelo não consegue distinguir uma empresa ineficiente de uma empresa que atua em um ambiente mais adverso.

Ao analisar o índice de correlação entre os diferentes modelos, o Modelo 3 (modelo proposto), que combina aspectos insumo de trabalho, insumo de capital, qualidade e ambiente em uma abordagem DEA em dois estágios, apresenta uma correlação maior com o Modelo 2, sendo a principal diferença entre os modelos a consideração da variável incidência de raios e densidade dos consumidores. A vantagem do Modelo 3 é a captura de parte da influência ambiental na eficiência da Rede Unificada.

Já comparando o Modelo 3 com o Modelo 1, a correlação é menor ( $r = 0,76$ ), mostrando que os modelos não consideram como eficientes as mesmas Redes Unificadas, ou seja, a inclusão das variáveis qualidade e ambiente na análise de eficiência altera o *ranking* e o escore das unidades avaliadas. Portanto, parte do que foi determinado no Modelo 1 como ineficiência pode ser explicado pela inclusão destas novas variáveis.

Ao avaliar os *benchmarks* nos diferentes modelos, considerando o Modelo 1, percebe-se que a Eletropaulo se destacou por todas as suas Redes Unificadas serem considerada eficientes. Inclusive a Rede Unificada 3 serviu de referência para as DMUs ineficientes 33 vezes. A Piratininga 1 e a RGE 8, ambas da *holding* CPFL, foram consideradas referência no Modelo 1 para 22 e 20 DMUs ineficientes, respectivamente.

No Modelo 2 os *benchmarks* mais adotados para a construção de referência para as unidades ineficientes são Piratininga 1 e a Eletropaulo 3. A primeira serviu de referência 37 vezes, ou seja, mais da metade das Redes Unificadas tem a Piratininga 1 como integrante da sua fronteira. A Eletropaulo 3 também se destaca, integrando a fronteira 35 vezes. O Modelo 3 não foi analisado, já que para a construção dos *benchmarks* é utilizada a mesma fronteira DEA do Modelo 2.

Ao analisar as distribuidoras, elas são, em média, tecnicamente eficientes 0,93 no Modelo 1, 0,94 no Modelo 2 e 3; refletindo que há pouco espaço para melhoria da eficiência das distribuidoras nos três modelos. O Modelo 1 é o modelo que apresenta o maior desvio padrão, que resulta em uma maior variabilidade dos escores de eficiência das distribuidoras. Já o Modelo 2 e 3, os escores de eficiência se comportam de uma maneira mais uniforme.

O Modelo 1 destaca 5 distribuidoras eficientes, sendo a Eletropaulo eficiente no ano de 2006 e 2007. Neste modelo a distribuidora Elektro alcançaram a menor eficiência da amostra, com um escore de eficiência de 0,66.

Quando a qualidade do serviço é incluída na análise (Modelo 2), o desempenho das distribuidoras sofre alterações, permitindo avaliar os possíveis *trade offs* entre os insumos e a qualidade. A eficiência média mostra que algumas empresas tem um desempenho melhor com qualidade do serviço. Ao incluir a qualidade, o número de distribuidoras na fronteira permanece igual a 5.

Quando as variáveis ambientais são incluídas no modelo de eficiência, o desempenho das distribuidoras não se modifica (Modelo 3). Assim, os escores e o *ranking* permanecem iguais ao Modelo 2, com 5 distribuidoras determinando a fronteira.

Ao analisar a correlação entre os diferentes modelos, o Modelo 3, que combina qualidade e variáveis ambientais, apresenta uma correlação igual a um com o Modelo 2, já que os resultados são iguais como destacado anteriormente.

Já comparando o Modelo 2 com o Modelo 1, a correlação é de 0,97, mostrando que os resultados são muito parecidos de acordo com estas duas parametrizações, mas vale ressaltar que há uma modificação nos escores de eficiência de algumas distribuidoras. Uma possibilidade para a semelhança de resultados é que as empresas eficientes quanto aos insumos de capital e trabalho são coincidentemente eficientes sob o aspecto da qualidade do serviço.

## Capítulo 7 - Conclusões

### 7.1 Aspectos gerais

A análise de eficiência está recebendo uma atenção considerável dos reguladores do setor elétrico, especialmente no segmento de distribuição. Devido à característica de monopólio natural, o segmento de distribuição não é sujeito às leis de mercado.

A metodologia *Data Envelopment Analysis* (DEA) vem sendo utilizada para calcular a eficiência relativa das distribuidoras e construir uma fronteira de eficiência a partir dos dados de insumo e produto de cada *Decision Making Unit* (DMU). No terceiro ciclo de revisão tarifária conduzido pela ANEEL, esta metodologia foi aplicada e surgiram uma série de questionamentos apresentados ao longo deste trabalho e que serviram de estímulo para o desenvolvimento desta tese.

A originalidade deste trabalho reside no uso do conceito de Redes Unificadas (RUs) para dividir a área de concessão em subgrupos mais homogêneos do que a distribuidora como um todo, que são considerados as novas *Decision Making Units*, sendo, portanto, diferente da abordagem tradicional, onde as distribuidoras são vistas como DMUs.

Embora pareça incomum a proposta de Redes Unificadas como unidades de planejamento e operação independentes, muitas distribuidoras com grandes áreas de concessão já criaram as suas próprias regionais. A forma como as empresas tratam as suas regionais diferem no nível de liberdade de decisão dado a cada uma. Uma outra visão mais moderna se refere à constituição de Micro-Redes (“Micro-Grids”) que começam a desempenhar certa autonomia em vários países face a introdução das tecnologias “Smart Grid” e das gerações distribuídas. As RUs cumprem estas características de Micro-Redes inclusive na forma como são definidas as fronteiras.

Para embasar a proposta, no Capítulo 2 foi feita uma revisão bibliográfica detalhada sobre as atuais reformas no setor elétrico, que seguem uma tendência marcada pela mudança da forma de regulação tradicional para a regulação por incentivos. Esta última pode ser definida como um processo que usa recompensas e/ou penalidades para induzir a concessionária a alcançar determinadas metas. O objetivo é tornar as concessionárias mais eficientes economicamente através da redução de custos.

No Capítulo 3, foram reunidos os conceitos sob os quais a metodologia DEA é fundamentada. Para tanto, foram revisados conceitos de tecnologia de produção e de eficiência do processo produtivo, com destaque para o conceito de eficiência proposto por Pareto-Koopmans (1951) e Farrell (1957). No mesmo capítulo foi detalhada uma das técnicas de *benchmarking* mais aplicadas na regulação por incentivos, *Data Envelopment Analysis*. Para tanto, foi apresentado conceito, histórico, vantagens e desvantagens desta metodologia. Os modelos clássicos, modelo CRS e VRS, foram equacionados sob a ótica dos multiplicadores e sob a ótica do envelopamento. O modelo em dois estágios também foi apresentado, já que o mesmo permite a inclusão das variáveis ambientais no cálculo de eficiência. Logo em seguida, o conceito de Redes Unificadas foi introduzido. Além do conceito, um breve histórico de aplicação no setor elétrico brasileiro, as vantagens desta regionalização tanto na definição de tarifas, quanto na análise de eficiência foi apresentado. O capítulo se encerra com as etapas para criação das Redes Unificadas, a saber: 1) definição da área de influência; e 2) identificação dos elos fortes e fracos.

O Capítulo 4 abordou os aspectos principais da regulação da qualidade do serviço. Destacou-se a importância da análise de qualidade nas diferentes formas de regulação: regulação tradicional e regulação por incentivos. Além disto, foi apresentado o modelo de regulação da qualidade do serviço adotado pela ANEEL. A seção abordou os conceitos de cada indicador, as equações necessárias para o cálculo, o período de apuração dos indicadores, como calcular o limite de cada indicador coletivo e ainda, o Fator X – Qualidade e o cálculo pagamento das compensações individuais. Neste mesmo capítulo foi introduzido o modelo de regulação dos custos operacionais eficientes adotado pela ANEEL para o 3CRTP. Foram detalhadas as seguintes etapas da metodologia: (i) correção inflacionária, (ii) cálculo do ganho de produtividade, (iii) estimativa do crescimento dos ativos, (iv) análise de eficiência e (v) componente T do Fator X. Um resumo das principais contribuições recebidas durante a Audiência Pública 040 de 2010 foi apresentado. Em seguida, foram abordadas as práticas internacionais mais relevantes no uso dos métodos *top down* para a regulação dos custos e a regulação da qualidade do serviço. Foram dois os países analisados: Reino Unido e a Noruega. O primeiro foi escolhido por ser o modelo institucional adotado no Brasil durante a reforma do setor elétrico e o último por utilizar mais amplamente as técnicas de *benchmarking*.

A metodologia empregada no presente estudo foi detalhada no Capítulo 5. A base para a construção da mesma foi o trabalho desenvolvido por Golany e Roll no ano de 1989, que trata

de uma metodologia para aplicação da ferramenta DEA composta por três fases principais: (i) definição e seleção das DMUs; (ii) seleção das variáveis de insumo e produto e (iii) aplicação do modelo DEA. Neste capítulo focou-se nas duas primeiras fases, já que a aplicação do modelo DEA foi detalhada no Capítulo 6. Logo em seguida, foi apresentada a análise estatística das variáveis, que possibilitou conhecer o comportamento das diversas empresas e Redes Unificadas para cada variável e em relação às estatísticas do grupo. Na última seção foram apresentados os 3 modelos DEA, que reuniu as melhores combinações de insumo e produto representativas do negócio de distribuição de energia elétrica. Finalmente, foi apresentado o teste de escala, que permitiu definir de forma empírica o retorno de escala a ser utilizado na amostra avaliada.

Foram discutidos no Capítulo 6 os resultados das simulações. Inicialmente, as produtividades parciais das Redes Unificadas e das distribuidoras foram apresentadas com o intuito de obter um maior conhecimento e sensibilidade das unidades avaliadas. Em seguida, foram detalhados os resultados de cada um dos 3 modelos definidos no Capítulo 5, tanto para a amostra das Redes Unificadas, quanto para a amostra das distribuidoras. Tais resultados permitiram avaliar o desempenho das unidades com relação aos insumos de trabalho, insumos de capital e qualidade do serviço, identificando a existência ou não de um possível *trade off*. Vale ressaltar, que esta análise está relacionada com o primeiro e o segundo objetivo específico apresentados na Seção 1.2. Além disto, os resultados dos 3 modelos permitiram testar a robustez do método não paramétrico e analisar seus pontos fortes e fracos, abordando o terceiro objetivo específico apresentado na Seção 1.2. Também foi discutido a correlação entre os resultados de cada modelo, permitindo avaliar quão assertivo é cada deles na classificação das *Decision Making Units*. Conhecido os escores de eficiência, a análise dos resultados concentrou-se no estudo do *benchmark* associado a cada DMU avaliada. As características do *benchmark* permitiram estudar o significado da medida obtida e a viabilidade das metas projetadas. Após, foram relatadas as folgas no processo produtivo, que correspondem as possibilidades de redução adicional nos insumos ou aumento adicional nos produtos. Logo em seguida, foram apresentados os valores alvo das variáveis insumo e produto que as empresas ineficientes deverão obter para alcançar a fronteira de eficiência; esta análise está diretamente relacionada com o quarto objetivo específico apresentado na Seção 1.2. Finalmente foi apresentado o *benchmarking* interno com o intuito de direcionar os esforços da distribuidora para aquelas

regiões que necessitam de uma atenção maior, além de extrair informações valiosas daquelas regiões eficientes. Assim, o objetivo principal é desdobrado nesta análise.

## 7.2 Principais contribuições

No primeiro ciclo de revisões tarifárias, a ANEEL adotou uma abordagem *bottom up* através da aplicação da Empresa de Referência, sendo esta reformulada e adotada também no segundo ciclo. No terceiro ciclo, a agência muda para uma abordagem *top down*, implementada através de técnicas de *benchmarking*.

A tese propôs uma nova abordagem de *benchmarking* através da aplicação conjunta entre a metodologia *Data Envelopment Analysis* (DEA) e o conceito de Redes Unificadas (RU) na análise de eficiência técnica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, considerando a segregação da distribuidora em subunidades e a construção de diferentes modelos, tendo como foco uma melhor discriminação dos parâmetros que norteiam o cálculo da eficiência.

A proposição da nova abordagem de *benchmarking* deste trabalho é baseada em três princípios: (i) construção de uma abordagem de análise de eficiência que seja intuitiva e prática, (ii) adoção de esquemas regulatórios comparativos sedimentados e (iii) utilização de uma base de dados pública e desagregada.

Reunindo os princípios citados anteriormente com o conhecimento sobre a regulação nacional e internacional, chegou-se aos seguintes itens que compõem a proposta de análise de eficiência técnicas das distribuidoras brasileiras:

1. Criação de um instrumento direcionador para aumento do incentivo à eficiência técnica no segmento de distribuição;
2. Consideração dos insumos de trabalho e capital com o intuito de tornar a comparação entre as distribuições mais justa;
3. Inclusão do aspecto da qualidade do serviço para avaliar o possível *trade off* entre insumos e qualidade;
4. Controle dos aspectos ambientais que são exógenos ao controle das empresas;
5. Redução do impacto da heterogeneidade externa e interna presente nas distribuidoras brasileiras através das RUs;
6. Tratamento das diferentes escalas existentes no segmento de distribuição;

7. Melhoria da relação entre a regulação econômica e a regulação técnica das distribuidoras, representadas pela definição da receita permitida e pela qualidade de suprimento, respectivamente.

Este estudo proporcionou a criação de uma estrutura direcionadora para analisar a eficiência técnica das distribuidoras considerando aspectos como insumos de trabalho, capital, qualidade do serviço e ambiente, sendo este último de grande impacto no caso de países caracterizados por grandes extensões territoriais.

Com a proposta de divisão da distribuidora em subunidades de planejamento e operação, o trabalho consegue reunir um importante benefício advindo de uma abordagem *bottom up*, qual seja direcionar a gestão, com as vantagens da abordagem *top down*, principalmente no que tange ao maior estímulo à eficiência técnica das distribuidoras.

O direcionamento das medidas para melhoria da eficiência das empresas deveria ser feito através da aplicação do *benchmarking* interno. Com a adoção combinada das Redes Unificadas e a metodologia DEA, a distribuidora poderia comparar os diferentes desempenhos dentro das suas regiões e extrair boas práticas das Redes Unificadas eficientes e aplicar nas Redes Unificadas ineficientes.

Desta forma, a sede da distribuidora funcionaria como um “regulador” que determina metas de eficiência para subunidades de planejamento e operação com o objetivo de melhorar o desempenho da empresa como um todo. Este item é considerado o mais importante desta tese, pois apresenta uma forma de transição mais equilibrada entre as abordagens *bottom up* e *top down*.

Neste estudo, foi investigado o efeito da inclusão da qualidade do serviço no desempenho das distribuidoras e/ou Redes Unificadas brasileiras. Identificou-se algumas Redes Unificadas com eficiência maior no modelo que inclui a qualidade do serviço do que no modelo onde tal aspecto é negligenciado. Este resultado corrobora a existência de um *trade off* e faz uma distinção entre as competências de gerenciamento dos insumos totais e da qualidade do serviço. Desta forma, os resultados das simulações mostram que é necessário integrar a qualidade do serviço na análise de eficiência do segmento de distribuição.

Também foi analisado o impacto das variáveis ambientais na eficiência. Foi encontrada uma correlação significativa entre os escores de eficiência das Redes Unificadas e as variáveis ambientais (incidência de raios e dispersão). Após este ajuste, boa parte das Redes Unificadas teve o seu escore de eficiência modificado. O impacto em algumas Redes Unificadas é maior do que em outras. O mesmo não resultado não foi encontrado para as distribuidoras, ou seja, não houve significância estatística entre os escores de eficiência e as variáveis ambientais. Uma possível razão para este resultado é que as variáveis ambientais são tratadas como médias para toda a área de concessão, falhando ao representar a diversidade entre as regiões. Assim, pode-se argumentar que o impacto das variáveis ambientais no Brasil é significativo.

As evidências relatadas nos dois parágrafos anteriores indicam (i) a existência de um *trade off* entre insumos totais e qualidade e (ii) o impacto do ambiente no desempenho das distribuidoras, sugerindo, portanto, que a análise de eficiência global é preferível a parcial. Isto posto, a proposta da nova abordagem de aplicação de *benchmarking*, que combina a metodologia DEA com o conceito de Redes Unificadas, se mostra no mínimo interessante ao implementar de forma mais efetiva os aspectos ambientais, bem como a qualidade do serviço.

### 7.3 Desenvolvimentos futuros

São diversas as possibilidades de aprofundamentos ao presente estudo, algumas que ainda não foram exploradas são:

- Ampliação da amostra para contemplar as 63 distribuidoras de energia elétrica brasileiras;
- Adoção de ferramenta *Cluster Analysis* para melhorar a homogeneidade entre as Redes Unificadas avaliadas;
- Aplicação de outras variáveis normalmente utilizadas em pesquisas internacionais, como: fator de carga, perdas de energia, vendas residenciais e industriais;
- Investigação da inclusão de restrições aos pesos no modelo DEA e da avaliação cruzada;
- Avaliação de desempenho das RUs incluindo geração distribuída onde estas pequenas redes passam a constituir as Micro-redes.



## Referência Bibliográfica

- ABRADEE. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS DISTRIBUIDORES DE ENRGIA ELÉTRICA. *O setor de distribuição de energia elétrica*. Disponível em: [www.abradee.org.br](http://www.abradee.org.br).
- ANAYA, K. L.; POLLITT, M. G. *Does Weather Have an Impact on Electricity Distribution Efficiency? Evidence from South America*. Cambridge Working Paper in Economics, EPRG 1404, 2014.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)
- ANEEL. *Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais*. Nota Técnica nº 265/2010.
- ANEEL. *Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais*. Nota Técnica nº 294/2011.
- ANEEL. *Metodologia para o estabelecimento da relação entre a qualidade e os investimentos necessários ao seu atendimento no segmento da distribuição de energia elétrica*. Nota Técnica nº 25/2006.
- ARAÚJO, J. L. R. H. *Modelos de formação de preços na regulação de monopólios*. *Econômica*, v3, n. 1, 2001.
- AVERCH, H.; JOHNSON, L. L. *Behavior of the firm under regulatory constraint*. *The American Economic Review*, v. 52, n. 5, 1962.
- BANKER, R. D., A. CHARNES, W. W. COOPER, J. SWARTS and D. THOMAS. *An introduction to data envelopment analysis with some of its models and their uses*. *Research in Governmental and Nonprofit Accounting*, v. 5, 1989.
- BANKER, R. D., MOREY, R. C. *Efficiency Analysis for Exogenously Fixed Inputs and Outputs*. *Operational Research*, v.34, n.4, 1986.
- BANKER, R. D.; CHARNES, A.; COOPER, W. W. *Some models for estimating technical and scale inefficiencies in Data Envelopment Analysis*. *Management Science*, v. 30, n. 9, 1984.
- BANKER, R.D. Report on ANEEL's Proposal for Electricity Distribution Tariff Regulation Technical Note No. 101/2011. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/contribuicao/rajiv\\_banker\\_and\\_ana\\_lopes\\_report.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/contribuicao/rajiv_banker_and_ana_lopes_report.pdf). 2011.
- BANKER, R.D., NATARAJAN, R. *Evaluating Contextual Variables Affecting Productivity using Data Envelopment Analysis*. *Operations Research*, v.56, no. 1, 2008.
- BATISTA, F. D. *Metodologia para o uso da análise por envoltória de dados no auxílio à decisão*. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Itajubá, 2009.
- BERG, S.V. *Introduction to the Fundamentals of Incentive Regulation*. Public Utility Research Center University of Florida, 1998.
- BILLINTON R, ALLAN R. *Reliability Evaluation of Power Systems*. Pitman Advance Publishing Program. Boston, London, Melbourne, 1984.
- BILLINTON, R.; CUI, L.; PAN, Z. *Quantitative reliability considerations in the determination of performance-based rates and customer service disruption payment*. *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 6, 2002.
- BITU, R.; BORN, P. *Tarifas de energia elétrica, aspectos conceituais e metodológicos*. MM Editora, 1993.

- BOGETOFT, P. *Comments on the Brazilian benchmarking model for energy distribution regulation Fourth cycle of tariff review – NT 192/2014*. Available at: <http://www.aneel.gov.br/>, 2014.
- BROWN, R. E.; BURKE, J. J. *Managing the risk of performance based rates*. IEEE Transactions on Power System, v.15, n. 2, 2000.
- BURNS, P. E.; JENKINS, C.; RIECHMANN C. *The role of benchmarking for yardstick competition*. Utilities Policy, v. 13, n. 4, 2005.
- BURNS, P.; WEYMAN-JONES, T. *Regulatory Incentives, Privatisation, and Productivity Growth in UK Electricity Distribution*. CRI, London, 1994.
- CAMBINI, C.; FUMAGALLI, E.; CROCE, A. *Output-based incentive regulation: benchmarking with quality of supply in electricity distribution*. Energy Economics, under revision, 2012.
- CARNEIRO, J. *Metodologia para definição de Redes Unificadas*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011.
- CAVES, D.W.; CHRISTENSEN, L.R.; DIEWERT, W.E. *The economic theory of index numbers and the measurement of input, output, and productivity*. Econometrica, n.5, 1982.
- CEER, Council of European Energy Regulators. *Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies*, 2001.
- ÇELEN, A. *Efficiency and productivity (TFP) of the Turkish electricity distribution companies: An application of two-stage (DEA&Tobit) analysis*, Energy Policy, 2013.
- CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. Disponível em: [www.cemig.gov.br](http://www.cemig.gov.br)
- CHARNES, A.; COOPER, W.; LEWIN, A.; SEIFORD, L. *Data Envelopment Analysis. Theory, methodology and applications*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1994.
- CHARNES, A.; COOPER, W; RHODES, E. *Evaluating Program and Managerial Efficiency: An Application of Data Envelopment Analysis to Program Follow Through*. Management Science, v. 27, no. 6, 1981.
- CHIEN, C.; LO, F.; LIN, J. T. *Using DEA to Measure the Relative Efficiency of the Service Center and Improve Operation Efficiency Through Reorganization*. IEEE Transaction on Power Systems, v. 18, n. 1, 2003.
- CHONG, E. *Yardstick competition vs. individual incentive regulation: What the theoretical literature has to say?* MIMEO, 2004.
- COELLI, T.; O'DONNELL, C.; BATTESE, G. *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- COELLI, T.J. *A guide to DEAP version 2.1: a data envelopment analysis program*. Armidale: University of New England, 1996.
- COOK, W.D.; HARRISON, J.; IMANIRAD, R.; ROUSE, P.; ZHU, J. *Data Envelopment Analysis with Nonhomogeneous DMUs*. Operations Research, v. 61, no. 3, 2013.
- DANNI, L.; MOITA, R. *O método de empresa de referência nas revisões tarifárias realizadas pela ANEEL e uma proposta de retorno à prática regulatória ortodoxa*. IBMEC Working Paper, WPE, n.46, 2007.

- DEBREU, G. *The coefficient of resource utilization*. *Econometrica*, v. 19, n.3, 1951.
- DYSON, R. G.; ALLEN, R.; CAMANHO, A. S.; PODINOVSKI, V. V.; SARRICO, C. S.; SHALE, E. A. *Pitfalls and protocols in DEA*. *European Journal of Operational Research*, v. 132, n. 2, 2011.
- DYSON, R. G.; THANASSOULIS, E. *Reducing weight flexibility in Data Envelopment Analysis*. *Journal of the Operational Research Society*, v. 39, n. 6, 1988.
- EDVARSDEN, D. F.; FØRSUND, F. R. *International benchmarking of electricity distribution utilities*. *Resource and Energy Economics*, v. 25, no. 4, 2003.
- ERGAS, H.; SMALL, J. *Price Caps and Rate of Return Regulation*. Network Economics Consulting Group, 2001.
- ESTACHE, A.; ROSSI, M. A.; RUZZIER, C.A. *The case for international coordination of electricity regulation: Evidence from the measurement of efficiency in South America*. *Journal of Regulatory Economics*, v. 25, no. 3, 2004.
- ESTACHE, A.; TOVAR B.; TRUJILLO, L. *Are African electricity distribution companies efficient? Evidence from the Southern African Countries*. *Energy Policy*, v. 36, no. 6, 2008.
- FARE, S. G.; NORRIS, M.; ZHANG, Z. *Productivity growth, technical progress and efficiency change in industrialized countries*. *American Economic Review*, n.84, 1994.
- FARIAS, P. C. L. *Desempenho, transparência e regulação: o mito das incompatibilidades congênitas*. Congresso Internacional del CLAD sobre la Reforma del Estado y de la Administración Pública, 2004.
- FARRELL, M.J. *The measurement of productive efficiency*. *Journal of the Royal Statistical Society*, v.120, n.3, 1957.
- FERRAZ, R. C. M. *Regulação de Mercados de Energia Elétrica: Estudo dos Casos Britânico, Norueguês e Brasileiro*. Prêmio SEAE, Brasília – Distrito Federal, 2006.
- FRASER, R. *Price, Quality and regulation: an analysis of price capping and the reliability of electricity supply*. *Energy Economics*, v. 16, n. 3, 1994.
- FRIED, H.; LOVELL, K. C. A.; SCHMIDT, S. S. *The measurement of productive efficiency and productivity growth*. New York: Oxford University Press, 2008.
- GALVÃO, P. J. L. N. *Análise envoltória de dados aplicada ao setor brasileiro de distribuição de energia elétrica*. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção, Ibmecc, 2008.
- GASTALDO, M. M.; BERGER, P. *Modelos Regulatórios estrangeiros circunscritos ao setor elétrico*. *Revista O Setor Elétrico*, 2009.
- GIANNAKIS, D.; JAMASB, T.; POLLITT, M. *Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks*. *Energy Policy*, v. 33, no. 17, 2005.
- GILES, D. E. A.; WYATT, N. S. *Economies of Scale in New Zealand Electricity Distribution Industry*. In: Phillips, P.C.B. (Ed.), *Models, Methods and Application of Econometrics*. Blackwell, Oxford, 1993.
- GOLANY, B.; ROLL, Y. *An application procedure for DEA*. *Omega International Journal of Management*, v. 17, n. 3, 1989.

GOMES, A. P. *Contribuição à Audiência Pública 040 de 2010*. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2010&attIdeFasAud=432&attAnoFasAud=2011&id\\_area=13](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2010&attIdeFasAud=432&attAnoFasAud=2011&id_area=13). 2010.

GOMES, T.; RIVIER, J. *Distribution and power quality regulation under electricity competition. A comparative study*. Harmonics and Quality of Power. Proceedings of the Ninth International Conference on, 2000.

GRIFELL-TATJÉ, E.; KERSTENS, K. *Incentive Regulation and the Role of Convexity in Benchmarking Electricity Distribution: Economists versus Engineers*. Working Papers-ECO-01, IESEG School of Management, 2006.

GRIFELL-TATJE, E.; LOVELL, C. A. K. *The Managers Versus the Consultants* (mimeo), 2000.

GROWITSCH, C.; JAMASB, T.; POLLITT, M. *Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution*. Applied Economics, v. 41, n. 20, 2009.

GUJARATI, D. N. *Econometria Básica*. 4ª Edição. Rio de Janeiro. Elsevier- Campus, 2006.

HANEY, A. B.; POLLITT, M. G. *Efficiency Analysis of Energy Networks: An International Survey of Regulators*. Energy Policy, v. 37, no. 12, 2009.

HJALMARSSON, L.; VEIDERPLASS, A. *Productivity in Swedish electricity retail distribution*. Scandinavian Journal of Economics, v. 94, 1992.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. *Competition and choice in electricity*. Wiley, 1996.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br)

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Energéticas. Disponível em: [www.inpe.gov.br](http://www.inpe.gov.br)

JAMASB, T.; OREA, L.; POLLITT, M. G. *Estimating Marginal Cost of Quality Improvements: The Case of the UK Electricity Distribution Companies*. Energy Economics, v. 34, no. 5, 2012.

JAMASB, T.; OREA, L.; POLLITT, M.G. *Weather factors and performance of network utilities: A methodology and application to electricity distribution*. EPRG Working Paper 1020, Cambridge Working Paper in Economics 1042. University of Cambridge, 2010.

JAMASB, T.; POLLITT, M. *Benchmarking and regulation: international electricity experience*. Utilities Policy, v. 9, n. 3, 2001.

JAMASB, T.; POLLITT, M. *International benchmarking and regulation: An application to European electricity distribution utilities*. Energy Policy, v. 31, no. 15, 2003.

JAMISON, M. A. *Regulation: Price Cap and Revenue Cap*. Encyclopedia of energy engineering and technology. New York: CRC Press, 2007.

JOSKOW, P. Economic Regulation. *Critical Ideas in Economics 1*. Elgar. Cheltenham, 2000.

KESSLER, M. R. *A regulação econômica no setor elétrico Brasileiro: teoria e evidências*. Dissertação (Mestrado em Economia) Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

KINNUNEN, K. *Pricing of electricity distribution: an empirical efficiency study in Finland, Norway and Sweden*. Utilities Policy, v.13, 2005.

- KIRSCHEN, R.; STRBAC, A. G. *Contributions to Individual Generators to Loads and Flows*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 12, no. 1, 1997.
- KOOPMANS, T.C. *Analysis of Production as an efficient combination of Activities*, in T.C. Koopmans. New York: Editora Wiley, 1951.
- KORHONEN, P.J.; SYRJANEN, P.J. *Evaluation of Cost Efficiency in Finnish Electricity Distribution*. Annals of Operations Research, v. 121, no. 1-4, 2003.
- KRUEGER, A. O. *Economic Policy Reform: The Second Stage*. University of Chicago Press: 2002.
- LEWIS, TRACY e CHRIS Garmon. *Fundamentals of Incentive Regulation*. PURC/World Bank International Training Program on Utility Regulation and Strategy, 1997.
- LINS, M. P. E.; MEZA, L. A. *Análise Envoltória de Dados e perspectivas de integração no ambiente de apoio à decisão*. Rio de Janeiro: Editora da COPPE/UFRJ, 2000.
- LISSITSA, A. *Efficiency and Productivity Analysis: Deterministic Approaches*. Efficiency and Growth in the Agriculture of Transition Economies, 2006.
- LO, F.; CHIEN, C.; LIN, J. T. *A DEA Study to Evaluate the Relative Efficiency and Investigate the District Reorganization of the Taiwan Power Company*. IEEE Transaction on Power Systems, v. 16, n. 1, 2001.
- LÓPEZ, R.; GLACHANT, J.-M.; PEREZ, Y. *A framework for quality regulation in electricity distribution*. 5th International Conference on European, 2008.
- LOVELL, K. *Production frontiers and productive efficiency*. Oxford University Press, 1992.
- LOWRY, M. N. GETACHEW, L. *Statistical benchmarking in utility regulation: Role, standards and methods*. Energy Policy, v. 37, no. 4, 2009.
- NEUBERG, L. G. *Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution*. Bell Journal of Economics, v. 8, no. 1, 1977.
- NORDREG. *Economic regulation of electricity grids in Nordic Countries: Report 7*. 2011.
- NVE, Norwegian Water Resources and Energy Directorate. *Annual Report 2011*. Disponível em: [www.nve.no](http://www.nve.no)
- OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets. Report n. 144. *Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals*. 2009a.
- OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets. Report n. 169. *Electricity Distribution Quality of Service Report*. 2009b.
- OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets. Report n. 47. *Electricity Distribution Annual Report for 2010-11*. 2012
- PAHWA, A.; FENG, X.; LUBKEMAN, D. *Performance evaluation of electric distribution utilities based on Data Envelopment Analysis*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 17, no. 3, 2002.
- PARDINA, M. R.; ROSSI, M. *Technical change and catching-up: the electricity distribution sector in South America*. CEER, Centro de Estudios Economicos de la Regulacion, Departamento de Economia y Finanzas, Universidad de la Empresa, Buenos Aires, 2000.



PEREIRA, M. F. *Evolução da Fronteira Tecnológica Múltipla e da Produtividade Total dos Fatores do Setor Agropecuário Brasileiro de 1970 a 1996*. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 1999.

PÉREZ REYES, R.; TOVAR, B. *Measuring efficiency and productivity change (PTF) in the Peruvian electricity distribution companies after reforms*. Energy Policy, v. 37, no. 6, 2009.

PESSANHA, J. F. M.; CASTELLANI, V. L. O.; HASSIN, E. S.; CHERBELE, L. A. D. *ANABENCH – Sistema computacional para estabelecimento de metas de continuidade*. XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, 2004.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. *Microeconomia*. Quinta Edição. São Paulo: Prentice Hall, 2002.

PLAGNET, M. A. *Use of Benchmarking Methods in Europe in the Electricity Distribution Sector*. Conference on Applied Infrastructure Research, 2006.

POLLITT, M. *Ownership and Performance in Electric Utilities*. Oxford University Press, Oxford, 1995.

POMBO, C.; TABORDA, R. *Performance and efficiency in Colombia's power distribution system: effects of the 1994 reforms*. Energy Economics, v. 28, no. 3, 2006.

RAY, S. C. "Data Envelopment Analysis: Theory and Techniques for Economics and Operations Research". Cambridge University Press, Cambridge, 2004.

RESENDE, M. *Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution*. Energy Policy, v. 30, no. 8, 2002.

RUGGIERO, J. *Theory and Methodology Measuring technical efficiency*. European Journal of Operational Research, v. 121, 2000.

SALES, G. M. A. *Proposta de um modelo utilizando Análise Envoltória de Dados – DEA na definição das metas dos indicadores de qualidade comercial das distribuidoras de energia elétrica – DER e FER*. Dissertação (Mestrado em Regulação) Universidade de Brasília, Brasília, 2011.

SARAIVA, J. P. T.; SILVA, J. L. P.; LEÃO, M. T. P. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes*. FEUP Edições, 2002.

SCARSI, G. *Local electricity distribution in Italy: Comparative efficiency analysis and methodological cross-checking*. Working Paper 16, Fondazione Erico Mattei, 1999.

SCHEEL, H. *Efficiency Measurement System*. Disponível em: <http://www.wiso.uni-dortmund.de/lsg/or/scheel/ems>

SEAE, Secretária de Acompanhamento Econômico. *Regulação de Mercados de Energia Elétrica: Estudo dos Casos Britânico, Norueguês e Brasileiro*. Disponível em: [www.seae.fazenda.gov.br](http://www.seae.fazenda.gov.br)

SEXTON, T. R. *The methodology of DEA in: Measuring Efficiency: An Assessment of DEA*. Editora R. H. Silkman, Jossey-Bass, 1986.

SIMAR, L.; WILSON, P. *Estimation and inference in two-stage, semi-parametric models of production processes*. Journal of Econometrics, v. 136, no. 1, 2007.

TANURE, E. S.; TAHAN, M. O.; LIMA, J. W. M. *Establishing Quality Performance of Distribution Companies based on Yardstick Regulation*. IEEE Transaction on Power Systems, v. 21, no. 3, 2006.

TOBIN, J. *Estimation of relationships for limited dependent variables*. Econometrica, v. 26, 1958.

TOZZINI, S. *As conseqüências da regulação econômica sobre as estratégias empresariais das concessionárias de distribuição de energia elétrica – Brasil*. Tese (Doutorado em Energia) Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

VARIAN, H. R. *Microeconomia: princípios básicos*. Tradução da 7ª ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006.

VISCUSI, W.; VERNON, J.; HARRINGTON, J. *Economics of regulation and antitrust*. Cambridge: MIT Press, 1995.

WEYMAN-JONES, T. *Problems of yardstick regulation in electricity distribution. The regulatory challenge*. Oxford University Press, 1995.

YU, W.; JAMASB, T.; POLLITT, M. *Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies*. Energy Policy, v. 37, no. 11, 2009.

ZHANG, Y.; BARTELS, R. *The effect of sample size on the mean efficiency in DEA with an application to electricity distribution in Australia, Sweden and New Zealand*. Journal of Productivity Analysis, v. 9, no. 3, 1998.

## Anexo A – Produtividade Parcial – Redes Unificadas

Distribuidora	RU	Ano	y1/x1	y1/x2	y1/x3	y2/x1	y2/x2	y2/x3
Aes Sul	1	2006	196	1,31	2.302	25	0,17	297
Aes Sul	2	2006	99	1,41	2.407	12	0,17	290
Aes Sul	3	2006	58	1,38	2.279	11	0,27	447
Aes Sul	4	2006	75	1,38	2.317	19	0,35	596
Aes Sul	5	2006	51	1,22	2.015	18	0,43	714
Aes Sul	6	2006	131	1,43	2.470	28	0,31	534
Aes Sul	7	2006	168	1,51	2.631	30	0,27	468
Aes Sul	8	2006	242	1,86	3.256	34	0,26	453
Aes Sul	9	2006	634	3,65	6.455	53	0,31	540
Aes Sul	10	2006	660	1,65	2.954	102	0,25	454
Aes Sul	11	2006	1.176	2,06	3.698	211	0,37	665
Aes Sul	12	2006	54	1,91	3.023	10	0,34	532
Bandeirante	1	2006	562	1,95	3.163	113	0,39	633
Bandeirante	2	2006	397	1,78	2.854	91	0,41	657
Bandeirante	3	2006	1.392	2,45	4.038	232	0,41	673
Bandeirante	4	2006	367	2,13	3.367	78	0,45	720
CEEE	1	2006	189	1,74	1.488	50	0,46	395
CEEE	2	2006	245	1,77	1.531	72	0,52	452
CEEE	3	2006	130	2,24	1.838	18	0,32	262
CEEE	4	2006	82	1,68	1.358	17	0,36	289
CEEE	5	2006	151	1,69	1.431	32	0,36	301
CEEE	6	2006	62	1,3	1.045	11	0,24	192
CEEE	7	2006	425	5,74	4.798	26	0,36	298
CEEE	8	2006	401	2,14	1.870	109	0,58	510
CEEE	9	2006	1.656	1,61	1.434	263	0,25	227
CEEE	10	2006	194	1,42	1.225	30	0,22	188
CEMIG	1	2006	24	0,98	950	12	0,48	467
CEMIG	2	2006	84	1,2	1.222	28	0,4	409
CEMIG	3	2006	45	1,03	1.038	18	0,41	412
CEMIG	4	2006	52	1,06	1.073	16	0,33	338
CEMIG	5	2006	50	1,04	1.052	22	0,46	468
CEMIG	6	2006	167	1,33	1.379	43	0,34	355
CEMIG	7	2006	54	1,1	1.114	13	0,27	276
CEMIG	8	2006	35	0,9	900	11	0,27	271
CEMIG	9	2006	26	0,9	886	7	0,25	243
CEMIG	10	2006	25	0,84	824	11	0,38	373
CEMIG	11	2006	31	1,03	1.018	14	0,47	460
Elektro	1	2006	55	1,05	1.195	15	0,29	333
Elektro	2	2006	295	1,34	1.597	66	0,3	358



<b>Distribuidora</b>	<b>RU</b>	<b>Ano</b>	<b>y1/x1</b>	<b>y1/x2</b>	<b>y1/x3</b>	<b>y2/x1</b>	<b>y2/x2</b>	<b>y2/x3</b>
Elektro	3	2006	107	0,9	1.061	38	0,32	380
Elektro	4	2006	52	1,16	1.308	13	0,29	331
Elektro	5	2006	43	0,83	941	14	0,26	299
Elektro	6	2006	43	0,98	1.102	13	0,29	326
Elektro	7	2006	56	0,96	1.102	21	0,36	412
Elektro	8	2006	266	1,56	1.847	40	0,24	281
Eletropaulo	1	2006	702	2,35	3.456	180	0,6	887
Eletropaulo	2	2006	1.654	1,95	3.024	319	0,38	584
Eletropaulo	4	2006	1.046	2,21	3.355	228	0,48	730
Light	1	2006	384	1,78	1.292	117	0,54	394
Light	2	2006	181	1,61	1.093	52	0,46	313
Light	3	2006	1.323	1,88	1.439	304	0,43	330
Light	4	2006	231	1,59	1.115	98	0,68	473
Light	5	2006	1.070	1,48	1.131	213	0,29	225
Paulista	1	2006	163	1,51	5.693	33	0,31	1.163
Paulista	2	2006	166	1,32	5.001	36	0,29	1.095
Paulista	3	2006	275	1,54	5.894	48	0,27	1.027
Piratinga	1	2006	1.259	2,11	7.371	225	0,38	1.320
Piratinga	2	2006	548	1,75	5.976	82	0,26	893
RGE	1	2006	92	1,63	4.536	17	0,31	849
RGE	2	2006	93	1,35	3.778	16	0,24	668
RGE	3	2006	348	1,45	4.192	51	0,21	619
RGE	4	2006	312	1,34	3.893	40	0,17	497
RGE	5	2006	121	1,66	4.664	25	0,35	975
RGE	6	2006	62	1,42	3.886	17	0,4	1.088
RGE	7	2006	149	2,02	5.681	31	0,42	1.194
RGE	8	2006	86	2,08	5.680	20	0,48	1.316
RGE	9	2006	178	3,22	8.927	24	0,43	1.186
RGE	10	2006	289	1,47	4.239	58	0,29	847
RGE	11	2006	103	1,29	3.637	23	0,29	812
Aes Sul	1	2007	101	1,14	1.971	15	0,17	295
Aes Sul	2	2007	70	1,36	2.306	9	0,17	284
Aes Sul	3	2007	35	1,17	1.892	8	0,27	433
Aes Sul	4	2007	69	1,47	2.474	16	0,35	586
Aes Sul	5	2007	39	1,3	2.105	14	0,46	750
Aes Sul	6	2007	136	1,59	2.751	26	0,31	534
Aes Sul	7	2007	177	1,64	2.861	29	0,27	476
Aes Sul	8	2007	301	2,44	4.278	32	0,26	448
Aes Sul	9	2007	522	3,03	5.347	49	0,28	498
Aes Sul	10	2007	717	1,9	3.385	96	0,25	451
Aes Sul	11	2007	1.396	2,69	4.805	196	0,38	675
Aes Sul	12	2007	44	1,6	2.569	9	0,32	512
Bandeirante	1	2007	594	2,08	3.130	115	0,4	607

<b>Distribuidora</b>	<b>RU</b>	<b>Ano</b>	<b>y1/x1</b>	<b>y1/x2</b>	<b>y1/x3</b>	<b>y2/x1</b>	<b>y2/x2</b>	<b>y2/x3</b>
Bandeirante	2	2007	396	1,84	2.734	92	0,43	633
Bandeirante	3	2007	1.345	2,38	3.643	237	0,42	641
Bandeirante	4	2007	368	2,2	3.223	79	0,47	693
CEEE	1	2007	211	1,96	1.696	51	0,47	407
CEEE	2	2007	288	2,06	1.795	74	0,53	462
CEEE	3	2007	128	2,21	1.830	18	0,32	263
CEEE	4	2007	84	1,77	1.443	17	0,35	284
CEEE	5	2007	154	1,74	1.487	31	0,35	298
CEEE	6	2007	71	1,48	1.207	11	0,24	194
CEEE	7	2007	452	6,09	5.143	26	0,36	301
CEEE	8	2007	382	2,01	1.772	107	0,56	498
CEEE	9	2007	1.522	1,45	1.308	264	0,25	227
CEMIG	1	2007	21	0,94	906	10	0,46	447
CEMIG	2	2007	83	1,18	1.201	28	0,4	408
CEMIG	3	2007	45	1,04	1.049	18	0,41	415
CEMIG	4	2007	49	1,01	1.022	16	0,33	337
CEMIG	5	2007	50	1,07	1.079	22	0,47	475
CEMIG	6	2007	167	1,36	1.400	43	0,35	357
CEMIG	7	2007	55	1,15	1.158	13	0,28	279
CEMIG	8	2007	36	0,92	923	11	0,27	274
CEMIG	9	2007	26	0,95	937	7	0,24	235
CEMIG	10	2007	25	0,88	864	11	0,38	369
CEMIG	11	2007	31	1,05	1.039	14	0,47	467
Elektro	1	2007	62	1,16	1.544	16	0,29	386
Elektro	2	2007	323	1,42	1.977	68	0,3	413
Elektro	3	2007	122	1	1.378	40	0,33	451
Elektro	4	2007	58	1,25	1.639	13	0,29	382
Elektro	5	2007	44	0,85	1.133	14	0,26	350
Elektro	6	2007	48	1,05	1.379	13	0,28	371
Elektro	7	2007	59	1,01	1.353	21	0,35	471
Elektro	8	2007	284	1,63	2.257	41	0,24	327
Eletropaulo	1	2007	673	2,35	3.061	189	0,66	858
Eletropaulo	2	2007	1.636	1,97	2.712	320	0,39	531
Eletropaulo	3	2007	930	2,67	3.524	227	0,65	861
Eletropaulo	4	2007	997	2,23	2.989	224	0,5	673
Light	1	2007	381	1,6	1.300	123	0,52	420
Light	2	2007	178	1,52	1.157	53	0,45	341
Light	3	2007	1.328	1,81	1.546	311	0,42	362
Light	4	2007	246	1,5	1.186	102	0,62	490
Light	5	2007	1.098	1,45	1.240	217	0,29	245
Paulista	1	2007	172	1,53	6.510	34	0,31	1.306
Paulista	2	2007	167	1,3	5.582	37	0,29	1.246

<b>Distribuidora</b>	<b>RU</b>	<b>Ano</b>	<b>y1/x1</b>	<b>y1/x2</b>	<b>y1/x3</b>	<b>y2/x1</b>	<b>y2/x2</b>	<b>y2/x3</b>
Paulista	3	2007	283	1,47	6.389	49	0,26	1.114
Piratininga	1	2007	1.299	2,18	8.050	232	0,39	1.437
Piratininga	2	2007	569	1,83	6.600	84	0,27	973
RGE	1	2007	85	1,49	4.112	17	0,3	836
RGE	2	2007	99	1,41	3.931	17	0,24	664
RGE	3	2007	365	1,47	4.236	53	0,21	618
RGE	4	2007	329	1,35	3.898	41	0,17	485
RGE	5	2007	123	1,66	4.645	25	0,34	959
RGE	6	2007	62	1,41	3.832	17	0,39	1.061
RGE	7	2007	132	1,73	4.826	32	0,41	1.153
RGE	8	2007	85	2,04	5.512	20	0,48	1.296
RGE	9	2007	183	3,28	9.032	24	0,43	1.174
RGE	10	2007	293	1,49	4.275	58	0,3	852
RGE	11	2007	101	1,25	3.513	23	0,28	798

## Anexo B – Eficiência: Redes Unificadas

Distribuidora	Rede Unificada	Ano	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Aes Sul	1	2006	0,40	0,41	0,42
Aes Sul	2	2006	0,40	0,40	0,47
Aes Sul	3	2006	0,48	0,48	0,61
Aes Sul	4	2006	0,62	0,62	0,76
Aes Sul	5	2006	0,78	0,78	0,80
Aes Sul	6	2006	0,54	0,54	0,58
Aes Sul	7	2006	0,56	0,56	0,56
Aes Sul	8	2006	0,58	0,59	0,60
Aes Sul	9	2006	1,00	1,00	1,00
Aes Sul	10	2006	0,65	0,70	0,68
Aes Sul	11	2006	0,97	0,97	0,88
Aes Sul	12	2006	1,00	1,00	1,00
Bandeirante	1	2006	0,71	0,71	0,67
Bandeirante	2	2006	0,83	0,89	0,88
Bandeirante	3	2006	1,00	1,00	0,79
Bandeirante	4	2006	0,90	0,97	0,97
CEEE	1	2006	0,72	0,72	0,73
CEEE	2	2006	0,82	0,82	0,82
CEEE	3	2006	0,66	0,66	0,70
CEEE	4	2006	0,60	0,60	0,64
CEEE	5	2006	0,69	0,69	0,76
CEEE	6	2006	0,47	0,47	0,48
CEEE	7	2006	1,00	1,00	1,00
CEEE	8	2006	0,92	0,92	0,91
CEEE	9	2006	1,00	1,00	0,85
CEEE	10	2006	0,67	0,67	0,67
CEMIG	1	2006	0,97	0,97	1,01
CEMIG	2	2006	0,75	0,79	0,84
CEMIG	3	2006	0,72	0,72	0,76
CEMIG	4	2006	0,73	0,73	0,81
CEMIG	5	2006	0,85	0,85	0,86
CEMIG	6	2006	0,84	0,85	0,94
CEMIG	7	2006	0,57	0,68	0,81
CEMIG	8	2006	0,46	0,50	0,57
CEMIG	9	2006	0,39	0,39	0,46
CEMIG	10	2006	0,77	0,77	0,86
CEMIG	11	2006	0,72	0,72	0,74
Elektro	1	2006	0,46	0,78	0,80
Elektro	2	2006	0,59	0,62	0,61
Elektro	3	2006	0,52	0,52	0,52
Elektro	4	2006	0,46	0,61	0,65
Elektro	5	2006	0,43	0,43	0,45
Elektro	6	2006	0,47	0,83	0,86
Elektro	7	2006	0,67	0,67	0,75
Elektro	8	2006	0,65	1,00	1,02
Eletropaulo	1	2006	1,00	1,00	0,84
Eletropaulo	2	2006	1,00	1,00	0,67

<b>Distribuidora</b>	<b>Rede Unificada</b>	<b>Ano</b>	<b>Modelo 1</b>	<b>Modelo 2</b>	<b>Modelo 3</b>
Eletropaulo	3	2006	1,00	1,00	0,82
Eletropaulo	4	2006	1,00	1,00	0,89
Light	1	2006	0,84	0,84	0,79
Light	2	2006	0,81	0,90	0,91
Light	3	2006	1,00	1,00	0,70
Light	4	2006	1,00	1,00	0,96
Light	5	2006	0,73	1,00	0,88
Paulista	1	2006	0,88	0,88	0,94
Paulista	2	2006	0,83	0,89	0,90
Paulista	3	2006	1,00	1,00	1,14
Piratinga	1	2006	1,00	1,00	0,90
Piratinga	2	2006	0,82	0,82	0,81
RGE	1	2006	0,72	0,72	0,80
RGE	2	2006	0,56	0,56	0,61
RGE	3	2006	0,60	0,65	0,64
RGE	4	2006	0,54	0,56	0,55
RGE	5	2006	0,80	0,80	0,83
RGE	6	2006	0,90	0,90	0,93
RGE	7	2006	0,95	0,95	0,97
RGE	8	2006	1,00	1,00	1,02
RGE	9	2006	1,00	1,00	1,06
RGE	10	2006	0,69	0,69	0,69
RGE	11	2006	0,67	0,67	0,70
Aes Sul	1	2007	0,37	0,40	0,42
Aes Sul	2	2007	0,38	0,43	0,51
Aes Sul	3	2007	0,46	0,46	0,59
Aes Sul	4	2007	0,62	0,62	0,75
Aes Sul	5	2007	0,81	0,88	0,90
Aes Sul	6	2007	0,56	0,56	0,61
Aes Sul	7	2007	0,61	0,68	0,68
Aes Sul	8	2007	0,68	0,73	0,74
Aes Sul	9	2007	1,00	1,00	1,00
Aes Sul	10	2007	0,77	0,80	0,78
Aes Sul	11	2007	1,00	1,00	0,91
Aes Sul	12	2007	1,00	1,00	1,00
Bandeirante	1	2007	0,73	0,81	0,77
Bandeirante	2	2007	0,84	0,92	0,91
Bandeirante	3	2007	1,00	1,00	0,79
Bandeirante	4	2007	0,93	0,99	0,98
CEEE	1	2007	0,73	0,73	0,74
CEEE	2	2007	0,81	0,81	0,81
CEEE	3	2007	0,63	0,63	0,67
CEEE	4	2007	0,58	0,58	0,62
CEEE	5	2007	0,69	0,69	0,77
CEEE	6	2007	0,48	0,48	0,49
CEEE	7	2007	1,00	1,00	1,00
CEEE	8	2007	0,86	0,86	0,85
CEEE	9	2007	0,99	0,99	0,85
CEEE	10	2007	0,70	0,70	0,70
CEMIG	1	2007	0,91	0,91	0,94
CEMIG	2	2007	0,74	0,81	0,85

<b>Distribuidora</b>	<b>Rede Unificada</b>	<b>Ano</b>	<b>Modelo 1</b>	<b>Modelo 2</b>	<b>Modelo 3</b>
CEMIG	3	2007	0,73	0,74	0,78
CEMIG	4	2007	0,71	0,74	0,83
CEMIG	5	2007	0,87	0,87	0,88
CEMIG	6	2007	0,85	0,87	0,96
CEMIG	7	2007	0,56	0,68	0,81
CEMIG	8	2007	0,47	0,54	0,60
CEMIG	9	2007	0,37	0,37	0,43
CEMIG	10	2007	0,74	0,74	0,83
CEMIG	11	2007	0,74	0,74	0,77
Elektro	1	2007	0,45	0,90	0,92
Elektro	2	2007	0,60	0,65	0,64
Elektro	3	2007	0,51	0,65	0,64
Elektro	4	2007	0,45	0,78	0,83
Elektro	5	2007	0,41	0,60	0,61
Elektro	6	2007	0,44	0,76	0,78
Elektro	7	2007	0,66	0,68	0,76
Elektro	8	2007	0,71	1,00	1,02
Eletropaulo	1	2007	1,00	1,00	0,83
Eletropaulo	2	2007	1,00	1,00	0,66
Eletropaulo	3	2007	1,00	1,00	0,81
Eletropaulo	4	2007	1,00	1,00	0,89
Light	1	2007	0,79	0,79	0,74
Light	2	2007	0,80	0,88	0,89
Light	3	2007	1,00	1,00	0,69
Light	4	2007	1,00	1,00	0,96
Light	5	2007	0,72	1,00	0,88
Paulista	1	2007	0,91	0,91	0,96
Paulista	2	2007	0,88	0,93	0,94
Paulista	3	2007	1,00	1,00	1,14
Piratininga	1	2007	1,00	1,00	0,89
Piratininga	2	2007	0,83	0,83	0,82
RGE	1	2007	0,69	0,69	0,77
RGE	2	2007	0,55	0,56	0,62
RGE	3	2007	0,57	0,83	0,82
RGE	4	2007	0,53	0,74	0,73
RGE	5	2007	0,77	0,77	0,81
RGE	6	2007	0,87	0,87	0,89
RGE	7	2007	0,91	0,91	0,93
RGE	8	2007	1,00	1,00	1,02
RGE	9	2007	1,00	1,00	1,06
RGE	10	2007	0,68	0,68	0,67
RGE	11	2007	0,65	0,65	0,67

## Anexo C – Meta proporcional e global - Redes Unificadas

Ano	DSO	RU	Score	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}MWh	{S}NUC
2006	Aes Sul	1	0,40	9(0,71)23(0,09)48(0,09)58(0,01)68(0,10)	-	-	-	-	-
2006	Aes Sul	2	0,40	9(0,24)23(0,20)48(0,04)67(0,25)68(0,28)	-	-	-	-	-
2006	Aes Sul	3	0,48	23(0,09)48(0,34)67(0,36)68(0,21)	-	2.037	-	-	-
2006	Aes Sul	4	0,62	48(0,95)49(0,02)58(0,03)	-	5.279	-	101.915	-
2006	Aes Sul	5	0,78	12(0,58)48(0,14)67(0,28)	-	635	-	47.001	-
2006	Aes Sul	6	0,54	48(0,54)58(0,01)67(0,25)68(0,20)	-	998	-	-	-
2006	Aes Sul	7	0,56	9(0,27)12(0,54)48(0,10)58(0,00)67(0,09)	-	-	-	-	-
2006	Aes Sul	8	0,58	9(0,27)23(0,31)48(0,15)58(0,02)68(0,26)	-	-	-	-	-
2006	Aes Sul	9	1,00	8	-	-	-	-	-
2006	Aes Sul	10	0,65	15(0,35)23(0,56)58(0,10)	-	80	-	-	4.595
2006	Aes Sul	11	0,97	9(0,78)47(0,02)48(0,16)58(0,04)	-	-	15.721	-	-
2006	Aes Sul	12	1,00	15	-	-	-	-	-
2006	Bandeirante	1	0,71	9(0,15)23(0,17)48(0,63)58(0,02)68(0,03)	-	-	-	-	-
2006	Bandeirante	2	0,83	48(0,45)49(0,50)58(0,04)	-	1.984	-	111.373	-
2006	Bandeirante	3	1,00	6	-	-	-	-	-
2006	Bandeirante	4	0,90	15(0,06)48(0,65)49(0,27)58(0,02)	-	2.308	-	-	-
2006	CEEE	1	0,72	12(0,21)48(0,62)53(0,17)	68	1.049	-	-	-
2006	CEEE	2	0,82	12(0,48)48(0,30)53(0,23)	23	167	-	0	-
2006	CEEE	3	0,66	15(0,05)23(0,66)48(0,29)	85	2.361	-	-	-
2006	CEEE	4	0,60	12(0,57)23(0,08)48(0,35)	56	1.508	-	-	-
2006	CEEE	5	0,69	15(0,11)48(0,75)49(0,14)	286	4.798	-	-	-
2006	CEEE	6	0,47	12(0,85)23(0,06)48(0,09)	21	292	-	-	-
2006	CEEE	7	1,00	12	-	-	-	-	-
2006	CEEE	8	0,92	12(0,35)48(0,47)53(0,18)	46	71	-	-	-
2006	CEEE	9	1,00	0	-	-	-	-	-
2006	CEEE	10	0,67	9(0,80)12(0,17)46(0,02)	26	-	-	60.883	-

Ano	DSO	RU	Escore	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}MWh	{S}NUC
2006	Cemig	2	0,75	49(0,37)53(0,63)	71	7.132	-	293.958	-
2006	Cemig	3	0,72	48(0,08)49(0,20)53(0,73)	-	9.036	-	252.312	-
2006	Cemig	4	0,73	49(0,81)52(0,19)	111	33.221	-	1.102.099	-
2006	Cemig	5	0,85	49(0,33)53(0,67)	54	10.651	-	490.252	-
2006	Cemig	6	0,84	47(0,21)49(0,14)52(0,66)	-	36.135	-	1.864.378	-
2006	Cemig	7	0,57	49(0,96)52(0,04)	357	25.709	-	358.992	-
2006	Cemig	8	0,46	48(0,26)49(0,12)53(0,62)	-	8.553	-	20.707	-
2006	Cemig	9	0,39	12(0,46)48(0,38)53(0,16)	17	4.331	-	-	-
2006	Cemig	10	0,77	49(0,83)53(0,17)	360	35.519	-	1.235.526	-
2006	Cemig	11	0,72	12(0,02)48(0,57)53(0,42)	-	7.510	-	196.821	-
2006	Elektro	1	0,46	12(0,06)48(0,70)53(0,24)	-	3.773	-	14.811	-
2006	Elektro	2	0,59	48(0,49)49(0,47)53(0,04)	121	1.658	-	0	-
2006	Elektro	3	0,52	12(0,53)48(0,36)53(0,11)	-	355	-	81.827	-
2006	Elektro	4	0,46	12(0,19)48(0,71)53(0,11)	24	3.959	-	-	-
2006	Elektro	5	0,43	12(0,65)48(0,25)53(0,10)	-	1.282	-	36.270	-
2006	Elektro	6	0,47	12(0,60)48(0,28)53(0,12)	-	1.855	-	21.888	-
2006	Elektro	7	0,67	48(0,03)49(0,35)53(0,62)	-	8.900	-	389.932	-
2006	Elektro	8	0,65	15(0,98)47(0,02)	389	6.990	-	-	69.315
2006	Eletropaulo	1	1,00	2					
2006	Eletropaulo	2	1,00	4					
2006	Eletropaulo	3	1,00	40					
2006	Eletropaulo	4	1,00	16					
2006	Light	1	0,84	46(0,28)48(0,38)53(0,34)	89	-	-	8.607	-
2006	Light	2	0,81	48(0,09)49(0,21)53(0,70)	249	2.405	-	-	-
2006	Light	3	1,00	4					
2006	Light	4	1,00	20					
2006	Light	5	0,73	15(0,42)47(0,13)48(0,17)52(0,28)	1.580	-	-	-	-
2006	Paulista	1	0,88	58(0,94)67(0,06)	-	15.382	141.833	483.246	-
2006	Paulista	2	0,83	58(0,17)67(0,83)	-	1.908	40.229	124.872	-
2006	Paulista	3	1,00	0					
2006	Piratininga	1	1,00	22					
2006	Piratininga	2	0,82	23(0,13)58(0,78)68(0,08)	-	2.097	0	-	90.984



Ano	DSO	RU	Escore	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}MWh	{S}NUC
2006	RGE	1	0,72	48(0,39)58(0,21)67(0,10)68(0,29)	-	8.276	-	1	-
2006	RGE	2	0,56	48(0,13)58(0,08)67(0,35)68(0,44)	-	2.016	-	-	-
2006	RGE	3	0,60	23(0,37)58(0,21)68(0,42)	-	52	-	-	11.545
2006	RGE	4	0,54	9(0,56)23(0,08)58(0,10)68(0,26)	-	-	-	-	15.733
2006	RGE	5	0,80	48(0,10)58(0,06)67(0,83)	-	1.498	-	21.844	-
2006	RGE	6	0,90	48(0,10)58(0,05)67(0,84)	-	2.706	-	101.312	-
2006	RGE	7	0,95	48(0,03)58(0,02)67(0,95)	-	199	-	2.702	-
2006	RGE	8	1,00	14					
2006	RGE	9	1,00	11					
2006	RGE	10	0,69	48(0,16)58(0,12)67(0,72)	-	359	-	21.856	-
2006	RGE	11	0,67	48(0,17)58(0,11)67(0,72)	-	2.418	-	79.745	-
2007	Aes Sul	1	0,37	9(0,37)23(0,07)48(0,10)67(0,27)68(0,20)	-	-	-	-	-
2007	Aes Sul	2	0,38	23(0,24)48(0,03)67(0,45)68(0,29)	-	203	-	-	-
2007	Aes Sul	3	0,46	48(0,34)58(0,01)67(0,59)68(0,06)	-	3.441	-	-	-
2007	Aes Sul	4	0,62	48(0,91)58(0,06)67(0,03)	-	6.571	-	43.418	-
2007	Aes Sul	5	0,81	12(0,27)46(0,24)67(0,49)	-	1.079	-	31.995	-
2007	Aes Sul	6	0,56	23(0,02)48(0,45)58(0,01)68(0,52)	-	875	-	-	-
2007	Aes Sul	7	0,61	9(0,53)48(0,08)58(0,00)67(0,39)68(0,01)	-	-	-	-	-
2007	Aes Sul	8	0,68	23(0,74)58(0,05)68(0,22)	-	50	-	-	1.981
2007	Aes Sul	9	1,00	5					
2007	Aes Sul	10	0,77	15(0,41)23(0,46)58(0,14)	-	430	-	-	74.677
2007	Aes Sul	11	1,00	2					
2007	Aes Sul	12	1,00	6					
2007	Bandeirante	1	0,73	9(0,11)11(0,01)23(0,26)48(0,60)58(0,03)	-	-	-	-	0
2007	Bandeirante	2	0,84	48(0,46)49(0,47)58(0,07)	-	2.085	-	87.539	-
2007	Bandeirante	3	1,00	5					
2007	Bandeirante	4	0,93	15(0,10)48(0,65)49(0,21)58(0,03)	-	2.466	-	-	-
2007	CEEE	1	0,73	23(0,06)46(0,23)48(0,71)	85	1.325	-	0	-
2007	CEEE	2	0,81	23(0,04)46(0,76)48(0,20)	57	560	-	-	-
2007	CEEE	3	0,63	23(0,73)48(0,20)49(0,07)	63	2.216	-	-	-
2007	CEEE	4	0,58	12(0,09)23(0,25)46(0,66)	40	1.613	-	-	-
2007	CEEE	5	0,69	23(0,48)48(0,14)49(0,38)	223	4.674	-	-	-

Ano	DSO	RU	Escore	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}MWh	{S}NUC
2007	CEEE	6	0,48	12(0,70)23(0,14)46(0,17)	17	271	-	-	-
2007	CEEE	7	1,00	19					
2007	CEEE	8	0,86	46(0,63)48(0,37)	65	368	-	33.667	-
2007	CEEE	9	0,99	11(0,93)47(0,07)	1.388	-	707.528	-	1.264
2007	CEEE	10	0,70	9(0,85)12(0,13)46(0,02)	29	-	-	55.398	-
2007	Cemig	1	0,91	49(0,78)53(0,22)	273	45.824	-	1.238.007	-
2007	Cemig	2	0,74	49(0,36)53(0,64)	48	7.195	-	281.538	-
2007	Cemig	3	0,73	48(0,06)49(0,19)53(0,75)	-	9.730	-	238.603	-
2007	Cemig	4	0,71	49(0,82)52(0,18)	126	33.745	-	1.147.261	-
2007	Cemig	5	0,87	49(0,33)53(0,67)	44	11.476	-	481.643	-
2007	Cemig	6	0,85	47(0,19)49(0,10)52(0,71)	-	37.618	-	1.565.205	-
2007	Cemig	7	0,56	49(0,97)52(0,03)	284	25.924	-	187.949	-
2007	Cemig	8	0,47	48(0,27)49(0,12)53(0,61)	4	9.252	-	0	-
2007	Cemig	9	0,37	23(0,06)46(0,72)48(0,22)	37	5.059	-	-	-
2007	Cemig	10	0,74	49(0,81)53(0,19)	268	35.988	-	1.109.360	-
2007	Cemig	11	0,74	48(0,64)53(0,36)	12	8.234	-	213.883	-
2007	Elektro	1	0,45	48(0,99)58(0,00)67(0,01)	-	4.035	-	17.596	-
2007	Elektro	2	0,60	15(0,18)23(0,06)48(0,45)49(0,31)	-	1.720	-	-	-
2007	Elektro	3	0,51	46(0,41)48(0,29)67(0,30)	-	452	-	74.816	-
2007	Elektro	4	0,45	23(0,08)48(0,81)67(0,11)68(0,00)	-	3.932	-	-	-
2007	Elektro	5	0,41	12(0,17)46(0,76)67(0,07)	-	1.481	-	24.046	-
2007	Elektro	6	0,44	12(0,04)23(0,03)46(0,84)67(0,10)	-	1.984	-	-	-
2007	Elektro	7	0,66	48(0,60)49(0,39)53(0,00)	-	9.763	-	524.835	-
2007	Elektro	8	0,71	15(0,97)47(0,03)	98	7.767	-	-	151.143
2007	Eletropaulo	1	1,00	12					
2007	Eletropaulo	2	1,00	4					
2007	Eletropaulo	3	1,00	33					
2007	Eletropaulo	4	1,00	17					
2007	Light	1	0,79	46(0,12)48(0,88)	113	309	-	152.292	-
2007	Light	2	0,80	48(0,04)49(0,21)53(0,75)	172	2.350	-	0	-
2007	Light	3	1,00	3					
2007	Light	4	1,00	9					

Ano	DSO	RU	Escore	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}MWh	{S}NUC
2007	Light	5	0,72	15(0,15)47(0,25)48(0,57)49(0,03)	1.579	-	-	-	-
2007	Paulista	1	0,91	58(0,93)67(0,07)	-	16.152	294.535	450.602	-
2007	Paulista	2	0,88	58(0,17)67(0,83)	-	2.121	74.806	145.046	-
2007	Paulista	3	1,00	0					
2007	Piratinga	1	1,00	22					
2007	Piratinga	2	0,83	23(0,13)58(0,79)68(0,08)	-	2.215	0	-	103.170
2007	RGE	1	0,69	48(0,40)58(0,22)67(0,37)	-	8.532	-	59.998	-
2007	RGE	2	0,55	48(0,12)58(0,07)67(0,18)68(0,63)	-	1.782	-	0	-
2007	RGE	3	0,57	23(0,48)58(0,21)68(0,31)	-	78	-	-	7.883
2007	RGE	4	0,53	9(0,54)23(0,14)58(0,10)68(0,21)	-	-	0	-	18.305
2007	RGE	5	0,77	48(0,10)58(0,06)67(0,83)	-	1.434	-	15.093	-
2007	RGE	6	0,87	48(0,10)58(0,05)67(0,85)	-	2.669	-	100.195	-
2007	RGE	7	0,91	48(0,03)58(0,02)67(0,95)	-	139	-	23.672	-
2007	RGE	8	1,00	20					
2007	RGE	9	1,00	11					
2007	RGE	10	0,68	48(0,16)58(0,12)67(0,72)	-	343	-	16.959	-
2007	RGE	11	0,65	48(0,17)58(0,11)67(0,72)	-	2.377	-	89.552	-

Ano	DSO	UN	Escore	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}TINT	{S}MWh	{S}NUC
2006	Aes Sul	1	0,41	9(0,76)23(0,09)48(0,09)58(0,01)68(0,05)	-	106	-	-	-	-
2006	Aes Sul	2	0,40	9(0,49)12(0,08)23(0,12)48(0,06)68(0,24)	-	260	-	-	-	-
2006	Aes Sul	3	0,48	23(0,09)48(0,34)67(0,36)68(0,21)	-	2.037	-	47.267	-	-
2006	Aes Sul	4	0,62	48(0,95)49(0,02)58(0,03)	-	5.279	-	1.148.940	101.915	-
2006	Aes Sul	5	0,78	12(0,58)48(0,14)67(0,28)	-	635	-	131.799	47.001	-
2006	Aes Sul	6	0,54	48(0,54)58(0,01)67(0,25)68(0,20)	-	998	-	276.964	-	-
2006	Aes Sul	7	0,56	9(0,27)12(0,54)48(0,10)58(0,00)67(0,09)	-	-	-	2.321	-	-
2006	Aes Sul	8	0,59	9(0,37)23(0,31)48(0,15)58(0,03)68(0,14)	-	221	-	-	-	-
2006	Aes Sul	9	1,00	13	-	-	-	-	-	-
2006	Aes Sul	10	0,70	15(0,07)23(0,59)58(0,34)	149	134	-	0	-	15.428
2006	Aes Sul	11	0,97	9(0,78)47(0,02)48(0,16)58(0,04)	-	-	15.721	852.886	-	-
2006	Aes Sul	12	1,00	14	-	-	-	-	-	-
2006	Bandeirante	1	0,71	9(0,15)23(0,17)48(0,63)58(0,02)68(0,03)	-	-	-	134.100	-	-
2006	Bandeirante	2	0,89	48(0,58)49(0,21)52(0,04)58(0,18)	-	2.329	-	-	187.493	-
2006	Bandeirante	3	1,00	3	-	-	-	-	-	-
2006	Bandeirante	4	0,97	48(0,78)49(0,02)52(0,04)58(0,16)	-	2.670	-	-	29.680	-
2006	CEEE	1	0,72	12(0,21)48(0,62)53(0,17)	68	1.049	-	1.309.304	-	-
2006	CEEE	2	0,82	12(0,48)48(0,30)53(0,23)	23	167	-	435.666	-	-
2006	CEEE	3	0,66	15(0,05)23(0,66)48(0,29)	85	2.361	-	1.861.706	-	-
2006	CEEE	4	0,60	12(0,57)23(0,08)48(0,35)	56	1.508	-	287.726	-	-
2006	CEEE	5	0,69	15(0,11)48(0,75)49(0,14)	286	4.798	-	5.743.229	0	0
2006	CEEE	6	0,47	12(0,85)23(0,06)48(0,09)	21	292	-	174.761	-	-
2006	CEEE	7	1,00	12	-	-	-	-	-	-
2006	CEEE	8	0,92	12(0,35)48(0,47)53(0,18)	46	71	-	3.241.370	-	-
2006	CEEE	9	1,00	0	-	-	-	-	-	-
2006	CEEE	10	0,67	9(0,80)12(0,17)46(0,02)	26	-	-	86.054	60.883	-
2006	Cemig	1	0,97	49(0,77)53(0,23)	340	41.561	-	2.277.165	1.242.551	-
2006	Cemig	2	0,79	48(0,68)49(0,15)52(0,08)53(0,09)	-	8.454	-	0	454.974	-
2006	Cemig	3	0,72	48(0,10)49(0,19)52(0,00)53(0,70)	-	9.103	-	-	260.407	-
2006	Cemig	4	0,73	49(0,81)52(0,19)	111	33.221	-	1.431.781	1.102.100	-
2006	Cemig	5	0,85	49(0,33)53(0,67)	54	10.651	-	112.515	490.251	-

Ano	DSO	UN	Escore	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}TINT	{S}MWh	{S}NUC
2006	Cemig	6	0,85	47(0,21)52(0,64)58(0,15)	179	36.570	-	-	1.986.552	-
2006	Cemig	7	0,68	48(0,28)52(0,09)58(0,64)	800	31.232	-	-	795.324	-
2006	Cemig	8	0,50	48(0,94)52(0,05)58(0,01)	36	10.361	-	0	236.465	-
2006	Cemig	9	0,39	12(0,46)48(0,38)53(0,16)	17	4.331	-	309.561	-	-
2006	Cemig	10	0,77	49(0,83)53(0,17)	360	35.519	-	4.278.737	1.235.526	-
2006	Cemig	11	0,72	12(0,02)48(0,57)53(0,42)	-	7.510	-	100.452	196.821	-
2006	Elektro	1	0,78	9(0,77)48(0,03)58(0,19)	239	7.286	0	-	387.650	-
2006	Elektro	2	0,62	48(0,72)49(0,15)52(0,07)58(0,06)	-	2.028	-	-	20.771	-
2006	Elektro	3	0,52	12(0,51)48(0,48)53(0,01)	23	497	-	0	118.632	-
2006	Elektro	4	0,61	9(0,45)48(0,48)58(0,07)	116	5.566	-	-	160.396	-
2006	Elektro	5	0,43	12(0,63)48(0,35)53(0,02)	18	1.411	-	-	65.339	-
2006	Elektro	6	0,83	9(0,92)45(0,01)58(0,07)	99	4.037	0	-	250.151	-
2006	Elektro	7	0,67	48(0,03)49(0,35)53(0,62)	-	8.900	-	39.941	389.932	-
2006	Elektro	8	1,00	1						
2006	Eletropaulo	1	1,00	2						
2006	Eletropaulo	2	1,00	2						
2006	Eletropaulo	3	1,00	40						
2006	Eletropaulo	4	1,00	12						
2006	Light	1	0,84	46(0,28)48(0,38)53(0,34)	89	-	-	369.027	8.607	-
2006	Light	2	0,90	48(0,91)52(0,07)58(0,02)	285	3.816	-	-	245.643	-
2006	Light	3	1,00	10						
2006	Light	4	1,00	14						
2006	Light	5	1,00	0						
2006	Paulista	1	0,88	58(0,94)67(0,06)	-	15.382	141.833	212.201	483.246	-
2006	Paulista	2	0,89	9(0,33)12(0,49)58(0,18)	-	2.538	58.502	-	176.632	-
2006	Paulista	3	1,00	0						
2006	Piratininga	1	1,00	30						
2006	Piratininga	2	0,82	23(0,13)58(0,78)68(0,08)	-	2.097	-	869.658	-	90.984
2006	RGE	1	0,72	48(0,39)58(0,21)67(0,10)68(0,29)	-	8.276	-	1.938.063	-	-
2006	RGE	2	0,56	48(0,13)58(0,08)67(0,35)68(0,44)	-	2.016	-	81.740	-	-
2006	RGE	3	0,65	9(0,71)23(0,04)58(0,25)	19	1.152	-	-	-	23.425
2006	RGE	4	0,56	9(0,77)23(0,07)58(0,11)68(0,04)	-	427	-	-	-	16.409

Ano	DSO	UN	Escore	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}TINT	{S}MWh	{S}NUC
2006	RGE	5	0,80	48(0,10)58(0,06)67(0,83)	-	1.498	-	766.021	21.844	-
2006	RGE	6	0,90	48(0,10)58(0,05)67(0,84)	-	2.706	-	1.140.741	101.312	-
2006	RGE	7	0,95	48(0,03)58(0,02)67(0,95)	-	199	-	168.723	2.702	-
2006	RGE	8	1,00	12						
2006	RGE	9	1,00	10						
2006	RGE	10	0,69	48(0,16)58(0,12)67(0,72)	-	359	-	592.428	21.856	-
2006	RGE	11	0,67	48(0,17)58(0,11)67(0,72)	-	2.418	-	1.060.447	79.745	-
2007	Aes Sul	1	0,40	9(0,67)12(0,16)23(0,05)48(0,11)58(0,01)	-	577	-	-	-	-
2007	Aes Sul	2	0,43	12(0,63)23(0,31)48(0,03)58(0,02)68(0,01)	-	921	-	-	-	-
2007	Aes Sul	3	0,46	48(0,34)58(0,01)67(0,59)68(0,06)	-	3.441	-	488.151	-	-
2007	Aes Sul	4	0,62	48(0,91)58(0,06)67(0,03)	-	6.571	-	1.463.612	43.418	-
2007	Aes Sul	5	0,88	12(0,74)48(0,12)58(0,00)67(0,13)	-	1.287	-	-	49.498	-
2007	Aes Sul	6	0,56	23(0,02)48(0,45)58(0,01)68(0,52)	-	875	-	434.343	-	-
2007	Aes Sul	7	0,68	9(0,35)12(0,58)48(0,05)58(0,02)	6	135	-	-	-	-
2007	Aes Sul	8	0,73	9(0,22)23(0,72)58(0,06)	4	533	-	-	-	4.183
2007	Aes Sul	9	1,00	7						
2007	Aes Sul	10	0,80	15(0,13)23(0,51)58(0,36)	169	449	-	-	-	74.123
2007	Aes Sul	11	1,00	1						
2007	Aes Sul	12	1,00	15						
2007	Bandeirante	1	0,81	9(0,36)23(0,10)48(0,48)58(0,06)	32	165	-	-	-	-
2007	Bandeirante	2	0,92	48(0,52)49(0,22)58(0,26)	180	2.493	-	-	261.763	-
2007	Bandeirante	3	1,00	1						
2007	Bandeirante	4	0,99	48(0,70)49(0,10)58(0,19)	138	2.729	-	-	64.512	-
2007	CEEE	1	0,73	23(0,06)46(0,23)48(0,71)	85	1.325	-	991.358	-	-
2007	CEEE	2	0,81	23(0,04)46(0,76)48(0,20)	57	560	-	405.204	-	-
2007	CEEE	3	0,63	23(0,73)48(0,20)49(0,07)	63	2.216	-	1.492.567	-	-
2007	CEEE	4	0,58	12(0,09)23(0,25)46(0,66)	40	1.613	-	177.497	-	-
2007	CEEE	5	0,69	23(0,48)48(0,14)49(0,38)	223	4.674	-	4.329.548	-	-
2007	CEEE	6	0,48	12(0,70)23(0,14)46(0,17)	17	271	-	40.832	-	-
2007	CEEE	7	1,00	15						
2007	CEEE	8	0,86	46(0,63)48(0,37)	65	368	-	1.752.946	33.667	-

Ano	DSO	UN	Escore	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}TINT	{S}MWh	{S}NUC
2007	CEEE	9	0,99	11(0,93)47(0,07)	1.388	-	707.528	600.856	-	1.264
2007	CEEE	10	0,70	9(0,85)12(0,13)46(0,02)	29	-	-	181.689	55.398	-
2007	Cemig	1	0,91	49(0,78)53(0,22)	273	45.824	-	545.671	1.238.005	-
2007	Cemig	2	0,81	48(0,63)49(0,23)58(0,14)	301	8.797	-	-	632.068	-
2007	Cemig	3	0,74	48(0,48)49(0,23)53(0,30)	76	10.294	-	0	399.374	-
2007	Cemig	4	0,74	49(0,66)52(0,15)58(0,18)	359	35.108	-	-	1.322.479	-
2007	Cemig	5	0,87	48(0,03)49(0,33)53(0,64)	49	11.510	-	0	491.455	-
2007	Cemig	6	0,87	47(0,26)52(0,41)58(0,33)	900	38.710	-	-	2.181.052	-
2007	Cemig	7	0,68	48(0,13)49(0,16)58(0,71)	1.094	31.973	-	-	841.304	-
2007	Cemig	8	0,54	12(0,02)48(0,85)58(0,13)	249	11.556	-	-	336.701	-
2007	Cemig	9	0,37	23(0,06)46(0,72)48(0,22)	37	5.059	-	14.770	-	-
2007	Cemig	10	0,74	49(0,81)53(0,19)	268	35.988	-	2.751.409	1.109.364	-
2007	Cemig	11	0,74	48(0,80)49(0,01)53(0,19)	41	8.457	-	-	274.241	-
2007	Elektro	1	0,90	12(0,78)45(0,08)58(0,14)	144	7.425	0	-	332.113	-
2007	Elektro	2	0,65	48(0,61)49(0,09)58(0,29)	255	2.103	-	-	95.355	-
2007	Elektro	3	0,65	12(0,64)48(0,32)58(0,04)	36	680	-	-	143.030	-
2007	Elektro	4	0,78	12(0,82)45(0,02)58(0,16)	161	6.892	-	-	193.986	-
2007	Elektro	5	0,60	12(0,82)48(0,13)58(0,05)	51	2.146	-	-	121.056	-
2007	Elektro	6	0,76	12(0,91)45(0,01)58(0,08)	84	3.434	-	-	139.679	-
2007	Elektro	7	0,68	48(0,62)49(0,33)58(0,05)	52	10.167	-	-	574.598	-
2007	Elektro	8	1,00	6						
2007	Eletropaulo	1	1,00	8						
2007	Eletropaulo	2	1,00	2						
2007	Eletropaulo	3	1,00	35						
2007	Eletropaulo	4	1,00	15						
2007	Light	1	0,79	46(0,12)48(0,88)	113	309	-	403.170	152.292	-
2007	Light	2	0,88	48(0,77)49(0,13)58(0,11)	427	3.610	-	-	361.116	-
2007	Light	3	1,00	2						
2007	Light	4	1,00	5						
2007	Light	5	1,00	-						
2007	Paulista	1	0,91	58(0,93)67(0,07)	-	16.152	294.534	624.905	450.602	-
2007	Paulista	2	0,93	12(0,82)45(0,00)58(0,18)	-	2.576	90.297	-	165.042	-

Ano	DSO	UN	Escore	Benchmarks	{S}Emp	{S}Rede	{S}Potência	{S}TINT	{S}MWh	{S}NUC
2007	Paulista	3	1,00	-						
2007	Piratinga	1	1,00	37						
2007	Piratinga	2	0,83	23(0,13)58(0,79)68(0,08)	-	2.215	-	798.144	-	103.170
2007	RGE	1	0,69	48(0,40)58(0,22)67(0,37)	-	8.532	-	1.631.415	59.998	-
2007	RGE	2	0,56	12(0,31)23(0,04)48(0,11)58(0,09)68(0,45)	-	2.186	-	0	-	-
2007	RGE	3	0,83	9(0,74)45(0,06)58(0,20)	-	1.049	112.152	-	-	21.946
2007	RGE	4	0,74	9(0,87)45(0,03)58(0,10)	-	555	60.816	-	-	22.080
2007	RGE	5	0,77	48(0,10)58(0,06)67(0,83)	-	1.434	-	454.218	15.093	-
2007	RGE	6	0,87	48(0,10)58(0,05)67(0,85)	-	2.669	-	740.780	100.195	-
2007	RGE	7	0,91	48(0,03)58(0,02)67(0,95)	-	139	-	114.528	23.672	-
2007	RGE	8	1,00	10						
2007	RGE	9	1,00	5						
2007	RGE	10	0,68	48(0,16)58(0,12)67(0,72)	-	343	-	345.296	16.959	-
2007	RGE	11	0,65	48(0,17)58(0,11)67(0,72)	-	2.377	-	347.342	89.552	-



## Anexo D – Produtividade Parcial – Distribuidoras

<b>Distribuidora</b>	<b>Ano</b>	<b>y1/x1</b>	<b>y1/x2</b>	<b>y1/x3</b>	<b>y2/x1</b>	<b>y2/x2</b>	<b>y2/x3</b>
Aes Sul	2006	178	2	2820	31	0,2848	497
Bandeirante	2006	613	2	3477	119	0,4162	674
CEEE	2006	269	2	1538	49	0,3241	281
CEMIG	2006	60	1	1149	19	0,3512	355
Elektro	2006	119	1	1499	26	0,2819	329
Eletropaulo	2006	1516	2	3076	299	0,3921	607
Light	2006	786	2	1256	179	0,3785	286
Paulista	2006	238	2	5817	43	0,2769	1.057
Piratininga	2006	797	2	6675	132	0,3204	1.107
RGE	2006	138	2	4329	25	0,2741	778
Aes Sul	2007	163	2	3141	26	0,2845	494
Bandeirante	2007	604	2	3248	120	0,4303	646
CEEE	2007	261	2	1522	48	0,3210	281
CEMIG	2007	58	1	1157	18	0,3517	356
Elektro	2007	128	1	1849	27	0,2801	382
Eletropaulo	2007	1490	2	2756	299	0,4034	554
Light	2007	795	2	1357	183	0,3693	312
Paulista	2007	246	1	6380	45	0,2669	1.156
Piratininga	2007	824	2	7327	136	0,3309	1.206
RGE	2007	138	2	4240	25	0,2729	769

## Anexo E – Meta proporcional e global – Distribuidoras

<b>Ano</b>	<b>Distribuidora</b>	<b>Escore</b>	<b>Benchmarks</b>	<b>{S} Emp</b>	<b>{S} Rede</b>	<b>{S} Potência</b>	<b>{S} MWh</b>	<b>{S} NUC</b>
2006	Aes Sul	97%	2 (0,88)9 (0,12)	-	20.673	-	1.649.753	400.253
2006	Bandeirante	100%	6					
2006	CEEE	85%	2 (1,00)	1.922	11.089	-	244.487	131.991
2006	CEMIG	97%	14 (0,74)16 (0,26)	960	56.852	-	2.747.082	-
2006	Elektro	66%	12 (0,93)16 (0,07)	764	33.637	-	855.479	-
2006	Eletropaulo	100%	1					
2006	Light	93%	12 (0,47)16 (0,53) 6 (0,06)18 (0,80)19	5.597	3.294	0	2.244.037	-
2006	CPFL	99%	(0,14)	-	10.661	0	2.874	0
2006	Piratinga	100%	4					
2006	RGE	94%	2 (0,21)9 (0,79)	-	32.415	-	1.337.202	180.288
2007	Aes Sul	93%	2 (0,89)9 (0,11)	-	28.077	0	653.048	360.504
2007	Bandeirante	100%	4					
2007	CEEE	83%	2 (1,00)	1.881	11.282	-	157.336	101.127
2007	CEMIG	100%	1					
2007	Elektro	66%	12 (0,91)16 (0,09)	227	34.435	-	327.654	-
2007	Eletropaulo	100%	5					
2007	Light	91%	12 (0,45)16 (0,55)	4.411	2.767	0	2.462.667	-
2007	CPFL	100%	1					
2007	Piratinga	100%	1					
2007	RGE	90%	2 (0,21)9 (0,79)	-	31.768	-	1.156.693	139.152

<b>Ano</b>	<b>Distribuidora</b>	<b>Escore</b>	<b>Benchmarks</b>	<b>{S}Emp</b>	<b>{S}Rede</b>	<b>{S}Potência</b>	<b>{S}TINT</b>	<b>{S}MWh</b>	<b>{S}NUC</b>
2006	Aes Sul	97%	2(0,88)9(0,12)	-	20.673	-	5.378.387	1.649.753	400.253
2006	Bandeirante	100%	9						
2006	CEEE	85%	2(1,00)	1.922	11.089	-	17.678.789	244.487	131.991
2006	CEMIG	97%	14(0,74)16(0,26)	960	56.852	-	3.184.120	2.747.082	-
2006	Elektro	77%	2(0,28)6(0,11)19(0,60)	1.979	42.651	0	0	1.791.635	-
2006	Eletropaulo	100%	4						
2006	Light	98%	2(0,12)6(0,57)19(0,31)	7.090	5.507	-	-	2.975.897	-
2006	CPFL	100%	0						
2006	Piratininga	100%	4						
2006	RGE	94%	2(0,21)9(0,79)	-	32.415	0	11.634.669	1.337.202	180.287
2007	Aes Sul	93%	2(0,89)9(0,11)	-	28.077	-	8.647.495	653.046	360.504
2007	Bandeirante	100%	1						
2007	CEEE	83%	2(1,00)	1.881	11.282	-	16.705.540	157.336	101.127
2007	CEMIG	100%	1						
2007	Elektro	79%	2(0,02)6(0,14)19(0,84)	1.716	46.063	-	-	1.548.943	-
2007	Eletropaulo	100%	2						
2007	Light	92%	6(0,41)12(0,43)16(0,16)	4.965	3.219	0	0	2.670.580	0
2007	CPFL	100%	0						
2007	Piratininga	100%	3						
2007	RGE	90%	2(0,21)9(0,79)	-	31.768	-	8.339.216	1.156.693	139.152

