

# **Universidade Federal de Pernambuco**

**CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS – CCSA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA – PIMES**



**O FATOR REDUTOR DA TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ENFOQUE UTILIZANDO A ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS - DEA**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UFPE  
PARA OBTENÇÃO DE GRAU DE MESTRE**

**POR**

**Tarcisio Souto Bacelar**

**RECIFE – PE**

**2006**

**TARCISIO SOUTO BACELAR**

**O FATOR REDUTOR DA TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA: UM ENFOQUE UTILIZANDO A ANÁLISE  
POR ENVOLTÓRIA DE DADOS - DEA**

Dissertação apresentada em cumprimento às exigências para a obtenção do grau de Mestre em Economia pela Universidade Federal de Pernambuco, Programa de Pós-Graduação em Economia (PIMES), nos termos do Art. 37, alínea "c", da Resolução N° 03/98 do Conselho Coordenador de Ensino, Pesquisa e Extensão da UFPE.

**Orientador: Prof. Dr. Francisco de Sousa Ramos**

RECIFE – PE

2006

**Bacelar, Tarcisio Souto**

O fator redutor da tarifa de distribuição de energia elétrica : um enfoque utilizando a Análise por Envoltória de Dados – DEA / Tarcisio Souto Bacelar.  
– Recife : O Autor, 2006.

xiii, 103 folhas : il., fig., tab.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCSA. Economia, 2006.

Inclui bibliografia e anexo.

1. Microeconomia – Análise da eficiência. 2. Análise por Envoltória de Dados – DEA. 3. Energia elétrica – Distribuição – Regulação por incentivo – Fator X. I. Título.

330.101.542  
338.5

CDU (2.ed.)  
CDD (22.ed.)

UFPE  
BC2006-227

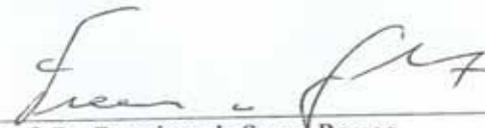
UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA  
PIMES/ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO  
DO MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA DE

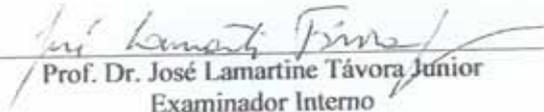
TARCÍSIO SOUTO BACELAR

A Comissão Examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera o candidato Tarcísio Souto Bacelar **APROVADO**.

Recife, 08/07/05.



Prof. Dr. Francisco de Souza Ramos  
Orientador



Prof. Dr. José Lamartine Távora Júnior  
Examinador Interno



Prof. Dr. Charles Ulises De Montreuil Carmona  
Examinador Externo/PROPAD/UFPE

Dedico esta dissertação à memória de meus pais, Tércio e Eleonora cujo exemplo de honestidade e trabalho foi norteador para a minha vida.

À minha esposa Ângela, que tem me dado apoio nos momentos mais difíceis e aos meus filhos, André, Mariana e Pedro, que compartilham do meu sonho de pertencer à Academia.

## AGRADECIMENTOS

Dedico meus sinceros agradecimentos:

Ao professor doutor Francisco de Sousa Ramos, pela orientação e incentivo;

Aos colegas da Diretoria Econômico-Financeira da Companhia Hidroelétrica do São Francisco em especial ao amigo Jaime Guimarães Recena (*in memoriam*) pelo incentivo;

A minha filha Mariana Bacelar Figueiredo, pela revisão deste trabalho;

A Companhia Hidroelétrica do São Francisco, pela oportunidade de realização deste trabalho;

A todos os colegas do Mestrado Profissionalizante em Economia Aplicada - Investimentos e Empresas.

Tarcisio Souto Bacelar

“Algo só é impossível até que  
alguém duvide e prove o contrário”.

Albert Einstein

## RESUMO

BACELAR, T. S. **O Fator Redutor da Tarifa de Distribuição de Energia Elétrica: Um Enfoque Utilizando a Análise por Envoltória de Dados – DEA.** 2006, 116f. (Dissertação de Mestrado) – Programa de Pós-Graduação do Departamento de Economia – PIMES, Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2006.

As empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras possuem suas remunerações definidas pela ANEEL sob um modelo de preços tetos (*price cap*). Embora suas revisões tarifárias ocorram a cada 4 anos com recuperação da inflação anual, elas são simultaneamente reduzidas por um *Fator X*. Este redutor *X* varia para cada empresa e reflete seu nível de eficiência econômica. Desta forma, a tarifa regulamentada enseja recuperar gastos operacionais, taxa de retorno dos acionistas, depreciações e taxas, tendo como referência uma empresa padrão (*benchmarking*).

O foco do fator redutor (Fator *X*) de tarifa é incentivar eficiência e repassar parte dos seus benefícios aos consumidores na forma de redução do preço final. Aqui no Brasil, o regulador incentiva ainda a manutenção da qualidade da prestação do serviço como um fator de avaliação.

A proposta do presente estudo foi verificar a possibilidade de se obter um fator redutor da tarifa de forma mais simples que a determinada pela ANEEL em sua Resolução 55, de 05 de abril de 2004.

Nesta pesquisa foi estudado, como alternativa ao modelo estabelecido pela ANEEL para o cálculo do Fator *X*, o método que compara as empresas baseando-se em suas eficiências (*benchmarking*), conhecido por Análise por Envoltória de Dados (DEA). Ou seja, procurou-se verificar se os valores de eficiência relativos das distribuidoras, obtidos pela DEA, podem ser convertidos, de maneira equivalente, em seus respectivos fatores redutores de tarifa, de forma a capturar os ganhos de produtividade repassados às distribuidoras pela ANEEL quando da publicação do Fator *X*.

Os resultados encontrados se mostraram estatisticamente equivalentes, sinalizando uma possibilidade de uso da DEA na obtenção do Fator *X*, além de se apresentar como uma boa estratégia na captura da assimetria de informação entre as distribuidoras e a ANEEL, por ocasião da revisão tarifária. Entretanto o Fator *X* determinado pela DEA não se mostrou robusto dada a sua sensibilidade à qualidade das informações.

**PALAVRAS CHAVE:** Análise da Eficiência, Análise por Envoltória de Dados – DEA, Tarifa Setor de Distribuição de Energia Brasileiro, Regulação por Incentivo, *Fator X*.

## ABSTRACT

BACELAR, T. S. **O Fator Redutor da Tarifa de Distribuição de Energia Elétrica: Um Enfoque Utilizando a Análise por Envoltória de Dados – DEA.** 2006, 117f. (Dissertação de Mestrado) – Programa de Pós-Graduação do Departamento de Economia – PIMES, Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2006.

The tariffs that the Brazilian electric distribution companies charge are defined by ANEEL and are subjected to a price cap.

Its tariffs revisions occur each 4 years and are allowed to rise in line with inflation. Simultaneously they are also required to decrease by a X Factor. This X factor reflects the level of economic inefficiency in each company. This form of tariff regulation is applied to a tariff basket to cover the efficient operating expenditure, shareholders rate of return, depreciations and taxes.

The focus of tariff reduction factor (X Factor) is to improve efficiency and to repress its gains to consumers as a reduction in the final energy price. In Brazil, the regulator also stimulates service's quality maintenance by using it as an evaluation factor.

A comparative study has been carried out among Brazilians electric distribution companies to determine a way of converting efficiency measures (Factor X), gotten through benchmarking techniques, in productivity gain. In other words, it was verified if the distribution concessionaires relative efficiency value, gotten through techniques Data Envelopment Analysis (DEA), could be converted, in a equivalent way, in its respective X Factor, that captures the productivity gain similar as established by ANEEL.

The obtained results were statistically equivalent, indicating that it is possible to use DEA model to get X Factors, beside of this strategy is its ability to capture the asymmetry between information given by the distribution companies and ANEEL in the occasion of tariffs revision. Although, the X Factor obtained by the DEA method did not show a robust behavior due its sensitiveness to the information's quality.

**KEY WORDS:** Efficiency Analysis, Data Envelopment Analysis– DEA, Brazilians Electricity Distribution Tariff, Incentive Regulation, X Factor.

## SUMÁRIO

<b>AGRADECIMENTO .....</b>	<b>iv</b>
<b>RESUMO .....</b>	<b>vi</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>vii</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS .....</b>	<b>x</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>xi</b>
<b>ABREVIações .....</b>	<b>xii</b>
<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2 - MARCO REGULATÓRIO .....</b>	<b>4</b>
2.1 - MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO.....	8
2.2 - O CÁLCULO DO <i>FATOR X</i> .....	11
2.2.1 - <i>Cálculo das Parcelas <math>X_e</math>, <math>X_c</math> e <math>X_a</math></i> .....	12
2.3 - O IASC .....	14
2.4 - VALORES DOS <i>FATORES X</i> .....	16
<b>Capítulo 3 - ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS .....</b>	<b>18</b>
3.1 - BASE CONCEITUAL DA ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS .....	19
3.2 - CONCEITUAÇÃO DO PROBLEMA.....	20
3.3 - MODELOS DE ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS .....	21
3.3.1 - <i>O Modelo DEA com Retornos Constantes de Escala (DEA-C)</i> .....	23
3.3.2 - <i>O Modelo DEA com Retornos Variáveis de Escala (DEA-V)</i> .....	24
3.3.3 - <i>Eficiência de Escala</i> .....	25
3.4 - LIMITAÇÕES DO MÉTODO DEA.....	26

<b>CAPÍTULO 4 - BASE DE DADOS .....</b>	<b>27</b>
4.1 - VARIÁVEIS DE ENTRADA E SAÍDA .....	30
4.2 - COLETA DOS DADOS DE ENTRADA E SAÍDA .....	33
4.3 - ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS .....	40
4.3.1 - <i>Determinação das variáveis equivalentes</i> .....	41
4.3.1.1 Dados de entrada equivalentes.....	42
4.3.1.2 Dados de saída equivalentes .....	45
4.4 - DADOS DE QUALIDADE PERCEBIDA .....	48
<b>Capítulo 5 - ESTIMAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....</b>	<b>54</b>
5.1 - RESULTADOS OBTIDO ATRAVÉS DO DEA .....	55
5.1.1 - <i>Análise dos escores à níveis regionais</i> .....	59
5.2 - ESTUDO CONSIDERANDO INFORMAÇÕES DE QUALIDADES .....	65
<b>Capítulo 6 - DETERMINAÇÃO DOS FATORES REDUTORES .....</b>	<b>69</b>
<b>Capítulo 7 - COMPARAÇÃO FATORES REDUTORES vs. FATOR X .....</b>	<b>72</b>
7.1 - VERIFICAÇÃO DA NORMALIDADE .....	72
7.2 - O TESTE DE WILCOXON .....	74
7.3 - FATOR REDUTOR vs. <i>FATOR X</i> .....	74
7.4 - FATOR REDUTOR vs. <i>FATOR X</i> (USANDO TODAS AS INFORMAÇÕES E MAIS AS DE QUALIDADE) ....	75
<b>Capítulo 8 - CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>76</b>
<b>Capítulo 9     REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>84</b>
<b>Capítulo 10    ANEXO .....</b>	<b>87</b>

## ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 2.1-1 - PRÁTICAS REGULATÓRIAS NO MUNDO .....	6
TABELA 2.4-1 - COMPONENTES E <i>FATORES X</i> .....	17
TABELA 4.1-1 - FREQUÊNCIA DE USO DAS VARIÁVEIS .....	31
TABELA 4.2-1 - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (ED) ANALISADAS .....	35
TABELA 4.2-2 - DADOS DE ENTRADA .....	37
TABELA 4.2-3 - DADOS DE SAÍDA DADOS (EM MILHARES DE REAIS - R\$ MIL).....	39
TABELA 4.3-1 - CONTRIBUIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE ENTRADAS PARA OS.....	43
TABELA 4.3-2 - DADOS DE ENTRADA EQUIVALENTES .....	44
TABELA 4.3-3 - CONTRIBUIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE ENTRADAS PARA OS FATORES .....	45
TABELA 4.3-4 - DADOS DE SAÍDA EQUIVALENTES.....	47
TABELA 4.4-1 – DADOS DE SAÍDA (IASC).....	51
TABELA 4.4-2 - TAMANHO DA AMOSTRA.....	51
TABELA 4.4-3 – DADOS DE SAÍDA (IASC).....	52
TABELA 4.4-4- DADOS DE QUALIDADE .....	53
TABELA 5.1-1 - SAÍDA DO EMS PARA DEA-C .....	55
TABELA 5.1-2 - SAÍDA DO EMS PARA DEA-V .....	56
TABELA 5.1-3 - ESCORES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA.....	58
TABELA 5.1-4 - RESUMO DOS ESCORES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA POR FAIXAS.....	59
TABELA 5.1-5 - RESUMO ESTATÍSTICO DOS ESCORES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA.....	59
TABELA 5.1-6 - RESUMO DOS ESCORES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA DA REGIÃO NORTE .....	60
TABELA 5.1-7 - RESUMO DOS ESCORES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA DA REGIÃO NORDESTE .....	60
TABELA 5.1-8 - RESUMO DOS ESCORES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA DA REGIÃO .....	61

TABELA 5.1-9 - RESUMO DOS ESCORES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA DA REGIÃO SUDESTE .....	62
TABELA 5.1-10 - RESUMO DOS ESCORES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA DA REGIÃO SUL .....	62
TABELA 5.1-11 - RESULTADO DA DEA-V AGRUPADOS POR REGIÃO.....	64
TABELA 5.1-12 - RESUMO ESTATÍSTICO DOS ESCORES POR REGIÕES.....	65
TABELA 5.2-1 - RESULTADO DA DEA COM TODAS INFORMAÇÕES MAIS AS DE QUALIDADE.....	67
TABELA 5.2-2 - RESULTADO DA DEA COM TODAS INFORMAÇÕES MAIS AS DE QUALIDADE.....	68
TABELA 5.2-1 - - FATORES REDUTORES A NÍVEL NACIONAL LIMITADOS A 8% E 4%.....	71
TABELA 7.3-1 RESULTADO DE WILCOXON PARA FATORES X E 8% .....	75
TABELA 7.3-2 - RESULTADO DE WILCOXON PARA FATORES X E 4% .....	75
TABELA 7.4-1 - RESULTADO DE WILCOXON PARA FATORES X E 4% PARA TODAS AS .....	75
TABELA 7.4-2 - RESULTADO DE WILCOXON PARA FATORES X E 8% PARA TODAS AS .....	75

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1-1 – PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA.....	10
FIGURA 2.2-1 COMPONENTE $X_c$ .....	13
FIGURA 3.3-1 - EFICIÊNCIA DE ESCALA .....	25
FIGURA 4.2-1 - ESTRATIFICAÇÃO DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO ESTUDADAS.....	34
FIGURA 4.3-1 – PERCENTUAL DE EXPLICAÇÃO DE CADA COMPONENTE .....	43
FIGURA 4.3-2 - PERCENTUAL DE EXPLICAÇÃO DE CADA COMPONENTE.....	46
FIGURA 4.4-1 - MODELO DA PESQUISA DO ÍNDICE IASC .....	49
FIGURA 7.1-1 – GRÁFICO DE BOX & WHISKER PARA <i>FATOR X</i> E DEA .....	72
FIGURA 7.1-2 – TESTE NORMALIDADE DA AMOSTRA <i>FATOR X</i> .....	73
FIGURA 7.1-3 - NORMALIDADE PARAMÉTRICA DA AMOSTRA FATORES .....	73

## ABREVIACÕES

<b>Termo</b>	<b>Descrição</b>
ACL	Ambientes de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica (Agente regulador do Brasil)
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
ROR	Taxa de retorno ( <i>Rate of Return</i> )
COLS	Método de cálculo de eficiência ( <i>Corrected Ordinary Least Square</i> )
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DEA	Análise por Envoltória de Dados ( <i>Data Envelopment Analysis</i> )
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
MME	Ministério das Minas e Energia
PTF	Método de cálculo de eficiência ( <i>Total Factor Productivity</i> )
PBR	Tempo de retorno ( <i>Pay Back of Return</i> )
ROR	Taxa de retorno ( <i>Rate of Return</i> )
SRC	Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – da ANEEL
SFA	Método de cálculo de eficiência ( <i>Stochastic Frontier Analysis</i> )

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

O setor de energia elétrica brasileiro experimentou profundas mudanças na década de 90 com as privatizações das empresas distribuidoras e a permissão para a participação da iniciativa privada na ampliação da capacidade instalada, por intermédio de licitações. O papel do Estado mudou, deixando de ter uma ação direta e intervencionista para ser um agente regulador.

A regulamentação do setor de energia brasileiro focou, principalmente, o tratamento daquele chamado monopólio natural, onde se enquadram as distribuidoras de energia. Estes movimentos resultaram em inovações regulatórias que acabariam por se difundir como regulação tarifária por Preço Teto (*price cap*). Outras inovações foram as privatizações, seguida ou não de separação entre as diferentes atividades (desverticalizações) antes exercidas pelo monopolista de serviços públicos, e a introdução de concorrência onde antes havia monopólio protegido por concessão pública, juntamente com a exigência de livre acesso à infra-estrutura de transporte e distribuição de energia.

A introdução da regulação por incentivo no setor de distribuição brasileiro, conhecida como preço teto, foi inspirada na versão inglesa batizada como *RPI-X* (*Retail Price Index Minus X*).

O sistema consiste em estabelecer um limite superior para a indústria regulada aumentar seus preços. No caso do *RPI-X*, o teto do reajuste é estabelecido, a título de aumento de produtividade, como sendo um índice geral de preços<sup>1</sup> menos um valor<sup>2</sup> *X*, conhecido como *Fator X*.

Há, contudo, uma dificuldade associada ao modelo de regulação com preço teto que é a manutenção da qualidade do serviço. Mesmo em setores

---

<sup>1</sup> O índice de preços usado no Brasil é o IGP-M.

<sup>2</sup> Detalhe sobre a metodologia de determinação do Fator X será apresentado no Capítulo 2.

tecnologicamente dinâmicos, a redução de custos não precisa acontecer apenas por aumento de produtividade. Uma alternativa possível, e amplamente utilizada, é a redução na qualidade como forma de elevar a margem de lucro, uma vez que para assegurar um determinado padrão de qualidade sempre envolve um determinado custo. Como será visto, o regulador brasileiro, é um dos poucos, a nível mundial, que introduziu este aspecto de qualidade na determinação do *Fator X*.

Recentemente, o modelo do setor elétrico sofreu novos ajustes, mas pouco mudou em relação à determinação da remuneração do setor de distribuição.

As alterações foram definidas pelas Medidas Provisórias nº144 e nº145 que impuseram, entre outras, as seguintes modificações ao antigo modelo:

- A transferência de diversas atribuições, atualmente sob a responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para o Ministério das Minas e Energia - MME;
- A criação de três novos organismos (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE), que centralizarão o planejamento e o monitoramento da expansão da geração e da transmissão, além da administração do mercado;
- A definição de novas regras para a comercialização de energia elétrica entre os agentes participantes do mercado, entre as quais destacamos:
  - A expansão da oferta de energia elétrica por meio de competição (licitação de novos projetos de geração);
  - A coexistência de dois ambientes: Ambiente de Contratação Livre - ACL e Ambiente de Contratação Regulado - ACR;
  - A orientação da atividade de distribuição somente para o serviço de rede e venda de energia para consumidores cativos (com a obrigatoriedade de atendimento de 100% de seus requisitos de energia elétrica);
  - A proibição do *self-dealing* (contratos com partes relacionadas);
  - Novas regras para migração e recontração de consumidores livres.

Entretanto, uma grande quantidade de regras ainda depende de regulamentação (decretos, portarias ou resoluções). Deste modo, é prematuro mensurar os possíveis impactos sobre a eficiência do modelo tarifário do Setor de Distribuição e em particular à metodologia definida para a determinação do *Fator X*.

Conforme prevê o modelo de regulação por incentivos, o *Fator X* visa compartilhar os ganhos de produtividade com os consumidores finais.

No regime de regulação por incentivo o foco é a busca da eficiência mantendo a qualidade na prestação do serviço e a modicidade tarifária. O tema é excitante e remete a algumas reflexões:

- Como permitir a apropriação de ganhos de eficiência empresarial garantindo a modicidade tarifária?
- Como definir tarifas contemplando objetivos conflitantes?
- A metodologia definida pela ANEEL através da Resolução nº55, de 05 de abril de 2004, concilia tais objetivos às peculiaridades do Setor Elétrico Brasileiro?
- Essa metodologia é de fácil aplicação?
- É razoável o custo de aplicação dessa metodologia?
- Existe alguma metodologia mais simples?

Da análise da prática regulatória internacional depreende-se que não há um enfoque para cálculo do *Fator X* que seja reconhecidamente mais eficaz. Como afirmam estudiosos do tema, "não há nada único, ótimo ou mecânico sobre a escolha inicial do *Fator X*" (BEESLEY *at al.* 1989).

Deste fato surgiu a motivação em pesquisar a aplicação direta da técnica de Análise por Envoltória de Dados - DEA na determinação da ineficiência técnica das distribuidoras de energia, com o objetivo de reproduzir a complexidade na determinação do fator redutor da tarifa das distribuidoras, também conhecido como *Fator X*.

Pretende-se assim, ao final deste trabalho, confrontar valores calculados de forma simplificada, utilizando-se a metodologia DEA, com valores determinados pela ANEEL, em suas resoluções homologatórias, que estabelecem os *Fatores X* das distribuidoras.

Para isso, será determinada uma forma de converter os escores de ineficiência, obtidos através de técnicas DEA, em um valor para o fator redutor de tarifa das distribuidoras, ou seja: se os valores de eficiência relativas, das concessionárias de distribuição, obtidos através de técnicas de Análise por Envoltória de Dados (DEA), podem ser convertidos, de maneira equivalente, em

seus respectivos *Fatores X*, de forma a capturar os ganhos de produtividade e compartilhá-los com os consumidores através de redução tarifária.

Será estudada, também, a forma de agrupamento das concessionárias na obtenção do *benchmarking* do setor de distribuição de energia.

Para realização da presente pesquisa foram usadas informações econômico-financeiras das empresas do setor de distribuição, obtidas através de publicações de balanços patrimoniais divulgados na *internet* ou solicitadas por correspondência específica. Algumas informações adicionais, como número de empregados, consumidores, entre outras, foram obtidas no periódico “Energia & Mercados” elaborado por Martinez (2004) que publicou sua primeira edição do *ranking* do setor de energia. Informações sobre a qualidade percebida da prestação desse serviço público foram obtidas nas publicações dos Índices ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC, base dezembro 2003, divulgados pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade - SRE.<sup>3</sup>

Após a coleta e tabulação dessas informações usou-se o programa *Efficiency Measurement System* – EMS para a determinação dos escores de ineficiência e o desenvolvimento das análises dos resultados.

---

<sup>3</sup> [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

## Capítulo 2

### MARCO REGULATÓRIO

Um crescente número de países está adotando modelos de regulação por incentivo como forma de fomentar a eficiência de seus setores de distribuição e transmissão de energia.

Esta constatação está suportada pela pesquisa realizada em 24 países, sendo 16 países da Europa, apresentada por Tooraj Jamasb, pesquisador associado ao Departamento de Economia Aplicada da Universidade de Cambridge, sobre as melhores práticas usadas na regulação por incentivo. As seguintes questões foram investigadas junto aos reguladores, Jamasb (2001): O Regulador usa *benchmarking*? Qual dos métodos de *benchmarking*? Usa qualidade na determinação do *benchmarking* ?

Como pode ser observado na Tabela 2-1 o método de regulação por *benchmarking* foi considerado por quase a totalidade dos reguladores. Na época da pesquisa, mais países esperavam estabelecer essa prática regulatória. Além disso, os resultados da pesquisa indicaram uma certa preferência pelo método DEA, sendo este adotado pelos reguladores na Dinamarca, Finlândia, Irlanda, Países Baixos, Noruega e Colômbia. Os reguladores da Áustria, Bélgica e Portugal estavam considerando usá-lo.

Os reguladores no Chile, Japão e Espanha usaram regulamentação tipo *yardstick* (concorrência de mercado), onde se considera que as firmas são projetadas e dimensionadas para serem eficientes, servindo como referência para as demais. O modelo chileno foi também adotado em alguns outros países da América Latina (por exemplo, o Peru). O regulador da Califórnia usa um esquema de PBR (*Performance Based Regulation*) na regulamentação do setor de distribuição que compartilha as diferenças entre a ROR (*Rate of Return*) calculada e a real. Quase todos os reguladores examinados no estudo de Jamasb (2001) indicaram que possuem total liberdade na escolha do método e modelo de *benchmarking*.

Tabela 2-1 - Práticas regulatórias no mundo

País	Setor (*)	Benchmarking	Método Benchmarking (**)	Usa qualidade no benchmarking
Austria	G,T,D	Está considerando	A ser definido	Está considerando
Belgica	T,D	Está considerando	A ser definido	A ser definido
Dinamarca	T,D	Está considerando	DEA	Não
Finlândia	T,D	Está considerando	DEA	Será incluído
França	G,T,O	Está considerando	-	-
Inglaterra-Gales	T,D	Sim	COLS	Não
Inglaterra Escócia	D	Sim	COLS	Não
Irlanda	G,T,D	Sim	DEA	-
Hungria	G,T,D	Limitada	Auditoria nas revisões	-
Italia	G,T,D	Sim	Comparações	Penalidades padrão
Países Baixos	G,T,D	Sim	OEA	Está considerando
Noruega	T,D	Sim	OEA	-
Portugal	T,D	Está considerando	A ser definido	A ser definido
Espanha	G,T,O	Sim	Modelo próprio	A ser definido
Suécia	T,D	Método próprio	Modelo próprio	-
Tasmânia	T,O	Sim	Auditoria nas revisões	Mesmo da Austria
Canadá	T,D	Sim	TFP	Padrão Mínimo
Japão	T,O	Sim	Yardstick	-
Estados Unidos	T,O	Sim	TFP	Sim
Brasil	T,D	Está considerando	OEA	MCOA
Chile	G,T,D	Sim	Yardstick	Padrão
Colombia	G,T,O	Sim	DEA	Padrão Internacional
India	G,T,O	Sim	ROR	Desempenho

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Jamasb (2001)

(\*) (G - geração, T - transmissão e D - distribuição)

(\*\*) DEA – (*Data Envelopment Analysis*); COLS– (*Corrected Ordinary Least Square*); SFA – (*Stochastic Frontier Analysis*); *Yardstick* (Livre Concorrência de Mercado); PTF– (*Total Factor Productivity*).

A pesquisa analisa ainda a influência da qualidade do serviço na determinação do *benchmarking*. A Finlândia e os Países Baixos indicaram possuir intenção em incluir a qualidade do serviço no modelo DEA, enquanto no Brasil a qualidade do serviço já é considerada no Método de Decisão Multicritério (MCDA) usado no modelo de *benchmarking*.

Os impactos ambientais das atividades de distribuição não são geralmente considerados. Entretanto, é possível combinar esquemas de incentivos em programas de “Gestão do Lado da Demanda” ou de “Energia Verde” como nos E.U.A. e na Bélgica, respectivamente.

A experiência internacional em matéria de regulação por incentivo apresenta diversas abordagens metodológicas, como pode ser observado nesta seção.

Os Estados Unidos usam o método dos Fatores de Produtividade Total (PTF) que estima os ganhos futuros de produtividade da empresa a partir das séries históricas de produtividade. Como o índice de produtividade apresenta grande volatilidade, utiliza-se a tendência de longo prazo determinando-se a evolução do

índice em todo o período para o qual se dispõe de informação (geralmente séries de cinquenta anos ou mais).

O *Fator X* é definido pela diferença entre as tendências de longo prazo da PTF da economia e da PTF do setor regulado. Trata-se de uma abordagem retrospectiva (*backward looking*), na medida em que são adotadas tendências históricas como base para projetar os ganhos futuros de eficiência.

Esse método não pode ser aplicado no Brasil devido à ausência de dados históricos, situação oposta a dos E.U.A., que possuem uma centenária experiência regulatória, e dispõem de séries históricas que permitem tal abordagem.

Outra crítica a esse método é que a produtividade histórica não garante a futura, principalmente quando existe quebra estrutural no setor como ocorreu no Brasil com as privatizações das distribuidoras.

Na Inglaterra usa-se uma abordagem de Fluxo de Caixa Descontado, FCD, método este que busca determinar o fluxo de caixa da empresa regulada com base em cenários alternativos para as variáveis de receitas e despesas da empresa regulada e com base em análises de sensibilidade sobre os parâmetros críticos. Definidos os cenários, determina-se o fluxo de caixa descontado, utilizando-se um cálculo do custo de oportunidade de capital, de forma semelhante ao realizado para a definição da taxa de retorno.

Diferentemente da abordagem da PTF, esse método é prospectivo (*forward looking*), na medida em que são realizadas projeções sobre a evolução da demanda, do mercado, dos investimentos e do potencial de eficiência na gestão dos custos da empresa regulada, com base nas melhores práticas internacionais.

Embora a Inglaterra possua maior experiência em matéria de regulação por incentivos e de determinação do *Fator X*, verifica-se que os detalhes sobre a metodologia e os cálculos do *Fator X*, adotados pelos reguladores britânicos, não são de acesso público, além de não existir documentação ou literatura disponível a esse respeito.

Esta, certamente, não é a prática brasileira como ficou evidenciado no seminário em Genebra que teve a participação de dezenas de países em desenvolvimento, relatado por Oliveira (2004). O Brasil está relativamente avançado em relação às questões de transparência e participações dos diversos agentes no processo regulatório do setor elétrico. Este fato é corroborado pela estatística do

número de audiências públicas realizadas pela ANEEL: 7 em 1998. 49 em 2003 e 44 em 2004.

Finalmente, apresenta-se como alternativa para determinação do *Fator X* o método de comparação entre empresas, onde os de *benchmarking* diferem entre países e jurisdições, assim como também diferem na forma de conversão dos resultados obtidos (medidas de eficiência relativas) em seus respectivos *Fatores X*.

A experiência mostra que o principal objeto em discussão no que se refere a essa abordagem diz respeito à forma de converter as medidas de eficiência obtidas através de técnicas de *benchmarking* em um valor para o *Fator X*.

A ANEEL durante a definição do marco regulatório brasileiro baseou-se na experiência inglesa como proposta inicial, mas através de um processo bastante participativo, onde por duas vezes foi levado à audiência pública, construiu um arcabouço regulatório próprio levando em consideração a transição do setor, a sua pouca experiência regulatória e as exigências da sociedade moderna, preocupada com o meio ambiente e a qualidade do serviço.

## 2.1 - Marco Regulatório Brasileiro

O mercado brasileiro de distribuição de energia elétrica é atendido por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em grande parte das concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, espanholas e portuguesas. São atendidos cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros.

O arcabouço regulatório brasileiro foi concebido no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB)<sup>4</sup>, publicado em dezembro de

---

<sup>4</sup> Estudo contratado pelo MME a Coopers & Lybrand Consultores Ltda.

1998 e implementado através dos contratos de concessões dos serviços públicos de distribuição de energia.

O principal objetivo da regulação econômica é reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos semelhantes aos mercados competitivos. O modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica brasileiro estabelece um regime tarifário conhecido como: *Preços Tetos (Price Cap)*.

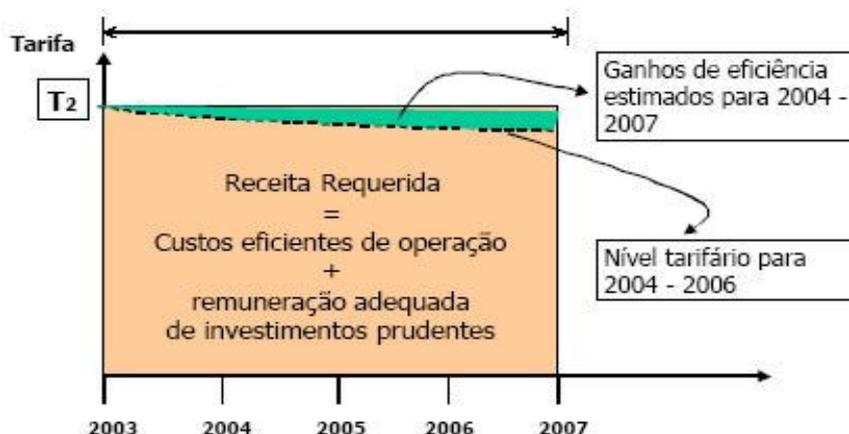
A revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório desse novo regime econômico e financeiro mediante o qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se expressem em modicidade tarifária.

Ao mesmo tempo, na revisão tarifária periódica é fixado um fator de eficiência – denominado *Fator X* – para ser aplicado como um redutor nos reajustes tarifários dos anos seguintes, até a próxima revisão tarifária. Tendo em vista que se trata de contratações de longo prazo, o *Fator X* se relaciona com a perspectiva de obtenção de ganhos adicionais de eficiência e expressa o dever da concessionária buscar continuamente eficiência na prestação do serviço através da exploração mais racional e eficiente da atividade concedida.

Aplica-se o *Fator X* com base no pressuposto de que a concessionária reduzirá seus custos nos anos seguintes, até a próxima revisão, a níveis inferiores aos estabelecidos no reposicionamento tarifário (novo preço máximo), sendo justificável que os ganhos sejam compartilhados com os usuários do serviço.

Assim, a revisão tarifária periódica consiste em atividade destinada a refletir nas tarifas, os ganhos que a concessionária alcançou (reposicionamento tarifário) e os ganhos que ainda poderá alcançar *Fator X*.

A Figura 2.1-1 ilustra o processo de revisão tarifária. Uma vez que as tarifas tenham sido ajustadas ao nível da receita requerida, em  $T_2$ , são estimados os ganhos de eficiência da concessionária para o período tarifário subsequente de 2004 a 2007. Tais ganhos estimados correspondem à área escura (verde) da Figura 2.1-1.



Fonte: Nota Técnica Nº 326/2002/ SRE-ANEEL

Figura 2.1-1 – Processo de Revisão Tarifária

De acordo com regime de regulação por incentivos, parte desses ganhos de eficiência projetados serão repassados aos consumidores e esse repasse é expresso no *Fator X*.

O regime tarifário aplicado às distribuidoras brasileiras considera a receita inicial da concessionária dividida em duas parcelas. A parcela “A” envolve os chamados *custos não gerenciáveis* pela concessionária, explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variação foge ao controle ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para revenda e encargos setoriais.

A parcela “B” compreende o valor remanescente da receita, envolvendo os ditos *custos gerenciáveis*, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária – ou seja, os custos de operação – (pessoal, material e serviços de terceiros).

O contrato de concessão determina que o reajuste tarifário anual é calculado através de fórmula que assegure o repasse integral, nas datas de reajuste, das variações anuais de custos observadas na parcela “A”. Já a parcela “B”, na data de reajuste anual, é reajustada pelo IGPM, com vistas à sua atualização monetária, sendo o referido índice de preços ajustado por um *Fator X*, determinado pela ANEEL, na revisão tarifária periódica a cada quatro anos.

## 2.2 - O Cálculo do *Fator X*

O cálculo da parcela de produtividade do *Fator X* possui características semelhantes ao modelo inglês, em adição, leva em conta, ainda, duas parcelas que visam capturar a satisfação percebida pelo consumidor e a inflação do período.

A Resolução 55 da ANEEL, de 05 de abril de 2004, em seu Art. 1º, estabelece a metodologia de cálculo do *Fator X*, na revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

O *Fator X* tal que  $(IGPM - X)$  aplicado ao Valor da Parcela B (VPB) da receita da concessionária, em cada reajuste tarifário anual, pode ser representado em função das parcelas  $X_e$ ,  $X_c$  e  $X_a$  conforme Eq 2.2-2.

$$VPB \cdot (IGPM - X) = [VPB \cdot (1 - X_e - X_c)] \cdot (IGPM - X_a) \quad \text{Eq. 2.2-1}$$

simplificando, temos:

$$X = (X_e + X_c) \cdot (IGPM - X_a) + X_a \quad \text{Eq. 2.2-2}$$

onde:

O componente  $X_e$  reflete os ganhos de produtividade esperados, derivados da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

O componente  $X_c$  reflete a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC);

O componente  $X_a$  reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) sobre a componente de mão-de-obra da Parcela B da concessionária.

Com o objetivo de incentivar o ganho de produtividade das distribuidoras, sem contudo permitir a degradação da qualidade na prestação do serviço e ainda transferir parte desse ganho aos usuários desse serviço regulado, foi definida pela ANEEL uma metodologia para determinação do *Fator X*.

É importante notar que a eficiência refletida pelo *Fator X* está ligada aos ganhos de escala que a distribuidora de energia elétrica obtém, ao atender uma

demanda crescente, com custos incrementais decrescentes. Esse paradoxo surge dos objetivos conflitantes entre usuários, que desejam um serviço barato, e a empresa, que deseja reduzir seus custos para aumentar a rentabilidade do seu negócio.

### **2.2.1 - Cálculo das Parcelas $X_e$ , $X_c$ e $X_a$**

Na Audiência Pública de 25 de outubro de 2002 (AP023/2002) foi discutida com a sociedade a forma de determinação do *Fator X*, que seria aplicado ao cálculo da revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, cuja metodologia foi embasada na Nota Técnica nº 326/2002/SRE/ANEEL.

Em outubro de 2003, por intermédio da Audiência Pública AP043/2003, a ANEEL submeteu a Nota Técnica n.º214/2003-SRE/ANEEL com vistas ao aperfeiçoamento da metodologia de cálculo do *Fator X* e à inclusão de diretrizes governamentais.

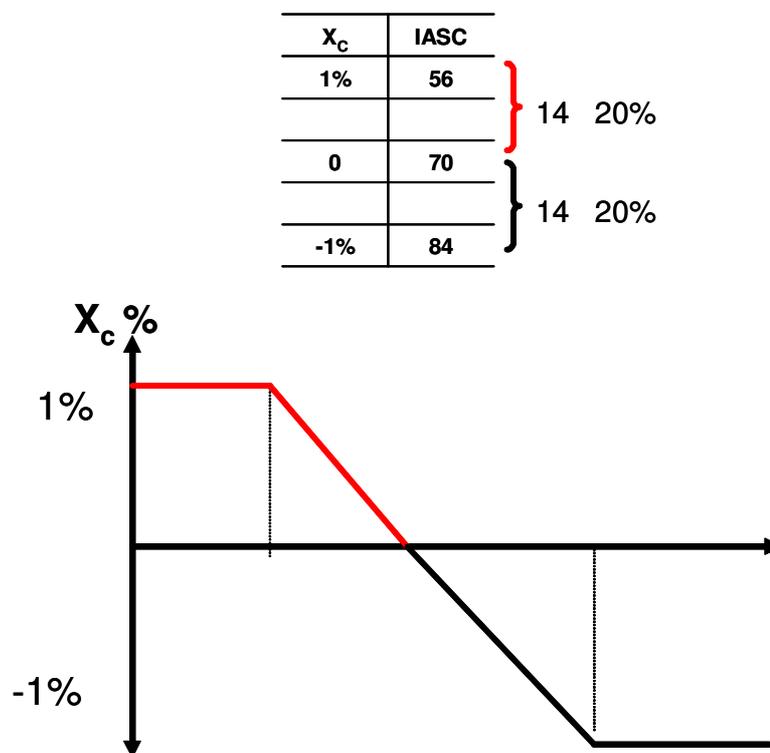
Como resultado da Audiência Pública AP043/2003, em outubro de 2003 e das audiências públicas das revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição, a Nota Técnica nº 214/2003 – SRE/ANEEL – foi aprimorada sofrendo ajustes na metodologia de cálculo dos componentes de produtividade ( $X_e$ ) e de qualidade ( $X_c$ ) do *Fator X*, bem como pela incorporação de um componente de atualização da mão-de-obra da Parcela B, denominado ( $X_a$ ).

A Resolução Normativa Nº 55 (REN 55), de 5 de Abril de 2004 estabeleceu o aperfeiçoamento da metodologia de cálculo do *Fator X* para a revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, além de incluir diretrizes governamentais na sua metodologia de cálculo. Para maiores detalhes, a REN 55 encontra-se transcrito no ANEXO.

O cálculo do componente  $X_c$  estabelecido na Nota Técnica nº 214/2003 recebeu, em audiência pública, inúmeras críticas referentes a sua metodologia. Dentre essas críticas, destaca-se a assimetria entre penalidade e benefício. Todas as empresas com valores abaixo do IASC médio, do grupo no ano anterior serão penalizadas, contudo, o benefício somente será concedido se o desempenho da

empresa superar dois parâmetros da pesquisa anterior referentes ao grupo considerado: o valor do IASC médio multiplicado por 1,1.

Assim, muitas empresas serão penalizadas, enquanto poucas serão beneficiadas. Além disso, o método de determinação do IASC foi criticado em relação à arbitrariedade na composição dos agrupamentos, ao plano amostral da pesquisa, à desconsideração da margem de erro do IASC e à data da sua aplicação, entre outras. O método em vigor estabelece o componente  $X_c$  conforme determinado na REN 55 e pode ser visto graficamente na Figura 2.2-1.



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 2.2-1 Componente  $X_c$

## 2.3 - O IASC

O IASC é o resultado da pesquisa junto ao consumidor residencial que a Agência realiza todo ano para avaliar o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das 64 distribuidoras no País. Para a determinação do IASC foram realizadas 19,2 mil entrevistas, em 469 municípios de todo o país, feitas pelo Instituto de Pesquisas Vox Populi.

A pesquisa é a base para definição do IASC, indicador que mede o desempenho das empresas a partir da percepção dos consumidores, possui uma margem de erro de 0,7 ponto percentual. O Instituto Vox Populi realizou a pesquisa IASC entre os dias 18 de outubro e 14 de novembro do ano 2003. Foram ouvidos entre 200 e 450 consumidores em cada uma das 64 distribuidoras que prestam serviço no país.

O IASC é um importante instrumento de aferição da qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras.

Dentre outros aspectos, ele auxilia a ANEEL a fiscalizar o desempenho das concessionárias. Essas, por sua vez, têm no IASC um valioso retrato da percepção de seus consumidores a partir do qual podem tomar medidas visando a melhoria dos serviços. A pesquisa de opinião visa avaliar, a partir da percepção dos usuários, os seguintes aspectos:

- Grau de satisfação com as concessionárias distribuidoras de energia elétrica;
- Gerar indicadores comparáveis por região e por porte de empresa;
- Gerar um indicador único da satisfação do consumidor que indique a percepção global no setor;
- Complementar as informações de natureza interna (DEC, FEC); e,
- Comparar os resultados de 2003 com os de 2000, 2001 e 2002, com a mesma metodologia.

O tamanho da amostra é dimensionado para cada concessionária, de acordo com o seu porte, conforme exposto a seguir:

Foram realizadas 19.220 entrevistas na área de concessão das 64 concessionárias distribuidoras de energia elétrica, entre 18/10/2003 e 14/11/2003.

Com o objetivo de assegurar a qualificação mínima e representatividade do consumidor entrevistado, as seguintes restrições foram impostas à aplicação dos questionários:

- Morar no domicílio sorteado;
- Morar na cidade em questão a mais de seis meses;
- Ter ao menos primário incompleto, sabe ler;
- Informar a renda média mensal da família;
- Ter o fornecimento de energia elétrica normalizada na residência;
- Não trabalhar em concessionária distribuidora de energia elétrica;
- O domicílio e a energia devem ser exclusivamente de uso residencial;
- Não fornecer energia elétrica para terceiros.

Para geração dos índices de Satisfação (IASC) por concessionária, como mostrado na equação 2.3-1, são utilizadas as médias obtidas para cada uma das empresas nos indicadores de satisfação global, desconformidade global, e distância para uma empresa ideal, ponderadas pelos pesos das mesmas, calculados no modelo PLS<sup>5</sup>. Ainda, para este cálculo, deve-se considerar a amplitude da escala.

$$IASC = \frac{\sum p_i \bar{x}_i - \sum p_i \min(x_i)}{\sum p_i \max(x_i) - \sum p_i \min(x_i)} \cdot 100 \quad \text{Eq. 2.3-1}$$

Onde:

IASC= Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor

$p_i$  = peso calculado pelo modelo estrutural da empresa para indicador  $i$

$x(i)$  = média do indicador  $i$  para cada empresa

$\max(.)$  = valor máximo da escala do indicador

$\min(.)$  = valor mínimo da escala do indicador  $i$

## 2.4 - Valores dos *Fatores X*

Baseado na metodologia para o cálculo do *Fator X* determinada pela ANEEL em sua REN 55, de 05 de abril de 2004 e em pesquisa realizada nas resoluções que estabelecem os resultados das revisões tarifárias periódicas das diversas distribuidoras, disponibilizadas no site da ANEEL<sup>6</sup>, tabulou-se os valores das parcelas  $X_e$ ,  $X_c$  e  $X_a$  com suas respectivas resoluções determinativas. Em seguida procedeu-se ao cálculo do *Fator X*, conforme já descrito nesta seção de acordo com a Eq. 2.3-1, o qual pode ser visto na Tabela 2-2

Os resultados dessa pesquisa, consolidados na Tabela 2-2, serão confrontados com os obtidos usando-se a metodologia de *benchmarking* “Análise por Envoltória de Dados”, cuja fundamentação teórica encontra-se apresentada no capítulo 3, ou seja, será investigado se os valores de eficiência relativos, das distribuidoras, obtidos através de técnicas de Análise por Envoltória de Dados (DEA), podem ser convertidos, de maneira equivalente, em seus respectivos *Fator X*, de forma a capturar o ganho de produtividade estabelecido pela ANEEL.

Será ainda investigado se os resultados são caracterizados a nível regional, ou seja: As empresas do sudeste são mais ou menos eficientes que as empresas do norte ou de qualquer outra região. Esta análise ratificará o critério de se utilizar uma empresa de referencia a nível nacional, ou não.

---

<sup>5</sup> PLS (Partial Least Squares) conhecido com método dos Mínimos Quadrados Parciais.

<sup>6</sup> As determinações dos valores dos componentes do *Fator X* são publicados no DOU (Diário Oficial da União) e posteriormente no site da ANEEL.

Tabela 2-2 - Componentes e *Fatores X*

Empresa	Xe	Xc	Xa	X (%)	Reposição	Resolução Homologatória ANEEL
ELETROPAULO	2,37	0,71	1,08	4,35		REN Nº 157, DE 1 DE JULHO DE 2004
CPFL-PIRATININGA.	0,89	0,22	1,68	2,84	10,51	REN Nº 245, DE 18 DE OUTUBRO DE 2004
COSERN	0,79	-0,02	-0,31	0,51	14,54	REN Nº 101, DE 20 DE ABRIL DE 2004.
CEMIG	1,10	0,29	0,30	1,77	37,86	REN Nº 71, DE 7 DE ABRIL DE 2004.
ELFSM - SANTA MARIA	1,10	(*)	(*)	1,18	22,01	REN Nº 31, DE 5 DE FEVEREIRO DE 2004
COPEL	1,4	(*)	(*)	1,50	9,17	REN Nº 146, DE 21 DE JUNHO DE 2004
CJE - JAGUARARI	2,55	(*)	(*)	2,73	8,85	REN Nº 18, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004
CPEE	1,49	(*)	(*)	1,59	27,56	REN Nº 21, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004
COELCE	1,19	0,73	-0,32	1,74	32,39	REN Nº 104, DE 20 DE ABRIL DE 2004.
COELBA	1,57	0,45	-0,30	1,86	31,28	REN Nº 102, DE 20 DE ABRIL DE 2004.
CPFL	1,57	0,05	-0,24	1,50	21,10	REN Nº 72, DE 7 DE ABRIL DE 2004.
CFLCL - CATLEO	0,53	(*)	(*)	0,57	12,66	REN Nº 141, DE 17 DE JUNHO DE 2004
CELESC	0,61	(*)	(*)	0,65	4,5	REN Nº 193, DE 5 DE AGOSTO DE 2004
BANDEIRANTES	1,02	0,08	1,67	2,83	10,51	REN Nº 243, DE 18 DE OUTUBRO DE 2004
ELEKTRO	1,32	0,26	1,80	3,46	28,69	REN Nº 216, DE 26 DE AGOSTO DE 2004
CERJ	0,35	0,70	1,91	3,01	13,87	REN Nº 284, DE 23 DE DEZEMBRO DE 2004
RGE	1,12	0,32	-0,29	1,25	27,96	REN Nº 92, DE 16 DE ABRIL DE 2004
CELPA	0,99	1,00	1,81	3,91	20,21	REN Nº 188, DE 5 DE AGOSTO DE 2004
ESCELSA	0,55	(*)	(*)	0,59	6,33	REN Nº 191, DE 5 DE AGOSTO DE 2004
LIGHT	0,895	0,66	1,59	3,23	3,64	REN Nº 259, DE 3 DE NOVEMBRO DE 2004
CEB	0,95	(*)	(*)	1,02	-2,64	REN Nº 215, DE 25 DE AGOSTO DE 2004
CSPE	1,49	(*)	(*)	1,59	14,41	REN Nº 17, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004
CLFSC	1,60	(*)	(*)	1,71	17,14	REN Nº 23, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004
CEMAT	2,25	0,66	-0,30	2,83	29,48	REN Nº 70, DE 7 DE ABRIL DE 2004
ENERSUL	0,98	0,58	-0,29	1,36	32,47	REN Nº 73, DE 7 DE ABRIL DE 2004.
CEEE	1,06	(*)	(*)	1,13	6,45	REN Nº 242, DE 18 DE OUTUBRO DE 2004
CAIUÁ.	1,74	(*)	(*)	1,86	0,47	REN Nº 22, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004
CELTINS	2,07	(*)	(*)	2,22	23,96	REN Nº 164, DE 1º DE JULHO DE 2004
EEVP	1,85	(*)	(*)	1,98	8,12	REN Nº 15, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004
SULGIPE.	0,547	(*)	(*)	0,59	14,68	REN Nº 275, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2004
CENF	0,91	(*)	(*)	0,97	18,00	REN Nº 142, DE 17 DE JUNHO DE 2004
EEB Bragantina	1,52	(*)	(*)	1,63	3,76	REN Nº 14, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004
CNEE	1,52	(*)	(*)	1,63	-1,43	REN Nº 16, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004
COCEL	1,08	(*)	(*)	1,16	11,37	REN Nº 58, DE 29 DE MARÇO DE 2004
CLFM Mococa	1,56	(*)	(*)	1,67	23,52	REN Nº 26, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2004 DE
EFLUL Urusanga	0,69	(*)	(*)	0,74	5,04	REN Nº 59, DE 29 DE MARÇO DE 2004
EFLJC João Cesa	0,98	(*)	(*)	1,05	18,25	REN Nº 62, DE 29 DE MARÇO DE 2004
DME	0,68	(*)	(*)	0,73	18,42	REN Nº 149, DE 25 DE JUNHO DE 2004
IGUAÇU	0,81	(*)	(*)	0,87	14,26	REN Nº 189, DE 5 DE AGOSTO DE 2004
FORCEL	0,78	(*)	(*)	0,83	8,53	REN Nº 214, DE 25 DE AGOSTO DE 2004

Fonte: Elaborado pelo autor

(\*) Dados não disponíveis nas Resoluções ANEEL

## Capítulo 3

### ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS

Desde o estudo referencial feito por Charnes *et al.* (1978), que a técnica DEA experimentou uma rápida difusão por ser de aplicação e natureza multidisciplinar. A necessidade de se ter uma fonte de referência para essa vasta literatura foi suprida por Seiford (1997) que introduziu uma exaustiva bibliografia<sup>7</sup>, com cerca de 800 títulos. Recentemente esta bibliografia foi atualizada (GATTOU, 2004).

No Brasil, a técnica DEA possui uma diversificada gama de aplicações, a exemplo do Relatório do Governo do Estado da Bahia em Bahia (2004), que descreve a aplicação no Estado da Bahia de estudos para a determinação da produtividade dos gastos públicos, onde se faz comparação entre os bens públicos produzidos e os gastos incorridos para tal.

Na área de Assuntos Fiscais e Emprego - AFE, conforme descrito no Relatório do BNDES em BNDES (2002), encontra-se estudo sobre a avaliação da eficiência de uma amostra de Instituições Financeiras no Brasil, utilizando-se a metodologia DEA, visando avaliação da gestão dessas instituições pelo órgão regulador e fornecedor de capital.

São diversas as aplicações usando DEA, principalmente na área de Engenharia de Produção. A seguir, apresenta-se uma pequena relação de trabalhos que utilizaram DEA, citadas por Kassai (2002), com o objetivo de mostrar a variedade de aplicações:

- Análise da eficiência, relativo ao faturamento, dos 600 maiores supermercados do país, em 1996, utilizando uma “metodologia híbrida, a partir das técnicas de Análise de Envoltória de Dados (DEA), *Benchmarking* e Função de Produção”.

---

<sup>7</sup> Esta bibliografia não inclui livros, *conference proceedings*, dissertações e teses.

- Avaliação de eficiência entre 20 plataformas de petróleo da Bacia de Campos.
- Foi aplicado ao estudo de eficiência dos 12 programas do Instituto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE/UFRJ).
- Avaliação de performance no Sistema Elétrico Brasileiro, através da análise de 11 empresas do subsistema Sudeste Brasileiro.
- Metodologia de avaliação da eficiência produtiva das Universidades Brasileiras foi definida pelo Departamento de Engenharia de Produção da UFSC.
- Estudou-se a eficiência do setor de transporte aéreo no Brasil no período de 1995 e 1996.

No setor de distribuição de energia brasileiro a técnica DEA foi utilizada na determinação de sua eficiência em Bonilha (2000) e Resende (2002), entretanto não foi encontrado nenhum estudo, ou referência, aqui no Brasil, sobre o tema: “determinação do fator redutor da tarifa do setor de distribuição de energia (*Fator X*) utilizando a técnica de análise por envoltória de dados – DEA”.

A técnica da DEA aplicada à determinação do *Fator X* é muito utilizada nos países escandinavos, de onde se puderam obter algumas sugestões e experiências de grande utilidade nesta pesquisa.

### **3.1 - Base conceitual da Análise por Envoltória de Dados**

O arcabouço teórico da Análise por Envoltória de Dados – DEA é suportado pela análise econômica da eficiência produtiva. Desta base conceitual deriva-se o desenvolvimento da técnica de DEA, que permite analisar a eficiência relativa entre unidades produtivas.

A curva de produção de uma unidade é definida como a relação entre recursos (insumos) e produtos (saídas) que satisfazem as seguintes hipóteses:

- Há retornos crescentes de escala se acréscimos no consumo de recursos implicam em aumento mais que proporcionais na quantidade de produtos (economia de escala);
- Há retornos constantes de escala quando acréscimos no consumo de recursos implicam em aumentos proporcionais de produtos;

- Há retornos decrescentes de escala se acréscimos no consumo de insumos acarretam aumentos a menos que proporcionais de produtos (deseconomia de escala).

Por hipótese, considera-se que sempre é possível produzir o máximo ou qualquer quantidade inferior, para uma dada quantidade de insumo. Essa hipótese é conhecida como livre descarte (*free disposal*) e garante que o conjunto de alternativas de produção dado uma certa quantidade de insumo, é formado pela área limitada pela curva de máxima eficiência.

Técnicas de Programação Linear são utilizadas para resolver sistema de inequações, que permite maximizar a produtividade baseada nas restrições de insumos nos processos. Porém, foi com a generalização dos estudos de Farrell, por Charnes *et al.* (1978), aplicando tais técnicas com múltiplos insumos e produtos que se definiu, pela primeira vez, a fronteira eficiente de produção e indicadores de eficiência produtiva conhecida como *Data Envelopment Analysis* - DEA.

A técnica DEA conforme apresentada por Charnes *et al.* (1984), foi usada para obter avaliações *ex post* da eficiência dos gestores.

### 3.2 - Conceituação do Problema

Pode-se conceituar a Análise de Envoltória de Dados - DEA, segundo Lopes (1996), como sendo uma operacionalização da medida de eficiência técnica através de programação matemática. Portanto, DEA é um modelo matemático que é usado como ferramenta de análise da eficiência técnica relativa de DMU (*Decision Making Unit*) semelhantes.

Com a formulação de modelos de programação linear (PL), constrói-se uma fronteira a partir de dados de entrada (insumos) e de saída (produtos) para uma dada tecnologia. Para conceituar fronteira de produção, deve-se iniciar por definir o que seja produção, que segundo Lins (2000), é um processo no qual os *inputs* (insumos ou recursos) são utilizados para gerar *outputs* (produtos). A fronteira de produção (ou função fronteira de produção) pode ser definida como a máxima quantidade de *outputs* (produtos), que podem ser obtidos dado os *inputs* (insumos ou recursos) utilizados. É necessário, ainda, definir a *Decision Making Unit* (DMU)

como: uma firma, um departamento, uma divisão ou unidade administrativa, cuja eficiência relativa está sendo avaliada.

Nesta pesquisa, as Empresas de Distribuição de Energia foram consideradas como uma unidade administrativa, cuja eficiência relativa pretende-se avaliar. A homogeneidade das Empresas de Distribuição será discutida e testada posteriormente. Faz-se necessário, ainda, enumerar algumas características do método:

- Diferentemente dos métodos baseados em avaliação puramente econômica, não necessita converter todos os insumos e produto em unidades monetárias;
- Os índices de eficiência são baseados em dados reais (e não em fórmulas teóricas);
- É uma alternativa e um complemento aos métodos da análise da tendência central e análise custo-benefício;
- Considera a possibilidade de que os outlier não representem apenas desvios em relação ao comportamento médio, mas possíveis benchmarks a serem estudados pelas demais DMUs;
- Conjunto de DMUs adotado em uma análise DEA, deve ter em comum a mesma utilização de inputs e outputs, ser homogêneo e ter autonomia na tomada de decisões;
- Otimiza-se cada observação individual com o objetivo de se determinar uma fronteira linear por partes, piece-wise linear, que compreende o conjunto de DMUs Pareto-Eficiente, ao contrário das abordagens paramétricas tradicionais;
- Caracteriza-se cada DMU, por um único escore de eficiência relativa;

### **3.3 - Modelos de Análise por Envoltória de Dados**

Basicamente existem dois enfoques para se determinar o desempenho. O primeiro é paramétrico e requer que se conheça, *a priori*, a forma da função de produção a ser aplicada, ou que se possa levantá-la estatisticamente. O segundo, o modelo DEA (Análise por Envoltória de Dados), se enquadra no enfoque não paramétrico, quantitativo e empírico, que mede o desempenho relativo de unidades organizacionais semelhantes.

Com relação aos modelos DEA, os tipos mais utilizados são os modelos denominados CCR e BCC.

O modelo CCR, apresentado por Charnes *et al.* (1978), permite uma avaliação objetiva da eficiência global e identifica as fontes e estimativas que deram origem às ineficiências identificadas.

O modelo CCR é a redução de múltiplos produtos e múltiplos insumos (para cada DMU) em um único *produto virtual* e um único *insumo virtual*. Para cada DMU, a razão entre esse produto virtual e o insumo virtual fornece uma medida de eficiência que é função dos multiplicadores.

O modelo BCC, conforme descrito em Banker *et al.* (1984), utiliza o retorno variável de escala (VRS).

O modelo BCC distingue entre eficiência técnicas e de escala, estimando eficiência técnica pura, a uma dada escala de operações, e identificando presentes ganhos de escala crescente, decrescente e constante, para futura exploração.

Segundo Paiva (2000), as diferenças fundamentais entre os modelos são:

- Superfície de envelopamento (tipos de combinação e superposição sobre o retorno de escala);
- Tipo de projeção do plano ineficiente à fronteira.

Os modelos CCR e BBC trabalham com diferentes tipos de tecnologias e, conseqüentemente, geram fronteiras de eficiência diferentes e medidas de eficiência diferentes.

Outra diferença, também apontada por Paiva (2000), no que diz respeito à orientação de projetar os planos ineficientes na fronteira: uma voltada para produtos (produção dado um consumo observado) e outra voltada para os insumos (consumo para uma produção observada).

Nos serviços públicos, se adotam a orientação para insumos, devido a *obrigatoriedade do serviço* imposto pelo setor. Assim, as unidades produtivas não controlam suas ofertas, apenas tentam otimizar seus insumos.

### 3.3.1 - O Modelo DEA com Retornos Constantes de Escala (DEA-C)

Este modelo foi proposto por Charnes *et al.* (1978), orientado a insumos e assumindo retornos constantes de escala.

Seja N empresas (DMUs) utilizando I insumos para produzir P produtos. O índice i indica a i-ésima DMU, para a qual os vetores  $x_i$  e  $y_i$  representam a quantidade de insumos e produtos. O objetivo é construir uma fronteira não paramétrica que envelope os dados, de forma que todas as unidades se posicionem sobre ou abaixo desta fronteira.

O objetivo, para cada DMU, é maximizar a razão entre a soma ponderada dos produtos e a soma ponderada dos insumos Eq.3.3-1, onde u é vetor Px1 dos pesos associados aos produtos e v é vetor Ix1 dos pesos associados aos insumos. Os valores u e v são tratados como incógnitas e calculados de forma a maximizar a eficiência de cada DMU. Formalizando, tem-se:

$$\sum \left( \frac{u^t y_j}{v^t x_j} \right) \leq 1, j = 1, \dots, N \quad u \geq 0 \quad v \geq 0 \quad \text{Eq. 3.3-1}$$

$$\text{Max}_{u,v} \sum \left( \frac{u^t y_i}{v^t x_i} \right)$$

$$\text{Sujeito a ,} \quad \left( \frac{u^t y_j}{v^t x_j} \right) \leq 1, j = 1, \dots, N \quad , u \geq 0 \quad e \quad v \geq 0$$

O modelo descrito acima apresenta um número infinito de soluções. Pois, se  $(u^*, v^*)$  é uma solução do problema, então  $(\alpha u^*, \alpha v^*)$  também é solução possível. Esse problema foi resolvido por Charnes *et al.* (1978) impondo a condição  $(z' \lambda = 1)$

Desta forma, o novo problema de programação linear é:

$$\text{Max}_{u,v} \sum u^i y_i \quad \text{Eq. 3.3-2}$$

$$u^i y_j - v^j x_j \leq 0, j = 1 \dots N$$

Sujeito a :

$$u \geq 0 \quad \text{e} \quad v \geq 0$$

### 3.3.2 - O Modelo DEA com Retornos Variáveis de Escala (DEA-V)

O uso de retornos constantes de escala, quando nem todas as DMUs estão operando na escala ótima, resulta em medidas de ineficiência técnica influenciadas pelas medidas de eficiência de escala. Nestes casos, a abordagem por retornos variáveis de escala permite a medição da eficiência técnica sem a interferência da eficiência de escala.

A extensão do modelo DEA-C supondo rendimentos variáveis de escala foi feita por Banker *at al.* (1984). Ao modelo DEA-C foi adicionado a restrição de convexidade.

O índice de eficiência obtido por meio da metodologia DEA-C será, para cada observação, sempre maior ou igual ao gerado pelo modelo DEA-V. Isso decorre das hipóteses adotadas sobre o conjunto de possibilidades de produção de cada uma das abordagens menos restritiva no caso do DEA-V.

O método DEA-V, para as unidades ineficientes, estabelece um conjunto de pesos indicando a combinação de unidades eficientes e representando a proporção em que o produto da unidade ineficiente poderia ser produzido usando menos insumos (unidades eficientes).

### 3.3.3 - Eficiência de Escala

A eficiência de escala pode ser obtida através da aplicação dos modelos DEA-C e DEA-V. Se os resultados obtidos a partir dos dois modelos, para uma dada DMU, forem iguais, pode-se dizer que a DMU possui eficiência de escala. Caso contrário, pode-se calcular a ineficiência de escala através da razão entre os escores obtidos para os modelos DEA-C e DEA-V.

A Figura 3.3-1 apresenta a fronteira de produção para os modelos DEA-C e DEA-V com orientação a insumos. Considerando retornos constantes de escala (RCE), a ineficiência técnica do ponto P é dado pela distância PPc; enquanto para retornos variáveis de escala (RVE), PPv. A diferença entre as duas distâncias PPc-PPv, é a ineficiência de escala.

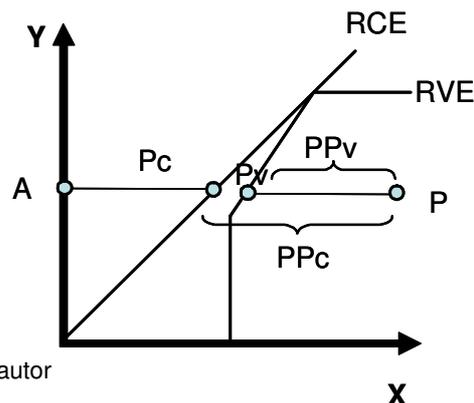


Figura 3.3-1 - Eficiência de Escala

- Eficiência técnica para retorno constante de escala  $ET_{RCE} = APc / AP$
- Eficiência técnica para retorno variável de escala  $ET_{RVE} = APv / AP$
- Eficiência de Escala  $EE = APc / APv$

Logo, o produto da eficiência técnica  $ET_{RVE}$  obtida no DEA-V pela eficiência de escala  $EE$ , resulta na medida de eficiência técnica  $ET_{RCE}$  obtida pelo DEA-C, conforme Eq.3.3-3.

$$EE = \frac{ET_{RCE}}{ET_{RVE}} \quad \text{Eq. 3.3-3}$$

### 3.4 - Limitações do Método DEA

Embora se destaque as vantagens de um método não paramétrico, é importante salientar algumas restrições e/ou cuidados que se deve tomar antes de usar os resultados obtidos pelo DEA, ou seja:

- As unidades em análise devem ser homogêneas e comparáveis;
- Os fatores (insumos e produtos) devem ser os mesmos para cada unidade, diferindo apenas na intensidade ou magnitude;
- Pode ser uma técnica de ponto extremo, ruídos, tais como erros de medição, podem comprometer a análise;
- Como é uma técnica não paramétrica, torna-se difícil formular hipóteses estatísticas;
- Como é gerado um modelo de Programação Linear para cada unidade sob análise, problema grande requer um elevado desempenho computacional;
- A DEA estima bem o desempenho relativo, mas converge lentamente para desempenho absoluto.
- Uma limitação de natureza operacional citada por Badin (1997) é que, o número de unidades consideradas na análise deve ser no mínimo duas vezes maior que o número de insumos e produtos considerados (restrições).

# Capítulo 4

## BASE DE DADOS

Após a apresentação do problema e das características do DEA, será discutida a metodologia para aplicação desta técnica. Para implementação do DEA, geralmente, é necessário que se defina e selecione corretamente as unidades cuja eficiência serão avaliadas (DMUs), além dos Insumos e Produtos.

As DMUs são Empresas de Distribuição de Energia Elétrica, doravante chamadas apenas de Distribuidoras. Essas DMUs devem ser homogêneas, isto é: devem realizar as mesmas tarefas, possuem os mesmos objetivos e estarem sujeitas as mesmas condições de mercado. Aqui, vale salientar que as Distribuidoras analisadas cobrem todo território nacional, sendo importante investigar se seus mercados regionais são homogêneos entre si.

Nessa pesquisa, aplicou-se a DEA considerando-se todas empresas Distribuidoras em um só agrupamento, o que facilita a convergência do método pelo aumento no número de DMUs, mas também não se poderia deixar de investigar o agrupamento das Distribuidoras em suas respectivas regiões geográficas.

Para melhor entendimento do setor (DMUs) que será investigado é importante saber que o serviço de distribuição de energia elétrica é composto por três grandes atividades: a compra de energia de empresas geradoras ou comercializadoras, seu transporte e a entrega aos consumidores.

O transporte, desde as subestações abaixadoras das transmissoras, passando pela rede de subtransmissão e chegando até as subestações das Distribuidoras, é realizado através de um sistema de linhas de transmissão de baixa tensão (normalmente em 69 kV), considerado em regime de monopólio. A entrega da energia feita através da rede de distribuição, fisicamente ligada a todos os consumidores residenciais, comerciais ou industriais, também é caracterizada como regime de monopólio.

O monopólio natural fica agora restrito às atividades de transmissão e distribuição, onde a competição não traria benefícios econômicos. No entanto, não é descabido imaginar que a utilização das respectivas redes elétricas não será mais

de uso exclusivo dos seus proprietários, e todas as empresas distribuidoras terão livre acesso a essas redes para transporte e distribuição da energia.

Para a comercialização da energia, atividade anteriormente considerada monopólio das empresas distribuidoras, foi adotado, também, um novo conceito que segmentou o mercado em consumidores livres e cativos. Os primeiros, em função do maior consumo de energia, têm condições de negociar livremente seu fornecimento e para atender a esses consumidores, surgem as empresas de comercialização que atuam de forma competitiva. Essas empresas compram energia dos geradores e contratam seu transporte com as empresas de transmissão e distribuição. Para o segmento dos consumidores cativos, de menor consumo, a comercialização continua sendo prestada pelas empresas de distribuição e comercialização, de forma regulada pelo Estado.

A competição na geração poderia ficar enfraquecida, caso as empresas de distribuição e comercialização comprassem energia das geradoras a elas associadas para vendê-la a seus consumidores cativos. Para garantir espaço nesse mercado para as empresas geradoras sem ligações com distribuidoras, foi proibida a autocontratação de energia pelas empresas de distribuição associadas a geradoras.

Para obter bons resultados, as empresas distribuidoras precisam desenvolver competência no processo de compra e venda de energia. As empresas de distribuição e comercialização para beneficiar seus consumidores cativos buscam as melhores ofertas de energia das empresas geradoras de todo o país. Por outro lado, os consumidores livres dependem dessa competência para se beneficiarem da possibilidade de negociar seu fornecimento com as empresas de comercialização.

Assim, as empresas distribuidoras compram energia através de leilões públicos e a distribui aos seus consumidores cativos. O processo de distribuição de energia engloba desde a compra até a venda ao consumidor final, passando pela transformação e transporte, sendo seu objetivo fornecer energia com qualidade, com confiabilidade e ao menor preço os quais podem ser mensurados pela determinação de sua eficiência técnica.

O aumento do número de variáveis produz uma maior explicação das diferenças entre as DMUs, mas por outro lado faz com que um maior número de DMUs se localizem mais próxima a fronteira. Sendo assim, o incremento de

variáveis reduz a capacidade do DEA de discriminar as DMUs eficientes das ineficientes, daí a importância de ser parcimonioso na definição do número de variáveis a serem utilizadas na aplicação do DEA.

O processo de escolha das variáveis é muito importante para que se obtenha um bom resultado na aplicação do modelo DEA. Primeiro, deve-se considerar a opinião do especialista nos seguintes aspectos: orientação do modelo, se a variável agrega informação, se os dados são confiáveis e se explicam as eficiências de uma DMU. Segundo, devem ser eliminadas as variáveis correlacionadas, que não agregam nenhuma nova informação, mas prejudicam a discriminação em torno da fronteira eficiente.

A orientação do modelo permite estabelecer o objetivo do estudo. O modelo orientado a insumo, indica o interesse em minimizar os insumos sem alterar as quantidades produzidas. A orientação a produção, indica o interesse em maximizar a produção sem incrementar o nível de insumos utilizados.

Finalmente, é importante caracterizar a tecnologia do modelo, ou seja, se as DMUs estão atuando com rendimentos constantes de escala (RCE) ou em rendimentos variáveis de escala (RVE).

As principais causas dos problemas de modelagem em DEA são: a omissão de variáveis relevantes, inclusão de variáveis irrelevantes e suposição incorreta em Retorno de Escala.

Segundo Galagedera *et al.* (2003) alguns estudos investigaram os efeitos da má especificação do modelo nos resultados de DEA, notadamente àquele que examinou a implicação no modelo multivariável em ambiente com retorno constante de escala (SMITH, 1997 *apud* GALAGEDERA *et al.*, 2003).

O estudo de Smith investigou a robustez dos resultados de DEA à omissão e inclusão de variável irrelevante na entrada, e concluiu que o perigo da má especificação é o mais sério quando uma variável relevante é omitida do modelo de DEA. Quando variáveis relevantes são omitidas na análise de DEA, a suposição de retorno variável de escala parece ser uma opção mais segura. A inclusão de variáveis irrelevantes na análise também afeta o desempenho da DEA, mas com pouca extensão; a suposição correta de retorno de escala parece ser crucial neste caso.

Por outro lado, Ruggiero (2002) *apud* Galagedera *et al.* (2003) investigou o impacto de variáveis impróprias nas estimativas da eficiência de um modelo DEA de três entradas e duas saídas. Usando uma amostra grande, Ruggiero (2002) observou que a DEA apresentou bons resultados na presença de entradas adicionais irrelevantes. Os resultados de um estudo da simulação que investiga o efeito de excluir entradas relevantes na eficiência de DEA sugerem que as variáveis omitidas, que são correlacionadas, podem ser omitidas sem maiores problemas.

#### **4.1 - Variáveis de entrada e saída**

A determinação das variáveis de *entradas* e *saída* constitui o elemento crítico para a aplicação dos métodos de análise comparativa de eficiência entre empresas reguladas. Para os fins aqui propostos, deve-se comparar o desempenho entre concessionárias no que se refere à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, de forma que os seguintes princípios deverão nortear a escolha das *entradas* e *saída*.

As variáveis de entradas, foram escolhidas entre aquelas que melhor representassem os reflexos das ações gerenciais no negócio, ou seja, aqueles cuja variação afetam a parcela dos custos gerenciáveis, como: número de empregados, dispêndios em PMSO (Pessoal, materiais e serviço de terceiros e outros) que podem ser resumidos como OPEX (Dispêndios Operacionais).

É razoável imaginar que a dimensão da rede de transmissão ou a potência de transformação, que indicam o tamanho do negócio, sejam bons candidatos a variáveis de entradas. É importante notar, que a homogeneidade exigida para as distribuidoras (DMUs) não está relacionada ao seu tamanho mas ao ambiente, natureza do negócio e ao processo de agregação de valores. O uso da DEA é adequado, neste caso em que as empresas possuem diferentes tamanhos, pois essa técnica consegue separar os efeitos da escala do negócio na determinação de sua eficiência.

O número de empregados também traduz tal indicação. Considerando que algumas distribuidoras, no Brasil, ainda não foram desverticalizadas, o uso desta variável pode causar alguma distorção nos resultados daquelas empresas que possuem, de forma integrada, a função de geração, transmissão e distribuição.

O número de clientes pode servir tanto como insumo ou como produto indicativo do desempenho da distribuidora. O volume de energia vendido ou a receita da venda de energia são bons representantes para produtos das empresas de distribuição.

Felizmente, parece existir um certo consenso na escolha das variáveis de entradas e saídas, quando da aplicação da metodologia de análise da eficiência através da DEA, sendo as variáveis mais encontradas: ÁREA (área de concessão em km<sup>2</sup>); CONSUMIDORES (número de consumidores); VENDA (venda de energia à indústria, comércio e residência em MWh); EMPREGADOS (número de empregados); TRANSFORMAÇÃO (capacidade de transformação em MVA) e TAMANHO (extensão da rede de distribuição e subtransmissão).

No capítulo 2, discutiu-se o marco regulatório, onde foram apresentadas as práticas regulatória no mundo, segundo Jamasb (2001); foi também analisado, naquela pesquisa, as variáveis de entradas e saídas usadas pelos reguladores quando da aplicação da técnica DEA, as quais encontram-se listadas juntamente com suas respectivas frequências de uso na Tabela 4.4.1.

Variável de Entrada	Frequência	Variável de Saída	Frequência
Vendas	2	Vendas	12
No. Consumidores	1	Venda residencial	6
Tamanho da Rede	11	Venda não residencial	6
Capacidade de Transformação	11	No. Consumidores	11
Área Suprida	2	Tamanho da Rede	4
Energia Revenda	2	Capacidade de Transformação	1
Perdas	4	Área Suprida	6
Empregados	15	Disponibilidade	1
Despesas Operacionais -OPEX	7	Fator de Carga	1
OPEX + Depreciação	2	Margem Líquida	1
Investimentos - CAPEX	5	Receitas	1

Fonte : Adaptada de Jamasb (2001)

Tabela 4-1 - Frequência de uso das variáveis

Considerando a dificuldade na obtenção das informações, de forma consolidada, apresenta-se como uma forma alternativa a utilização de dados contábeis disponibilizados nos relatórios da administração das empresas, que integram as demonstrações contábeis obrigatórias e apresentam informações complementares como: histórico da empresa, cenário econômico, planos de investimento, indicadores de desempenho e explicações sobre os resultados econômicos e financeiros das empresas.

A aplicação da DEA usando dados de balanço apresenta algumas dificuldades, a saber: determinação dos insumos e produtos que devem ser selecionados; decidir se os *outliers* oferecem representação genuína de uma tecnologia possível; lidar com pequeno número de observações e por fim fazer julgamento se um alto *score* de eficiência é genuína ou é devido a ausência de competidores.

Outra dificuldade da aplicação da DEA com dados de balanços advém da impossibilidade de se utilizar valores negativos. Alguns dos mais tradicionais indicadores contábeis assumem valores negativos. É o caso do resultado do serviço, que pode ser lucro (positivo) ou prejuízo (negativo). As medidas de retorno sobre patrimônio líquido e sobre ativo são igualmente derivadas do resultado e podem, portanto, assumir valores negativos.

Uma forma de contornar essa dificuldade é adicionar-se uma constante a todos os valores das variáveis que possuem valores negativos. Qual o efeito dessa translação de valores? Será que afeta os resultados da DEA? Em 1996, Pastor (1996) discutiu o assunto e concluiu que em ambiente com retorno variável de escala e para o modelo orientado a insumo, a translação somente pode ser aplicada aos produtos; e nos modelos orientados a produto, pode-se aplicar a transformação aos insumos.

Coincidentemente, para se analisar a eficiência relativa das Distribuidoras deve-se usar um modelo orientado a insumo, pois estando essas empresas operando em ambiente regulado, considerado como monopólio natural, elas não disputam mercado e por isso cabe aos gestores eficientes minimizarem os insumos no atendimento à sua demanda, na venda e distribuição de energia.

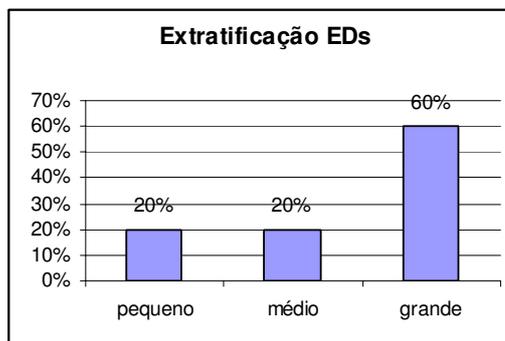
## 4.2 - Coleta dos Dados de Entrada e Saída

Os dados foram obtidos do periódico Energia & Mercado Martinez (2004), edição de setembro de 2004, na reportagem *um ranking do setor de energia*, que disponibilizou informações de 50 Distribuidoras, entre elas: Número de empregados, Dispêndios Operacionais – OPPEX, Dispêndio com Investimento – CAPEX, Compra de Energia para Revenda, Custos Setoriais mais Transporte, Depreciação, Dispêndios com Pessoal, Dispêndios com Material e Dispêndios com Serviços de Terceiros.

A Tabela 4-2 apresenta as 50 Empresas Distribuidoras (ED). Observe que a maioria das EDs estudadas (60%), são empresas de pequeno porte, aqui consideradas aquelas que possuem mercado com menos de 1 milhão de consumidores. Considerou-se EDs de porte médio (20%) aquelas com mercado entre 1 e 2 milhões de consumidores e finalmente as de grande (20%) aquelas com mercado superior a 2 milhões de consumidores.

Este fato demonstra que o negócio de distribuição de energia, no Brasil, é bastante pulverizado, pois, na amostra estudada, das 31 empresas consideradas de pequeno porte, 20 empresas (60%) atendem a um mercado inferior a 250 mil consumidores. Como pode ser observado no histograma da Figura 4.2.1.

Considerando-se que será utilizado o modelo orientado a entrada, e que as distribuidoras operam sob um regime de monopólio natural, conseqüentemente regulado pelo Estado, só resta a essas empresas a otimização de seus insumos (orientação à entrada) para atendimento do seu mercado uma vez que não podem disputar mercados nem expandi-los na busca pela eficiência.



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 4.2-1 - Estratificação das empresas de distribuição estudadas

Para escolha dos dados de entradas considerou-se que as despesas com pessoal e número de empregados são fortemente correlacionadas, correlação = 92,59%, por isso eliminou-se as despesas com pessoal e também, aliado ao fato que, essas despesas juntamente com as despesas com materiais e serviços de terceiros são parcelas dos dispêndios operacionais (OPEX). Eliminou-se ainda, os custos com depreciação pois não se caracteriza como despesa financeira, sendo apenas contábil.

Desta forma considerou-se para representar os insumos das Distribuidoras as seguintes variáveis, como pode ser observadas na Tabela 4-3: Número de empregados, Despesas Operacionais – PEX, Despesas com Investimentos – CAPEX, e gastos com a compra de energia, que representa o principal insumo das Distribuidoras.

As informações sobre capacidade de transformação e dimensão da rede, embora bastante referenciada na literatura, não foi possível ser obtidas nas fontes de dados a que se teve acesso. Foram obtidos dados para 50 distribuidoras das diversas regiões brasileiras.

Tabela 4-2 - Empresas Distribuidoras (ED) analisadas

Região	Empresas	Tamanho	Razão Social
Centroeste	Bragantina EEB	pequena	Empresa Elétrica Bragantina
	CAIUA	pequena	Caiuá Serviços de Eletricidade S/A
	CATIEO	pequena	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina
	CEB	pequena	Companhia Energética de Brasília
	CEIG	média	Companhia Energética de Goiás
	CEMAT	média	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A
	CENF	pequena	Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo
	CHESP	pequena	Companhia Hidroelétrica São Patrício
	CPEE	pequena	Companhia Paulista de Energia Elétrica
	CPFI	grande	Companhia Paulista de Força e Luz
	CSPE	pequena	Companhia Sul Paulista de Energia
	EIEKTRO	grande	Elektro Eletricidade e Serviços S/A
	EIETROPAUIO	grande	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
	ENERSUI	pequena	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A
	ESCELSA	média	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
Nordeste	Nacional CNEE	pequena	Companhia Nacional de Energia Elétrica
	PIRATININGA	grande	Companhia Piratininga de Força e Luz
	CELB	pequena	Companhia Energética da Borborema
	CELPE	média	Companhia Energética de Pernambuco
	CEMAR	pequena	Companhia Energética do Maranhão
	CEPISA	pequena	Companhia Energética do Piauí
	COELBA	grande	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
	COELCE	média	Companhia Energética do Ceará
	COSERN	pequena	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
Norte	ENERGIPE	pequena	Empresa Energética de Sergipe S/A
	SAELPA	pequena	S/A de Eletrificação da Paraíba
	SUIGIPE	pequena	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
	BOA VISTA	pequena	Boa Vista Energia S/A
	CEA	pequena	Companhia de Eletricidade do Amapá
	CEAM	pequena	Companhia Energética do Amazonas
	CEIPA	média	Centrais Elétricas do Pará S/A
	CEI TINS	pequena	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
	CER	pequena	Companhia Energética de Roraima
Sudeste	CERON	pequena	Centrais Elétricas de Rondônia S/A
	ELETROACRE	pequena	Companhia de Eletricidade do Acre
	MANAUS	pequena	Manaus Energia S/A
	BANDEIRANTES	grande	Bandeirante Energia S/A
	CEMIG	grande	Companhia Energética de Minas Gerais
	CERJ	média	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro
	ELFSM-SANTA MARIA	pequena	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A
Sul	LIGHT	grande	Light Serviços de Eletricidade S/A
	Santa Cruz - CFISC	pequena	Companhia Luz e Força Santa Cruz
	V. Paranapanema -EEVP	pequena	Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A
	AES Sul	média	Centrais Elétricas de Carazinho
	CEEE	média	Companhia Estadual de Energia Elétrica
	Celesc	grande	Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A
	CFLO	pequena	Companhia Força e Luz do Oeste
Sul	COPEL	grande	Companhia Paranaense de Energia
	Rio Grande Energia RGE	média	Rio Grande Energia
	COCEL	pequena	COCEL

Fonte: Elaborada pelo autor

Para dados de saída foram escolhidos aqueles que melhor representam o desempenho das empresas e que afetam a qualidade percebida do Serviço Público de Distribuição de Energia como: Vendas em GWh, Número de Consumidores, Receita Líquida, Resultado do Serviço, Resultado Financeiro, Ativo Total, Patrimônio Líquido, Imobilizado em Serviço e Receita Bruta, conforme pode ser observado na Tabela 4-4.

Todos os dados de saídas foram obtidos em relatórios da administração, nos balanços patrimoniais ou através de análises setoriais publicadas em periódicos.

Usou-se a Internet, visitando os sites das empresas, disponibilizados no portal<sup>8</sup> e para aquelas que não possuíam sites, enviou-se correspondências solicitando as informações. Apesar de se ter enviado correspondências a quase todas as 64 empresa não se obteve o sucesso esperado.

Alguns desses dados não foram encontrados nos Demonstrativos Contábeis, obrigando a se utilizar, na presente pesquisa, dados provenientes de fontes não oficiais. No periódico Energia & Mercado Martinez (2004) publicou em setembro de 2004, uma análise setorial contendo informações de 50 Empresas de Distribuição.

Para variáveis de saída, foram escolhidas aquelas que melhor representem o ambiente e natureza do negócio, como: volume de venda de energia ou número de consumidores atendidos. Considerando-se que vendas e número de consumidores estão fortemente correlacionadas, correlação = 93,94%, eliminou-se a variável venda de energia.

O primeiro conjunto de variáveis tem natureza qualitativa, discriminando as empresas em função das características de sua operação. O segundo conjunto contém informações contábeis que demonstram a situação econômico financeira da empresa avaliando sua riqueza, isto é, seu valor no mercado.

Os valores recebidos de terceiros, pela venda de sua produção, são chamados de receitas operacionais bruta, que descontado das despesas operacionais e impostos, resultam em receitas líquidas.

---

<sup>8</sup> www.canalenergia.com.br

Tabela 4-3 - Dados de Entrada

Empresas	Empregados (1)	OPEX (2)	CAPEX (2)	Compra Energia (2)
Bragantina EEB	232	42.2	169.5	618.7
CAIUA	345	62.7	1719.0	1110.7
CATLEO	703	72.8	796.5	349.4
CEB	1215	286.2	769.3	762.4
CELG	1858	463.5	1583.6	63.8
CEMAT	1671	333.3	1089.7	886.0
CENF	88	19.0	61.4	560.7
CHESP	103	5.6	6.2	136.3
CPEE	45	15.9	187.2	103.0
CPFL	2963	817.7	6661.7	369.8
CSPE	22	18.2	175.9	532.5
ELEKTRO	2307	413.5	1382.3	372.1
ELETROPAULO	4006	1785.6	7634.6	1211.3
ENERSUL	940	203.6	651.1	716.0
ESCELSA	1305	289.0	1908.2	531.0
Nacional CNEE	152	27.0	140.1	968.5
PIRATININGA	1012	338.5	973.2	917.1
CELB	223	33.0	79.3	349.5
CELPE	1771	420.9	1703.0	380.0
CEMAR	1430	181.1	310.5	1393.4
CEPISA	1195	125.1	203.9	247.2
COELBA	2848	594.6	2605.2	134.6
COELCE	1375	353.2	957.1	559.5
COSERN	633	165.9	915.7	935.1
ENERGIPE	811	78.1	593.5	143.4
SAELPA	1536	86.6	503.9	211.0
SULGIPE	331	14.0	27.8	64.0
BOA VISTA	216	88.2	55.2	185.0
CEA	552	56.2	65.9	670.0
CEAM	1079	344.0	101.3	611.8
CELPA	2352	425.2	2199.0	404.1
CELTINS	757	89.3	217.1	389.4
CER	220	49.2	17.8	175.1
CERON	508	211.9	266.8	338.2
ELETROACRE	220	85.4	69.8	304.0
MANAUS	427	1346.1	353.7	1731.4
BANDEIRANTES	1288	371.1	1490.4	417.0
CEMIG	11302	2341.3	7514.2	6.0
CERJ	1517	619.2	2722.6	1067.7
ELFSM-SANT A MARIA	246	16.8	44.4	430.5
LIGHT	3649	1201.5	6437.2	3205.9
Santa Cruz - CFLSC	453	50.5	69.2	306.9
V.Paranapanema -EEVP	343	54.3	355.3	232.4
AES Sul	707	245.4	1108.1	222.3
CEEE	2595	1043.3	1590.9	445.9
Celesc	3625	586.5	1696.5	622.8
CFLO	76	12.5	36.6	408.0
COPEL	5857	1190.9	3641.6	1006.3
Rio Grande Energia	1318	260.2	1148.8	2165.4
COCE L	84	9.4	8.6	195.0

Fonte: Elaborada pelo autor

(1) Numerada e (2) Milhares de Reais (R\$)

O imobilizado em serviço é constituído pelos bens e direitos destinados às atividades da empresa; terrenos, edifícios, máquinas e equipamentos, veículos, móveis e utensílios, obras em andamento para uso próprio, etc. O Patrimônio Líquido (PL), por outro lado, é constituído pelo valor que os proprietários têm aplicado na empresa. Essas contas possuem correlação de 76,56% demonstrando que ambas possuem informações distintas sobre a situação econômico-financeira das empresas.

O ativo total constituído por todos os bens e direitos da empresa quando confrontado com o patrimônio Líquido observou-se uma correlação de 79,34%, porém quando comparado com o imobilizado em serviço demonstrou uma correlação 93,76%, mas, entre o PL com e o imobilizado obteve-se correlação de 76,53% o indica que se deve descartar o ativo total.

Finalmente, o Resultado do Serviço constituído pelo lucro ou prejuízo operacional, representando o resultado das atividades, principais ou acessórias, que constituem objeto da pessoa jurídica, quando comparado com o resultado financeiro representado das aplicações dos excedentes de caixa apresentam informações independentes, pois possuem uma baixa correlação entre si, ou seja, 13,25%.

A receita líquida quando confrontada com o número de consumidores apresenta uma correlação de 93,46% o que sugere o descarte dos consumidores visando trabalhar com dados de balanço.

Baseado na presente análise as informações contábeis da Tabela 4.3.2 são relevantes e devem ser usadas como variáveis de saída na avaliação da eficiência técnica.

Conforme já comentado, a DEA possui uma limitação no tratamento de muitas variáveis simultaneamente. O método perde a capacidade de discriminação na ordenação dos *scores* e, portanto deve-se eliminar variáveis correlacionadas antes de aplicá-lo.

Considerando que mesmo após a eliminação das variáveis correlacionadas, foram selecionadas quatro variáveis de entrada e seis de saída resolveu-se submetê-las a um método conhecido como: *componente principal*, com a finalidade de se reduzir o número de variáveis.

Este método se propõe representar um grande número de variáveis, linearmente dependentes, por um pequeno número de variáveis equivalentes, todas linearmente independentes, ou seja, aplicar uma transformação de um espaço multidimensional de ordem elevada em outro espaço ortogonal de ordem reduzida.

Tabela 4-4 - Dados de Saída Dados (em milhares de reais - R\$ mil)

Empresas	Receita Líquida	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	Patrimônio Líquido	Imobilizado em Serviço
Bragantina EEB	107.8	-6.5	8.5	105.8	93.8
CAIUA	183.1	-182.2	41.8	406.0	175.4
CATLEO	201.7	-108.0	46.2	344.0	176.2
CEB	694.9	-6.2	31.6	293.7	412.3
CELG	1157.7	123.9	183.0	42.0	1108.9
CEMAT	827.5	-123.0	80.1	452.0	864.5
CENF	49.6	0.3	1.7	39.8	34.1
CHESP	10.8	-0.3	0.9	12.5	14.5
CPEE	44.5	-2.7	5.9	156.9	26.6
CPFL	3336.6	-337.0	548.1	3084.2	1304.2
CSPE	58.7	0.1	10.5	153.1	24.0
ELEKTRO	1784.9	151.6	286.3	99.2	2094.3
ELETROPAULO	6431.9	147.1	795.2	2192.6	5089.0
ENERSUL	563.1	-37.7	93.1	443.0	619.8
ESCELSA	943.7	143.3	120.3	357.9	750.5
Nacional CNEE	72.9	-3.9	13.3	78.4	56.5
PIRATININGA	1654.6	-0.2	193.0	230.5	603.6
CELB	70.3	-0.8	5.3	24.9	25.4
CELPE	1185.5	-33.1	180.1	1096.3	917.4
CEMAR	422.5	-98.7	50.9	-146.5	548.6
CEPISA	244.2	-56.9	-15.5	-33.0	217.7
COELBA	1781.1	-227.1	402.7	1684.6	1532.6
COELCE	1029.7	-45.4	203.5	1137.4	1490.9
COSERN	467.6	-15.2	95.0	501.0	317.0
ENERGIPE	305.8	-64.1	77.2	679.3	664.1
SAELPA	349.2	-12.9	68.3	730.7	226.9
SULGIPE	30.9	0.5	2.5	21.4	15.4
BOA VISTA	57.7	2.6	-73.4	97.5	87.3
CEA	96.9	-13.6	0.3	-131.1	88.9
CEAM	267.6	-9.1	-88.9	75.5	202.2
CELPA	873.5	-51.6	96.1	890.0	39.3
CEL TINS	165.5	-27.6	14.4	328.4	376.0
CER	25.5	-9.4	-29.2	16.2	118.8
CERON	340.7	-21.8	-14.6	92.5	171.1
ELETROACRE	121.0	4.6	-7.4	29.5	40.6
MANAUS	1424.9	-26.2	-117.1	1527.1	1624.4
BANDEIRANTES	1674.4	-56.6	157.8	692.7	836.6
CEMIG	5239.0	31.2	1194.1	6558.6	7337.9
CERJ	1538.3	-266.2	-16.0	352.5	1405.4
ELFSM-SANT A MARIA	46.6	4.2	3.6	43.0	17.4
LIGHT	3780.1	-529.9	413.2	519.5	3967.9
Santa Cruz - CFLSC	124.2	4.7	18.6	122.2	96.1
V.Paranapanema -EEVP	121.0	-43.1	7.7	155.5	139.1
AES Sul	1119.5	146.5	181.1	-776.4	1407.4
CEEE	1531.0	-15.4	-126.6	383.8	1819.1
Celesc	2139.0	-93.9	341.2	777.8	1291.5
CFLO	33.5	-1.6	6.9	20.9	14.9
COPEL	2786.4	127.1	-217.4	1163.1	10.8
Rio Grande Energia	1169.1	-106.8	240.7	962.8	1109.6
COCEL	26.7	-0.1	5.4	16.4	16.3

Fonte: Elaborado pelo autor

### 4.3 - Análise dos Componentes Principais

A técnica dos componentes principais foi primeiramente descrita por Karl Person (1901) e implementada por Hotelling (1933). Foi difundida após o aparecimento dos computadores.

Esta técnica consiste em identificar as variáveis  $X(p)$  mais significativas dentro de um conjunto de  $p$  variáveis, cuja combinação produz um conjunto de  $Z(p)$  índices não correlacionados.

A falta de correlação é uma importante propriedade, pois significa que esses índices estão em uma dimensão diferente das variáveis que os deram origem. Por outro lado esses índices são ordenados tal que  $Z(1)$  seja o de maior variação,  $Z(2)$  o segundo maior e assim por diante. Isto é  $\text{var}[Z(1)] > \text{var}[Z(2)] > \dots > \text{var}[Z(p)]$ . O índice  $Z(1)$  é chamado componente principal. Quando se analisa um conjunto  $X(p)$  de dados normalmente encontram-se  $\text{var}[Z(i)]$  desprezíveis o que implica que as variações nos dados  $X(p)$  podem ser representadas por poucos  $Z(p)$  e de maior variância é denominado de componentes principais. Quanto mais correlacionadas são as variáveis  $X(p)$  menos índices  $Z(p)$  são significativos. Em situações normais um conjunto de 20 ou 30 variáveis  $X(p)$  pode ser representado por 2 ou 3 componentes principais.

A determinação do componente principal inicia-se pelo cálculo do  $Z(1)$  tal que:

$$Z(1) = a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + a_{13}X_3 + \dots + a_{1p}X_p \quad \text{Eq. 4.3-1}$$

$Z(1)$  deve variar tanto quanto possível sujeito a seguinte restrição:

$$1 = a_{11}^2 + a_{12}^2 + a_{13}^2 + \dots + a_{1p}^2 \quad \text{Eq. 4.3-2}$$

Resolvendo o problema de otimização observamos que as variâncias dos componentes principais são os autovalores da matriz covariância dos  $X(i)$ :

$$Z_i = a_{i1}X_1 + a_{i2}X_2 + a_{i3}X_3 + \dots + a_{ip}X_p \quad \text{Eq. 4.3-3}$$

Logo:  $\text{var}[Z_i] = \lambda_i$  e  $1 = a_{i1}^2 + a_{i2}^2 + a_{i3}^2 + \dots + a_{ip}^2$

São os autovetores do espaço da transformação dos índices Zs. Prova-se que a diagonal da matriz covariância dos dados Xs é igual a diagonal dos

$\lambda_i$  o que implica que a soma das variância dos componentes principais é igual a soma das variância das variáveis originais desta forma pode-se dizer que o componente principal leva em conta todas as variações das variáveis que os originaram.

#### 4.3.1 - Determinação das variáveis equivalentes

Antes de se aplicar a técnica dos componentes principais - CPA, é necessário que as variáveis Xs possuam média zero para evitar influência de escala nos resultados, ficando estes afetados apenas pelas variâncias das variáveis.

De posse dos dados de entradas e saídas, já apresentados nas Tabelas 4.3-1 e 4.3-2, aplicou-se uma transformação em cada variável de sorte a garantir que essas possuíssem média zero. (usou-se o atalho de ativar metas no EXCEL). Em seguida, foram submetidos todos dados de entradas e em separado todos os dados de à função CPA (*Components Principal Analysis*), do programa *Statistica* versão 6.

#### 4.3.1.1 Dados de entrada equivalentes

A Figura 4.3.1 apresenta os autovalores das quatro variáveis de entradas (Empregados, OPEX, CAPEX, Compra Energia) e seus respectivos percentuais de explicações pelas variáveis equivalentes, ou seja: com apenas um componente principal consegue-se explicar 69,28% das variações das quatro variáveis de entradas ou com duas variáveis equivalentes consegue-se explicar 92,72% das variáveis de entradas.

A Tabela 4.3.1 apresenta a contribuição de cada variável aos fatores equivalentes. O Fator um é mais influenciado (32,98%) pela variável OPEX, variável número de empregados (29,91%) e CAPEX (31,69%) enquanto o Fator 2 é explicado em 89,95% pela variável Compra de Energia.

Considerando-se que os dois Fatores explicam 92,72% das quatro variáveis de entrada e o primeiro Fator ou componente principal envolve despesas e empregados, este pode ser denominada de Dispêndios e o segundo Fator pode ser chamado Insumos pois refere-se a compra de energia para revenda, ou seja, a matéria prima para o negócio de distribuição.

Finalmente, apresenta-se na Tabela 4.3.2 fatores ou valores das variáveis de entradas equivalentes (Dispêndios e Insumos) que serão usadas, conjuntamente com as variáveis equivalentes de saída, discutidas na próxima seção, como entrada e saída para a avaliação dos escores de eficiência pela DEA.

Observe que a técnica de componente principal por ser focada na determinação das variâncias equivalentes, normalmente resulta em variáveis com valores negativos que, por restrição do método de Programação Linear usado na DEA, requer que se faça uma translação desses valores para o campo dos Reais Positivos.

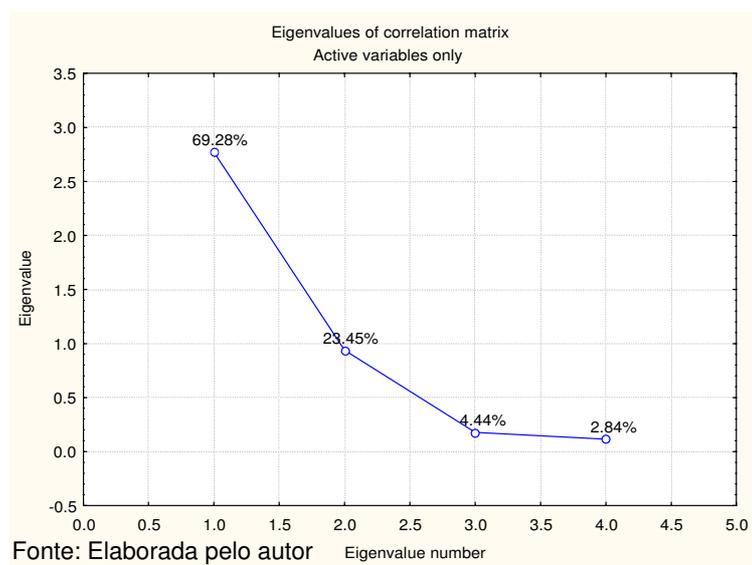


Figura 4.3-1 – Percentual de explicação de cada componente

Tabela 4-5 - Contribuição das variáveis de entradas para os fatores equivalentes

Entradas	Fator 1 (%)	Fator 2 (%)	Fator 3 (%)	Fator 4 (%)
Empregados	29,91	9,62	19,05	41,41
OPEX	32,98	0,32	11,35	55,34
CAPEX	31,69	0,11	67,79	0,41
Compra Energia	5,41	89,95	1,8	2,83

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 4-6 - Dados de entrada equivalentes

Empresas	Dispêndios	Insumos
Bragantina EEB	-0.626816	0.28493
CAIUÁ	-0.199194	107.202
CA TLEO	-0.477189	-0.26789
CEB	-0.141021	0.32175
CELG	0.071668	-101.104
CEMAT	0.058748	0.44276
CENF	-0.701613	0.21570
CHESP	-0.821172	-0.50560
CPEE	-0.800090	-0.55680
CPFL	1.488.171	-0.81188
CSPE	-0.700308	0.17713
ELEKTRO	0.153936	-0.55396
ELETROPAULO	2.732.740	0.30709
ENERSUL	-0.279830	0.30170
ESCELSA	0.021979	-0.10743
Nacional CNEE	-0.571936	0.89554
PIRATININGA	-0.065895	0.60931
CELB	-0.716129	-0.16825
CELPE	0.124051	-0.45582
CEMAR	-0.106006	137.840
CEPISA	-0.483632	-0.52114
COELBA	0.535575	-109.324
COELCE	-0.081548	-0.06177
COSERN	-0.260307	0.72635
ENERGIPE	-0.540387	-0.63338
SAELPA	-0.407010	-0.64150
SULGIPE	-0.789061	-0.66878
BOA VISTA	-0.722392	-0.45291
CEA	-0.566793	0.31781
CEAM	-0.278485	0.09388
CELP A	0.322279	-0.52314
CEL TINS	-0.548795	-0.20074
CER	-0.758340	-0.46500
CERON	-0.509072	-0.26090
ELETROACRE	-0.692235	-0.25125
MANAUS	0.633916	198.320
BANDEIRANTES	-0.024332	-0.30076
CEMIG	4.089.076	-304.984
CERJ	0.567265	0.71451
ELFSM-SANTA MARIA	-0.710131	-0.03204
LIGHT	2.528.283	384.945
Santa Cruz - CFLSC	-0.675613	-0.28176
V. Paranapanema -EEVP	-0.659643	-0.39523
AES Sul	-0.329852	-0.51069
CEEE	0.705479	-0.55699
Celesc	0.623440	-0.37883
CFLO	-0.749740	-0.04059
COPEL	1.879.165	-0.21459
Rio Grande Energia	0.265933	268.527
COCEL	-0.807136	-0.40305

Fonte: Elaborada pelo autor

#### 4.3.1.2 Dados de saída equivalentes

A Figura 4.3-2 apresenta os autovalores das 5 variáveis de saída (Receita Líquida, Resultado Financeiro, Resultado do Serviço, Patrimônio Líquido e Imobilizado em Serviço) e seus respectivos percentuais de explicações pelas variáveis equivalentes, ou seja: com apenas um componente principal consegue-se explicar 69,09% das variações das variáveis de saída, com duas variáveis equivalentes consegue-se explicar 88,61% das variáveis de saída e com três variáveis equivalentes consegue-se explicar 94,53% das variáveis de saída .

A Tabela 4.3-3 apresenta as explicações das cinco variáveis de saída aos fatores equivalentes, que representam 88,61% das variáveis de saída, ou seja: Fatores de 1 e 2.

O Fator um é mais influenciado pelas variáveis: Receita Líquido (24,68%), Resultado do Serviço (25,52%), Patrimônio Líquido (22,78%) e Imobilizado em Serviço (26,02%), logo, considerando-se as características destas variáveis pode-se dizer que o Fator 1 representa o retorno e volume aplicado e doravante será chamado de Retorno do negócio.

De acordo com os resultados da Tabela 4.3-4, o Fator 2 é predominantemente influenciado pelas variáveis: Resultado Financeiro (98,90%), que podem ser interpretado como a gestão financeira e portanto, será chamado retorno financeiro.

Tabela 4-7 - Contribuição das variáveis de entradas para os fatores equivalentes

Saída	Retorno Negócio (%)	Retorno Financeiro (%)
Receita Líquida	24,68	0,27
Resultado Financeiro	1	98,9
Resultado do Serviço	25,52	0,18
Patrimônio Líquido	22,78	0,09
Imobilizado em Serviço	26,02	0,57

Fonte: Elaborada pelo autor

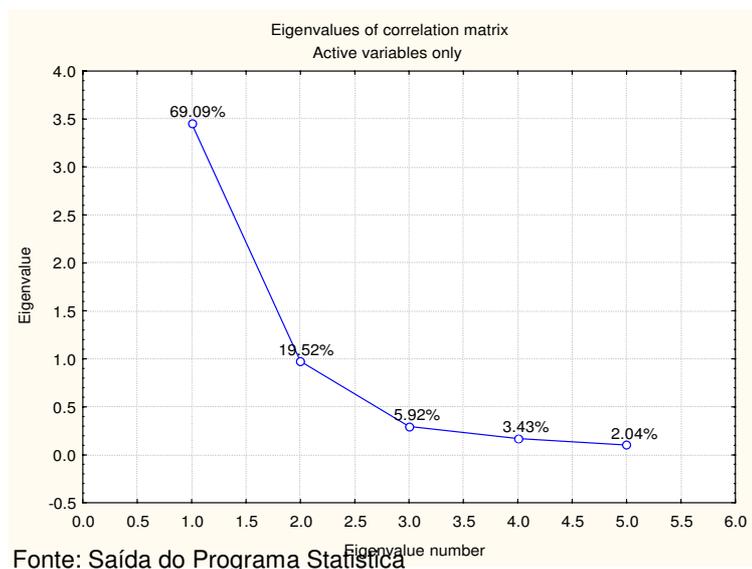


Figura 4.3-2 - Percentual de explicação de cada componente equivalente

A Tabela 4.3-4 apresenta os fatores ou valores das variáveis de saída equivalentes (retornos do negócio e financeiro) que serão usadas, conjuntamente com as variáveis equivalentes de entradas, como entrada e saída na DEA.

Os valores negativos que, por restrição do método de Programação Linear usado na DEA, serão transformados, através de uma translação, em valores no campo dos Reais Positivos.

Os dados das Tabelas 4.3-2 e 4.3-4 apresentam equivalentes de entrada e saída, respectivamente apresentam valores negativos e, portanto terão que ser transformados. Por outro lado, observe que estes dados foram gerados a partir de autovetores ortogonais e, portanto não são correlacionados. Finalmente, observa-se o bom condicionamento desses dados, ou seja, não apresentam grandes variações entre si facilitando a convergência da DEA.

Tabela 4-8 - Dados de saída equivalentes

Empresas	Retorno Negócio	Retorno Financeiro
Bragantina EEB	0.56108	-0.13534
CAIUÁ	0.33980	133.599
CA TLEO	0.37930	0.70550
CEB	0.30860	-0.18806
CELG	0.01962	-137.158
CEMAT	0.04405	0.76107
CENF	0.61139	-0.18449
CHESP	0.63022	-0.17588
CPEE	0.57981	-0.16238
CPFL	-180.987	229.940
CSPE	0.57436	-0.18731
ELEKTRO	-0.42475	-170.695
ELETROPAULO	-304.378	-216.784
ENERSUL	0.17190	0.05754
ESCELSA	0.14072	-150.515
Nacional CNEE	0.57770	-0.15414
PIRATININGA	0.09011	-0.31472
CELB	0.60791	-0.17571
CELPE	-0.26626	-0.05601
CEMAR	0.37579	0.60939
CEPISA	0.54689	0.28880
COELBA	-0.99486	147.809
COELCE	-0.39347	0.01705
COSERN	0.24621	-0.11460
ENERGIPE	0.16431	0.28602
SAELPA	0.26523	-0.12605
SULGIPE	0.62243	-0.18405
BOA VISTA	0.67330	-0.19531
CEA	0.62692	-0.06631
CEAM	0.62621	-0.10708
CELPA	0.11106	0.18355
CEL TINS	0.42324	0.01829
CER	0.63609	-0.09961
CERON	0.52212	-0.01458
ELETROACRE	0.61079	-0.22184
MANAUS	-0.21192	-0.12162
BANDEIRANTES	-0.23599	0.14437
CEMIG	-481.442	-145.536
CERJ	-0.13663	194.004
ELFSM-SANTA MARIA	0.61417	-0.21702
LIGHT	-175.643	386.710
Santa Cruz - CFLSC	0.54684	-0.23361
V. Paranapanema -EEVP	0.52180	0.17113
AES Sul	0.17429	-155.551
CEEE	0.01582	-0.19538
Celesc	-0.66982	0.38211
CFLO	0.61609	-0.16706
COPEL	0.11523	-135.875
Rio Grande Energia	-0.37364	0.55308
COCEL	0.62065	-0.17923

Fonte: Elaborada pelo autor

#### 4.4 - Dados de Qualidade Percebida

Os dados de qualidade percebida foram obtidos do IASC 2003<sup>9</sup>, conforme descrito na seção 2.3 - IASC. Sendo eles: Confiabilidade nos Serviços, Acesso a Empresa, Comunicação com o Cliente, Preço / Benefício, Preço / Fornecimento, Preço / Atendimento, Satisfação Global, Desconformidade Global, Distância do Ideal, Empresa é Confiável, Preocupado com o Cliente, Competente, Presta Informação Correta, Melhor Preço, Melhor Fornecimento, Possui Melhor Atendimento.

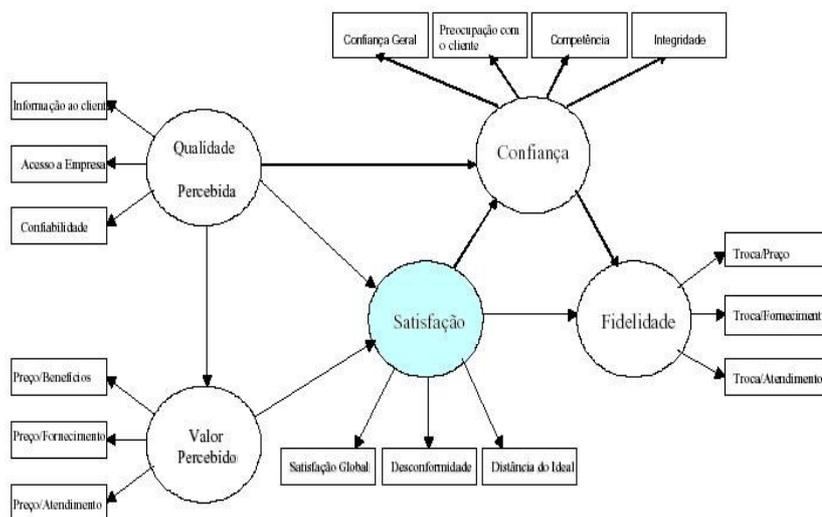
O IASC é obtido a partir de pesquisa junto ao consumidor residencial que a ANEEL realiza todos os anos visando avaliar o grau de satisfação dos consumidores residenciais com relação aos serviços prestados pelas Distribuidoras de Energia Elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das 64 distribuidoras no País e é realizada pela Vox Populi<sup>10</sup>, onde o número de entrevistas varia com o número de consumidores atendidos pelas distribuidoras. Ver tabela 4.4-1.

Tabela 4-9 - Tamanho da Amostra

<b>Mercado Concessionária</b>	<b>Número</b>
Até 30 mil consumidores Residenciais.	200
Entre 30 mil e 400 mil de consumidores	250
Entre 400 mil e 1 milhão consumidores	320
Acima de 1 milhão	450

<sup>9</sup> Todos os 64 relatórios IASC (2003) encontram-se publicados no site da ANEEL [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

<sup>10</sup> Empresa que realiza pesquisa de opinião



Fonte: Relatório IASC da ANEEL

Figura 4.4-1 - Modelo da pesquisa do índice IASC

O modelo, portanto, é composto de 5 blocos de variáveis, avaliadas no questionário pela análise dos seguintes enfoques:

O primeiro bloco refere-se às dimensões da Qualidade Percebida, ou seja:

- Confiabilidade nos serviços;
- Acesso à empresa; e
- Comunicação com o cliente.

O segundo bloco refere-se aos indicadores do Valor Percebido nos serviços de eletricidade, quer sejam:

- Avaliação do preço dado os benefícios recebidos;
- Avaliação do preço dado o nível de fornecimento recebido; e
- Avaliação do preço dado o atendimento recebido.

O terceiro bloco refere-se aos indicadores da Satisfação, ou seja:

- Satisfação global;
- Desconformidade global; e
- Distância de uma empresa ideal.

O quarto bloco refere-se aos indicadores da Confiança na empresa, ou seja:

- Confiança geral;
- Preocupação com seus clientes;
- Competência; e
- Fornecimento de informações correta.

O quinto bloco refere-se aos indicadores da Fidelidade, que são:

- Trocaria se fosse oferecido melhor preço;
- Trocaria se fosse oferecido melhor nível fornecimento de energia; e
- Trocaria se fosse oferecido melhor atendimento.

A pesquisa de opinião visa avaliar, a partir da percepção dos usuários, os seguintes aspectos:

- Grau de satisfação com as concessionárias distribuidoras de energia elétrica;
- Gerar indicadores comparáveis por região e por porte de empresa;
- Gerar um indicador único da satisfação do consumidor que indique a percepção global no setor;
- Complementar as informações de natureza interna (DEC, FEC);
- E comparar os resultados de 2003 com os de 2000, 2001 e 2002, com a mesma metodologia.

Tabela 4-10 – Dados de Saída (IASC)

Empresa	DEC	FEC	Confiabilidade nos Serviços	Acesso a Empresa	Comunicação com o Cliente	Preço / Benefício	Preço / Fornecimento	Preço / Atendimento	Satisfação Global
Bragantlna EEB	6.51	13.48	7.40	7.70	7.24	4.35	4.29	4.38	7.23
CAIUA	7.16	7.88	7.86	8.30	7.57	4.49	4.46	4.48	7.56
CATLEO	9.30	8.80	6.70	7.10	6.74	4.12	4.09	4.04	7.24
CEB	10.61	11.75	6.62	7.01	6.22	4.04	4.08	4.03	6.66
CELG	23.60	24.20	7.56	7.64	6.76	4.39	4.13	3.96	6.86
CEMAT	24.50	25.97	7.06	7.26	6.51	3.78	3.88	3.84	6.38
CENF	18.53	11.28	7.23	7.41	6.85	3.98	4.07	4.03	7.26
CHESP	3.41	10.00	7.67	8.09	6.96	3.99	3.87	3.85	7.20
CPEE	1.54	1.61	7.53	7.42	6.90	4.21	4.09	4.15	7.47
CPFL	5.40	5.20	7.32	7.49	6.96	4.30	4.33	4.32	7.36
CSPE	1.77	1.90	7.01	7.15	6.59	4.15	4.05	4.17	7.13
ELEKTRO	9.80	7.70	7.00	7.53	6.75	4.32	4.30	4.28	7.25
ELETROPAULO	8.20	6.90	6.62	7.29	6.53	3.61	3.45	3.44	6.28
ENERSUL	11.02	9.49	6.93	7.07	6.16	4.00	4.02	3.99	6.64
ESCELSA	10.73	8.80	7.10	7.29	6.62	3.98	4.08	3.94	6.85
Nacional CNEE	4.60	7.21	7.08	7.53	6.67	3.90	3.83	3.76	7.33
CELB	6.41	9.60	7.49	7.78	7.29	5.65	4.89	4.79	7.71
CELPE	12.54	8.90	6.22	6.55	5.66	3.98	4.04	4.04	5.77
CEMAR	25.50	1.00	6.08	6.29	5.41	4.76	4.68	4.53	6.24
COELBA	16.00	10.90	6.88	7.17	6.66	5.04	4.92	4.92	6.73
COELCE	20.70	15.50	6.69	7.16	6.48	4.32	4.19	4.13	6.23
COSERN	4.77	8.50	7.33	7.68	7.21	4.85	4.84	4.80	7.45
ENERGIPE	12.90	10.30	7.36	7.68	7.15	5.64	5.63	5.58	7.50
SAELPA	13.21	10.00	6.90	7.48	6.57	4.15	4.08	4.09	7.18
SULGIPE	3.48	4.38	6.84	7.45	6.93	4.21	4.28	4.32	7.05
BOA VISTA	1.05	2.25	6.06	6.60	6.04	4.17	4.24	4.30	5.96
CEA	8.76	8.60	6.79	7.02	6.00	4.91	4.55	4.62	6.60
CEAM	0.00	0.00	5.50	6.37	5.46	4.82	4.58	4.54	5.36
CELPA	39.30	9.00	7.53	7.42	6.90	4.21	4.09	4.15	7.47
CEL TINS	38.53	31.25	7.15	7.46	6.67	4.41	4.44	4.37	6.82
CERON	52.30	63.50	6.48	6.73	5.99	4.17	4.11	4.13	6.30
ELETROACRE	21.00	35.00	6.32	6.75	6.06	4.66	4.59	4.53	6.40
MANAUS	6.22	6.40	6.51	7.10	6.40	4.02	4.07	4.10	6.70
BANDEIRANTES	8.24	6.54	7.10	7.80	6.74	3.96	3.96	3.94	7.42
CEMIG	10.40	6.40	6.96	7.54	6.48	3.98	3.97	3.99	7.05
CERJ	22.21	17.02	6.32	6.95	6.43	4.11	4.06	3.99	6.32
ELFSM-5ANTA MARIA	2.23	0.76	7.60	7.65	6.97	4.39	4.32	4.37	7.36
LIGHT	8.70	60.20	8.00	8.17	7.62	3.09	3.13	3.18	7.72
Santa Cruz - CFLSC	8.30	12.40	7.98	8.29	7.49	4.45	4.19	4.17	7.75
V.Parapananema -EEVP	8.22	10.37	8.02	8.36	7.61	3.73	3.75	3.78	7.53
AES Sul	18.93	16.50	6.46	6.68	6.28	3.89	4.00	3.99	6.27
CEEE	3.84	3.47	6.64	7.08	6.54	4.40	4.36	4.36	6.96
Celesc	23.74	15.67	8.20	6.90	6.62	7.29	6.53	3.61	3.45
CFLO	4.25	6.19	7.13	7.38	7.19	4.56	4.53	4.5	7.36
COPEL	18.53	16.54	6.66	7.17	6.72	4.84	4.85	4.80	7.50
Rio Grande Eneraia	25.60	15.50	6.99	7.51	6.92	5.19	5.07	5.07	6.97
COCEL	11.30	10.30	6.32	6.95	6.43	4.11	4.06	3.99	6.32

Fonte: Elaborada pelo autor

Os Índices ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC, base dezembro 2003, foram divulgados pela Superintendência de Regulação da Comercialização de Eletricidade – SRC, no site da ANEEL. A partir desse relatório tabularam-se as informações das pesquisas, apenas para aquelas 50 distribuidoras, que se possuía, também, os dados de entrada e saída.

Além desses dados, sobre qualidade percebida, usou-se dados sobre qualidade técnica, dados de duração e frequência dos desligamentos, conhecidos com: DEC e FEC respectivamente, que são divulgados pela ANEEL, em seu site. Conforme pode ser observado nas Tabelas 4.4-1 e 4.4-3.

Tabela 4-11 – Dados de Saída (IASC)

Empresas	Desconformidade Global	Distância do Ideal	Confiável	Preocupação com o Cliente	Competente	Informações Corretas	Melhor Preço	Melhor Fornecimento	Melhor Atendimento
Bragantina EEB	7.70	7.16	7.34	7.20	7.60	7.50	3.93	4.39	4.39
CAIUA	8.01	7.23	7.39	7.34	7.84	7.69	4.43	4.47	4.53
CATLEO	7.05	6.88	6.80	6.68	7.27	7.11	3.87	4.00	4.15
CEB	6.66	6.56	6.33	5.97	6.78	6.60	4.20	4.15	4.32
CELG	6.96	6.33	7.03	6.78	7.49	6.79	3.74	3.66	4.01
CEMAT	6.58	6.42	6.07	5.97	6.54	6.26	3.57	4.00	4.08
CENF	7.36	6.94	6.48	6.62	7.08	6.97	4.46	4.15	4.12
CHESP	7.48	6.97	6.75	6.86	7.45	7.18	4.22	4.39	4.52
CPEE	7.11	6.72	7.07	6.90	7.54	7.18	3.72	3.85	4.05
CPFL	7.31	7.06	7.24	6.84	7.74	7.41	4.31	4.38	4.43
CSPE	7.04	6.62	6.57	6.32	7.06	6.84	4.00	4.02	4.27
ELEKTRO	6.91	6.76	6.74	6.69	7.13	6.94	3.94	4.17	4.48
ELETROPAULO	6.56	6.34	6.47	6.04	6.90	6.54	4.20	3.96	4.26
ENERSUL	6.57	6.51	6.51	6.24	6.92	6.63	4.13	4.61	4.71
ESCELSA	7.06	6.42	6.30	6.18	6.97	6.59	3.81	3.64	3.71
Nacional CNEE	6.86	6.89	6.91	6.79	7.49	7.05	4.21	4.83	5.17
CELB	7.48	7.13	7.33	7.50	7.61	7.54	5.20	5.28	5.47
CELPE	5.98	5.82	5.44	5.53	5.98	5.87	3.39	3.43	3.54
CEMAR	5.97	5.98	6.01	5.93	6.26	6.26	4.05	4.12	4.14
COELBA	7.01	6.42	6.76	6.60	7.13	7.13	4.07	4.07	4.36
COELCE	6.60	6.29	6.04	5.81	6.51	6.24	3.87	3.80	3.98
COSERN	7.38	7.17	6.96	6.86	7.29	7.03	4.22	4.06	4.13
ENERGIPE	7.35	6.70	6.86	6.69	7.38	7.06	4.18	3.48	3.66
SAELPA	7.06	6.85	6.61	6.46	7.01	6.66	4.14	4.05	4.26
SULGIPE	6.84	6.79	6.96	6.73	7.10	6.93	4.75	4.74	4.74
BOA VISTA	6.47	5.91	5.35	5.42	5.62	5.86	3.32	3.37	3.28
CEA	6.69	6.28	6.06	6.23	6.56	6.37	4.79	4.64	4.76
CEAM	5.49	5.28	5.21	5.32	5.41	5.56	3.62	3.55	3.60
CELPA	5.97	5.98	6.01	5.93	6.26	6.26	4.05	4.12	4.14
CEL TINS	7.14	6.63	6.61	6.47	6.86	6.72	3.73	3.59	3.76
CERON	6.42	6.16	5.61	5.64	6.24	6.12	3.49	3.56	3.73
ELETROACRE	6.37	6.17	5.80	5.58	6.02	6.03	3.89	3.81	3.98
MANAUS	6.48	6.22	6.13	6.00	6.41	6.25	4.23	4.11	4.14
BANDEIRANTES	7.29	6.86	6.79	6.65	7.27	6.96	3.97	4.35	4.41
CEMIG	6.99	6.79	7.04	7.05	7.32	7.00	4.68	5.03	5.34
CERJ	6.73	6.20	5.89	5.72	6.31	6.26	3.43	3.23	3.37
ELFSM-5ANTA MARI/	7.68	7.14	7.37	7.10	7.79	7.47	4.04	3.66	3.57
LIGHT	7.70	7.67	7.47	7.51	7.60	7.56	4.55	5.24	5.29
Santa Cruz - CFLSC	8.00	7.06	7.61	7.44	7.73	7.70	5.06	5.18	5.35
V.Parapanema -EE\	7.61	6.92	7.03	7.10	7.62	7.31	4.34	4.06	4.13
AES Sul	6.15	6.48	6.68	6.66	6.70	6.57	5.61	6.36	6.42
CEEE	6.75	6.28	6.53	6.60	6.80	6.77	4.82	4.93	5.28
CELESC	6.28	5.91	5.35	5.42	5.62	5.86	3.32	3.37	3.28
CFLO	7.1	7.03	6.95	7.04	7.34	7.39	5.08	5.54	5.6
COPEL	6.98	7.13	6.82	6.79	7.20	7.03	5.05	5.38	5.49
Rio Grande Energia	6.90	6.80	7.14	6.98	7.17	7.12	4.13	4.29	4.48
COCEL	5.97	5.98	6.01	5.93	6.26	6.26	4.05	4.12	4.14

Fonte: Elaborada pelo autor

Sendo assim, foram tabulados os IASC para o conjunto de 50 distribuidoras, juntamente com os indicadores técnicos FEC e DEC que podem ser observados na Tabela 4.4-4.

Tabela 4-12- dados de qualidade

Empresas	IASC (%)	DEC	FEC
Bragantina EEB	70,67	6.51	13.48
CAIUÁ	73,45	7.16	7.88
CATLEO	67,43	9.30	8.80
CEB	62,55	10.61	11.75
CELG	62,47	23.60	24.20
CEMAT	60,71	24.50	25.97
CENF	68,77	18.53	11.28
CHESP	69,18	3.41	10.00
CPEE	67,7	1.54	1.61
CPFL	69,35	5.40	5.20
CSPE	65,87	1.77	1.90
ELEKTRO	66,33	9.80	7.70
ELETROPAULO	60,01	8.20	6.90
ENERSUL	61,92	11.02	9.49
ESCELSA	64,24	10.73	8.80
Nacional CNEE	66,89	4.60	7.21
PIRATININGA	66,99	6.70	5.40
CELB	63,72	6.41	9.60
CELPE	65,39	12.54	8.90
CEMAR	56,21	25.50	1.00
CEPISA	54,81	15.74	10.27
COELBA	63,73	16.00	10.90
COELCE	59,81	20.70	15.50
COSERN	70,33	4.77	8.50
ENERGIPE	68,74	12.90	10.30
SAELPA	57,21	13.21	10.00
SULGIPE	71,4	3.48	4.38
BOA VISTA	56,89	1.05	2.25
CEA	61,43	8.76	8.60
CEAM	48,64	0.00	0.00
CELPA	53,97	39.30	9.00
CELTINS	65,28	38.53	31.25
CER	61,34	0.00	0.00
CERON	58,84	52.30	63.50
ELETROACRE	59,05	21.00	35.00
MANAUS	55,63	6.22	6.40
BANDEIRANTES	68,82	8.24	6.54
CEMIG	66,01	10.40	6.40
CERJ	60,25	22.21	17.02
ELFSM-SANT A MARIA	71,19	2.23	0.76
LIGHT	60,78	8.70	60.20
Santa Cruz - CFLSC	73,65	8.30	12.40
V.Parapanema -EEVP	70,89	8.22	10.37
AES Sul	60,8	18.93	16.50
CEEE	63,22	3.84	3.47
Celesc	65,22	23.74	15.67
CFLO	68,33	4.25	6.19
COPEL	68,85	18.53	16.54
Rio Grande Energia	65,54	25.60	15.50
COCEL	65,47	11.30	10.30

Fonte: Elaborada pelo autor

## Capítulo 5

### ESTIMAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Antes de comentar os resultados da análise por envoltória de dados – DEA, obtidos através do aplicativo EMS, ressalta-se algumas restrições e precauções que devem ser observadas para obtenção de resultados coerentes. Como já discutido na seção 3.4 - Limitações do método DEA:

- As unidades em análise devem ser homogêneas e comparáveis (serão analisados os resultados agrupados por regiões);
- Uma limitação de natureza operacional, citada por [Badim (1997): Cap. III, 10], é que o número de unidades consideradas na análise, devem ser no mínimo duas vezes maior que o número de insumos e produtos considerados.
- Uma outra restrição do método DEA é que: este admite apenas valores positivos, assim, as variações negativas foram eliminadas das variáveis equivalentes de entrada e saída. Também, os resultados (escores) são sensíveis a erros de medição, principalmente, porque podem induzir uma definição de falsa fronteira. Este problema pode ser minimizado com tratamento estocástico dessas medições, ficando como sugestão para futuras investigações.
- Finalmente, observa-se que quanto mais variáveis forem incluídas no modelo, mais empresas (DMUs) serão posicionadas na fronteira.
- Neste momento, cabe ressaltar a importância da escolha e formulação do problema a ser submetido ao DEA, pois dele dependerão as conclusões e a aderência com os resultados apresentados pela ANEEL.

Escolheu-se o modelo orientado a entrada, pois, como as Distribuidoras de Energia possuem um mercado cativo, cabe aos gestores minimizarem os insumos no atendimento eficiente à suas demandas.

Apresenta-se a seguir, os resultados do programa EMS obtidos através de simulação usando uma tecnologia de rendimentos constantes e variáveis de escala, medidas de distâncias radiais e orientadas à entrada.

## 5.1 - Resultados obtido através da DEA

Os escores de eficiência encontrados pelos modelos DEA-C e DEA-V, orientado a entrada, com as variáveis equivalentes de entrada e saída podem ser observados nas Tabelas 5.1-1 e 5.1-2.

Tabela 5-1 - Saída do EMS para DEA-C

No.	DMU	Score (%)	Dispendios {I} {V}	Insumos {I} {V}	Rnegocio {O} {V}	Rfinanceiro {O} {V}	Benchmarks
3	CATLEO	100.00	0.62	0.38	0	1	17
5	CELG	100.00	0	1	1	0	6
38	CEMIG	100.00	0	1	0	1	0
8	CHESP	100.00	0.81	0.19	1	0	17
22	COELBA	100.00	0	1	0.56	0.44	20
10	CPFL	100.00	0.02	0.98	0	1	0
27	SULGIPE	100.00	0.01	0.99	0.89	0.11	29
25	ENERGIPE	99.77	0.3	0.7	0.34	0.66	3 (0.42) 22 (0.11) 27 (0.44)
9	CPEE	99.64	0.57	0.43	0.22	0.78	3 (0.04) 8 (0.64) 27 (0.32)
50	COCEL	98.51	1	0	0	1	8 (1.00)
43	V.Parapanema -EEVP	98.46	0.59	0.41	0.2	0.8	3 (0.40) 8 (0.37) 27 (0.23)
21	CEPISA	98.43	0.3	0.7	0.36	0.64	3 (0.12) 22 (0.16) 27 (0.75)
33	CER	98.07	0.57	0.43	0.21	0.79	3 (0.08) 8 (0.55) 27 (0.38)
26	SAELPA	94.85	0	1	0.83	0.17	22 (0.09) 27 (0.88)
28	B0A VISTA	94.74	0.01	0.99	1	0	5 (0.00) 27 (1.01)
2	CAIUA	94.65	0.84	0.16	0	1	3 (0.60) 8 (0.72)
47	CFLO	93.61	1	0	0	1	8 (1.00)
31	CELPA	91.28	0	1	0.82	0.18	22 (0.25) 27 (0.73)
18	CELB	90.79	0.56	0.44	0.22	0.78	3 (0.01) 8 (0.91) 27 (0.08)
35	ELETROACRE	90.26	0.59	0.41	1	0	8 (0.34) 27 (0.66)
40	ELFSM-SANTA MARIA	89.78	1	0	1	0	8 (1.00)
7	CENF	89.06	1	0	0	1	8 (1.00)
45	CEEE	89.04	0	1	0.83	0.17	22 (0.11) 27 (0.82)
39	CERJ	88.97	0.52	0.48	0	1	3 (0.75) 22 (0.47)
42	Santa Cruz - CFLSC	88.89	0.59	0.41	1	0	8 (0.05) 27 (0.94)
11	CSPE	88.88	1	0	0	1	8 (1.00)
34	CERON	88.85	0	1	0.83	0.17	22 (0.09) 27 (0.92)
44	AES Sul	88.61	0.01	0.99	1	0	5 (0.38) 27 (0.59)
32	CELTINS	88.49	0.27	0.73	0.37	0.63	3 (0.22) 22 (0.03) 27 (0.73)
1	Bragamina EEB	84.86	1	0	0	1	8 (1.01)
19	CELPE	83.73	0	1	0.82	0.18	22 (0.22) 27 (0.69)
29	CEA	82.90	0.82	0.18	0	1	3 (0.07) 8 (0.95)
30	CEAM	81.96	0	1	0.84	0.16	22 (0.03) 27 (0.98)
37	BANDEIRANTES	81.57	0	1	0.81	0.19	22 (0.30) 27 (0.64)
16	Nacional CNEE	80.63	1	0	0	1	8 (1.01)
48	COPEL	80.53	0	1	1	0	5 (1.02)
12	ELEKTRO	80.43	0.01	0.99	1	0	5(0.76) 27(0.15)
6	CEMAT	79.44	0.32	0.68	0.31	0.69	3 (0.79) 22 (0.17) 27 (0.02)
46	Celesc	79.21	0	1	0.78	0.22	22 (0.48) 27 (0.44)
15	ESCELSA	79.00	0.01	0.99	1	0	5 (0.52) 27 (0.45)
14	ENERSUL	76.21	0.29	0.71	0.36	0.64	3 (0.26) 22 (0.08) 27 (0.62)
20	CEMAR	75.04	0.84	0.16	0	1	3 (0.50) 8 (0.62)
23	COELCE	74.69	0.33	0.67	0.34	0.66	3 (0.04) 22 (0.26) 27 (0.61)
4	CEB	74.14	0	1	0.84	0.16	22 (0.06) 27 (0.91)
41	LIGHT	70.34	0.54	0.46	0	1	3 (0.82) 22 (0.83)
24	COSERN	68.90	0.27	0.73	0.37	0.63	3 (0.18) 22 (0.02) 27 (0.75)
17	PIRATININGA	65.29	0	1	0.83	0.17	22 (0.08) 27 (0.83)
49	Rio Grande Energia	60.55	0.83	0.17	0	1	3 (0.41) 8 (0.71)
36	MANAUS	50.09	0	1	0.82	0.18	22 (0.19) 27 (0.73)
13	ELEIROPOLIS	33.22	0	1	0.98	0.02	5 (0.31) 27 (0.15)

Fonte: Elaborada pelo autor

Observe que sete empresas foram posicionadas na fronteiras (CatLeo, Celg, Cemig, Chesp, Coelba, CPFL e Sulgipe), sendo a CatLeo, Coelba, Chesp e Sulgipe as que serviram de benchmarking (dominaram) à maioria das empresas.

Tabela 5-2 - Saída do EMS para DEA-V

No.	DMU	Score (%)	Dispendios {} (V)	Insumos {} (V)	Rnegocio {} (V)	Rfinanceiro {} (V)	Benchmarks
28	BOA VISTA	100.00	0	1	1	0	1
2	CAIUA	100.00	1	0	0.77	0.23	1
3	CATIEO	100.00	0.45	0.55	0.3	0.7	10
5	CELG	100.00	0	1	1	0	2
38	CEMIG	100.00	0	1	0.21	0.79	15
21	CEPISA	100.00	0	1	0.84	0.16	2
33	CER	100.00	1	0	0.86	0.14	1
39	CERJ	100.00	0	1	0.57	0.43	0
8	CHESP	100.00	1	0	0.93	0.07	15
22	COELBA	100.00	0	1	0.55	0.45	13
10	CPFL	100.00	0	1	0	1	0
25	ENERGIPE	100.00	0.37	0.63	0	1	3
41	LIGHT	100.00	0.95	0.05	0.11	0.89	0
27	SULGIPE	100.00	0	1	1	0	25
9	CPEE	99.79	0.57	0.43	0	1	3 (0.02) 8 (0.59) 27 (0.39)
50	COCEL	98.62	1	0	0.89	0.11	8 (1.00)
43	V.Paranapanema -EEVP	98.48	0.59	0.41	0	1	3 (0.40) 8 (0.36) 27 (0.24)
26	SAELPA	95.19	0	1	0.85	0.15	22 (0.07) 27 (0.89) 38 (0.05)
47	CFLO	93.65	1	0	0	1	3 (0.01) 8 (0.99)
31	CELPA	91.44	0	1	0.84	0.16	22 (0.24) 27 (0.74) 38 (0.02)
44	AES Sul	91.04	0.17	0.83	1	0	27 (0.93) 38 (0.07)
18	CELB	90.85	0.56	0.44	0	1	3 (0.00) 8 (0.89) 27 (0.11)
35	ELETROACRE	90.46	0.6	0.4	1	0	8 (0.34) 27 (0.66)
40	ELFSM-SANTA MARIA	90.01	1	0	0.83	0.17	8 (1.00)
42	Santa Cruz - CFLSC	89.95	0.61	0.39	0.59	0.41	8 (0.05) 27 (0.95)
45	CEEE	89.71	0	1	0.85	0.15	22 (0.06) 27 (0.84) 38 (0.09)
7	CENF	89.32	1	0	0.43	0.57	8 (1.00)
34	CERON	89.28	0	1	0.77	0.23	21 (0.17) 22 (0.05) 27 (0.78)
11	CSPE	89.22	1	0	0.56	0.44	8 (1.00)
32	CEL TINS	88.77	0.41	0.59	0	1	3 (0.06) 25 (0.31) 27 (0.62)
12	ELEKTRO	87.11	0.22	0.78	0.94	0.06	27 (0.86) 38 (0.14)
19	CELPE	86.22	0.2	0.8	0	1	22 (0.15) 27 (0.76) 38 (0.09)
29	CEA	85.48	1	0	0.82	0.18	2 (0.03) 8 (0.11) 33 (0.87)
37	BANDEIRANIES	85.07	0.18	0.82	0	1	22 (0.23) 27 (0.73) 38 (0.04)
1	Bragantina EEB	85.05	1	0	0	1	3 (0.05) 8 (0.95)
30	CEAM	83.91	0	1	0.9	0.1	21 (0.17) 27 (0.50) 28 (0.33)
46	Celesc	81.73	0.23	0.77	0	1	22 (0.41) 27 (0.51) 38 (0.09)
23	COELCE	81.00	0.17	0.83	0	1	22 (0.15) 27 (0.81) 38 (0.04)
16	Nacional CNEE	80.73	1	0	0	1	3 (0.02) 8 (0.98)
48	COPEL	80.65	0	1	1	0	5 (0.84) 27 (0.16)
15	ESCELSA	80.31	0.1	0.9	1	0	5 (0.05) 27 (0.87) 38 (0.08)
6	CEMAT	79.78	0.41	0.59	0	1	3 (0.67) 22 (0.16) 25 (0.17)
14	ENERSUL	77.25	0.3	0.7	0	1	22 (0.07) 25 (0.27) 27 (0.66)
20	CEMAR	76.17	1	0	0	1	3 (0.89) 8 (0.11)
4	CEB	74.95	0.15	0.85	0	1	22 (0.03) 27 (0.93) 38 (0.04)
17	PIRATININGA	70.43	0.16	0.84	0.02	0.98	27 (0.96) 38 (0.04)
24	COSERN	70.32	0.13	0.87	0	1	22 (0.04) 27 (0.96) 38 (0.00)
49	Rio Grande Energia	61.54	1	0	0	1	3 (0.83) 8 (0.17)
13	ELETROPAULO	59.04	0.34	0.66	0.79	0.21	27 (0.66) 38 (0.34)
36	MANAUS	53.93	0.16	0.84	0	1	22 (0.07) 27(0.89) 38(0.04)

Fonte: Elaborada pelo autor

Os resultados do modelo DEA-V apresentaram uma fronteira eficiente constituída por quatorze empresas de portes variados (Boa Vista, Caiuá, CatLeo, Celg, Cemig, Cepisa, Cer, Cerj, Chesp, Coelba, CPFL, Energiipe, Light e Sulgipe), entretanto o surgimento de novas fronteiras (Boa Vista, Caiuá, Cepisa, Cer, Cerj,

Energipe e Light) não contribuíram com empresas dominantes. Como pode-se observar na Tabela 5-2, a empresa CatLeo (Cataguases Leopodina) dominou 10 outras, Cemig 15 outras, Chesp 15, Coelba 13 e Sulgipe dominou outras 25 empresas.

A análise dos retornos de escala das empresas pode ser realizada a partir dos resultados da DEA com retornos constantes de escala, ver Tabela 5-1. As empresas com *escores* 100%, estão posicionadas na fronteira eficiente e possuem retornos constantes de escala. As que possuem os somatórios das distâncias à fronteira maior que um, possuem rendimentos crescentes de escala e, conseqüentemente, as que possuem somatório das distâncias à fronteira menor que um, são caracterizadas como empresas com rendimentos decrescentes de escala. Na presente análise encontro-se apenas oito empresas com rendimentos decrescentes de escala são elas: CEB, Manaus, Eletropaulo, Bandeirantes, AES Sul, Celpa, Saelpa e CEEE.

Observe que a técnica DEA consegue posicionar relativamente empresas de variados portes, classificando-as pela sua eficiência relativa, não importando seus tamanhos, como por exemplo, CEMIG e a CHESP foram posicionadas na fronteira eficiente.

Em termos relativos, os resultados específicos dos *escores*, obtidos para cada concessionária, servirão para definir o seu potencial de ineficiência que serão usados na determinação do Fator Redutor da Tarifa e serão confrontados com o *Fator X* definido pela ANEEL.

A Tabela 5.1-3 apresenta uma comparação dos *escores* determinados pelas DEA-C, DEA-V e  $EE^{11}$ , ordenadas pelo número de consumidores atendidos por elas, onde se observa que o tamanho das empresas não afeta seu posicionamento na escala de eficiência relativa.

---

<sup>11</sup> Eficiência de Escala

Tabela 5-3 - Escores de Eficiência Técnica

No.	DMU	Consumidores	DEA-C (%)	DEA-V (%)	EE (%)
38	CEMIG	5.742.885	100.00	100.00	100.00
13	ELETROP PAULO	5.056.957	33.22	59.04	56.27
22	COELBA	3.495.400	100.00	100.00	100.00
41	LIGHT	3.369.033	70.34	100.00	70.34
48	COPEL	3.095.489	80.53	80.65	99.85
10	CPFL	3.028.012	100.00	100.00	100.00
19	CELPE	2.482.744	83.73	86.22	97.11
23	COELCE	2.108.352	74.69	81.00	92.21
39	CERJ	1.905.198	88.97	100.00	88.97
46	Celesc	1.886.220	79.21	81.73	96.92
12	ELEKTRO	1.819.421	80.43	87.11	92.33
5	CELG	1.795.058	100.00	100.00	100.00
45	CEEE	1.282.035	89.04	89.71	99.25
37	BANDEIRANTES	1.239.106	81.57	85.07	95.89
31	CELP A	1.183.351	91.28	91.44	99.83
17	PIRATININGA	1.163.883	65.29	70.43	92.70
20	CEMAR	1.116.361	75.04	76.17	98.52
49	Rio Grande Energia	1.052.275	60.55	61.54	98.39
44	AES Sul	994.529	88.61	91.04	97.33
15	ESCELSA	968.175	79.00	80.31	98.37
26	SAELPA	831.609	94.85	95.19	99.64
24	COSERN	804.105	68.90	70.32	97.98
6	CEMAT	706.456	79.44	79.78	99.57
4	CEB	659.391	74.14	74.95	98.92
14	ENERSUL	613.829	76.21	77.25	98.65
25	ENERGIPE	434.281	99.77	100.00	99.77
36	MANAUS	383.836	50.09	53.93	92.88
34	CERON	343.188	88.85	89.28	99.52
3	CA TLEO	297.960	100.00	100.00	100.00
32	CEL TINS	281.522	88.49	88.77	99.68
2	CAIUA	180.562	94.65	100.00	94.65
30	CEAM	161.451	81.96	83.91	97.68
42	Santa Cruz - CFLSC	154.448	88.89	89.95	98.82
43	V. Paranapanema -EEVP	138.120	98.46	98.48	99.98
18	CELB	130.900	90.79	90.85	99.93
35	ELETROACRE	125.279	90.26	90.46	99.78
29	CEA	113.255	82.90	85.48	96.98
1	Bragantina EEB	98.732	84.86	85.05	99.78
27	SULGIPE	85.414	100.00	100.00	100.00
16	Nacional CNEE	83.460	80.63	80.73	99.88
7	CENF	79.416	89.06	89.32	99.71
40	ELFSM-SANT A MARIA	63.324	89.78	90.01	99.74
28	BOA VISTA	59.820	94.74	100.00	94.74
11	CSPE	59.285	88.88	89.22	99.62
9	CPEE	44.216	99.64	99.79	99.85
47	CFLO	40.780	93.61	93.65	99.96
50	COCEL	30.492	98.51	98.62	99.89
8	CHESP	29.342	100.00	100.00	100.00
21	CEPISA	29.342	98.43	100.00	98.43
33	CER	20.183	98.07	100.00	98.07

Fonte: Elaborada pelo autor

Na Tabela 5.1-4 pode-se observar a extratificação dos escores de eficiência técnica quando submetido as DEA-C e DEA-V. Percebe-se, dos histogramas, uma assimetria à direita para os dois modelos, sendo mais acentuada para o DEA-V.

Tabela 5-4 - Resumo dos escores de eficiência técnica por faixas

FAIXA	DEA-C		DEA-V	
	No. Empresas	%	No. Empresas	%
0.2 < eficiência < 0.3	0	0.00		
0.3 < eficiência < 0.4	1	2.00		
0.4 < eficiência < 0.5	0	0.00	0.00	0.00
0.5 < eficiência < 0.6	1	2.00	2.00	4.00
0.6 < eficiência < 0.7	3	6.00	1.00	2.00
0.7 < eficiência < 0.8	8	16.00	6.00	12.00
0.8 < eficiência < 0.9	17	34.00	17.00	34.00
0.9 < eficiência < 1	20	40.00	24.00	48.00
Total	50	100.00	50.00	100.00

Fonte: Elaborada pelo autor

Na Tabela 5.1-5 pode-se observar um resumo estatísticos dos escores usando-se os dois métodos DEA-C e DEA-V.

Tabela 5-5 - Resumo estatístico dos escores de eficiência técnica

	DEA-C	DEA-V
Média	0.857	0.883
Mínimo	0.332	0.539
Máximo	1.000	1.000
Std.Dev.	0.137	0.116

Fonte: Elaborada pelo autor

Considerando-se a DEA-C, 21 empresas (42%) obtiveram escores abaixo da média de 0,857, enquanto para a DEA-V apenas 20 estiveram abaixo da média.

### 5.1.1 - Análise dos escores à níveis regionais

#### Região Norte

Pertencem à região Norte as seguintes Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Boa Vista Energia S/A (BOA VISTA); Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA); Companhia Energética do Amazonas (CEAM); Centrais Elétricas do Pará S/A (Celpa); Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins

(CELTINS); Companhia Energética de Roraima (CER); Centrais Elétricas de Rondônia S/A (CERON); Companhia de Eletricidade do Acre (ELETROACRE) e Manaus Energia S/A (MANAUS).

Na Tabela 5.1-6 pode-se observar a classificação e estratificação dos escores de eficiência técnica quando submetido às DEA-C e DEA-V.

Tabela 5-6 - Resumo dos escores de eficiência técnica da região NORTE

FAIXA	DEA-C		DEA-V	
	No. Empresas	%	No. Empresas	%
0.2 < eficiência < 0.3				
0.3 < eficiência < 0.4				
0.4 < eficiência < 0.5	0	0.00	0	0.00
0.5 < eficiência < 0.6	1	11.11	1	11.11
0.6 < eficiência < 0.7	0	0.00	0	0.00
0.7 < eficiência < 0.8	0	0.00	0	0.00
0.8 < eficiência < 0.9	4	44.44	4	44.44
0.9 < eficiência < 1	4	44.44	4	44.44
Total	9	100.00	9	100.00

Fonte: Elaborada pelo autor

### Região Nordeste

Pertencem à região Nordeste as seguintes Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Companhia Energética de Alagoas (CEAL); Companhia Energética da Borborema (CELB); Companhia Energética de Pernambuco (CELPE); Companhia Energética do Maranhão (CEMAR); Companhia Energética do Piauí (CEPISA); Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA); Companhia Energética do Ceará (COELCE); Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN); Empresa Energética de Sergipe S/A (ENERGIPE); S/A de Eletrificação da Paraíba (SAELPA); Companhia Sul Sergipana de Eletricidade (SULGIPE).

Na Tabela 5.1-7 pode-se observar a classificação e estratificação dos escores de eficiência técnica quando submetido às DEA-C e DEA-V.

Tabela 5-7 - Resumo dos escores de eficiência técnica da região NORDESTE

FAIXA	DEA-C		DEA-V	
	No. Empresas	%	No. Empresas	%
0.2 < eficiência < 0.3				
0.3 < eficiência < 0.4				
0.4 < eficiência < 0.5				
0.5 < eficiência < 0.6				
0.6 < eficiência < 0.7	1	10.00	0.00	0.00
0.7 < eficiência < 0.8	2	20.00	2.00	20.00
0.8 < eficiência < 0.9	1	10.00	2.00	20.00
0.9 < eficiência < 1	6	60.00	6	60.00
Total	10	100.00	10	100.00

Fonte: Elaborada pelo autor

### Região Centroeste

Pertencem à região Centroeste as seguintes Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica :Empresa Elétrica Bragantina (EEB); Caiuá Serviços de Eletricidade S/A (CAIUÁ); Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (CATLEO); Companhia Energética de Brasília (CEB); Companhia Energética de Goiás (CELG); Centrais Elétricas Matogrossenses S/A (CEMAT); Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo (CENF); Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP); Companhia Paulista de Energia Elétrica (CPEE); Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL); Companhia Sul Paulista de Energia (CSPE); Elektro Eletricidade e Serviços S/A (ELEKTRO); Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A (ELETROPAULO); Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A (ENERSUL); Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (ESCELSA); Companhia Jaguari de Energia (CJE); Companhia Jaguari de Energia (Mococa); Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE); Companhia Piratininga de Força e Luz (PIRATININGA).

Na Tabela 5.1-8 pode-se observar a classificação e estratificação dos escores de eficiência técnica quando submetido às DEA-C e DEA-V.

Tabela 5-8 - Resumo dos escores de eficiência técnica da região CENTROESTE

FAIXA	DEA-C		DEA-V	
	No. Empresas	%	No. Empresas	%
0.2 < eficiência < 0.3	0	0.00		
0.3 < eficiência < 0.4	1	5.88		
0.4 < eficiência < 0.5	0	0.00		
0.5 < eficiência < 0.6	0	0.00	1	5.88
0.6 < eficiência < 0.7	1	5.88	0	0.00
0.7 < eficiência < 0.8	4	23.53	4	23.53
0.8 < eficiência < 0.9	5	29.41	6	35.29
0.9 < eficiência < 1	6	35.29	6	35.29
Total	17	100.00	17	100.00

Fonte: Elaborada pelo autor

### Região Sudeste

Pertencem à região Sudeste as seguintes Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Bandeirante Energia S/A (BANDEIRANTES); Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG); Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (CERJ); Empresa Luz e Força Santa Maria S/A (ELFSM); Light Serviços de Eletricidade S/A (LIGHT); Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de

Caldas (DMEPC); Companhia Luz e Força Santa Cruz (CFLSC); Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP).

Na Tabela 5.1-9 pode-se observar a classificação e estratificação dos escores de eficiência técnica quando submetido às DEA-C e DEA-V.

Tabela 5-9 - Resumo dos escores de eficiência técnica da região SUDESTE

FAIXA	DEA-C		DEA-V	
	No. Empresas	%	No. Empresas	%
0.2 < eficiência < 0.3				
0.3 < eficiência < 0.4				
0.4 < eficiência < 0.5				
0.5 < eficiência < 0.6				
0.6 < eficiência < 0.7	0	0.00	0	0.00
0.7 < eficiência < 0.8	1	14.29	0	0.00
0.8 < eficiência < 0.9	4	57.14	2	28.57
0.9 < eficiência < 1	2	28.57	5	71.43
Total	7	100.00	7	100.00

Fonte: Elaborada pelo autor

### Região Sul

Pertencem à região Sul as seguintes Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica : Centrais Elétricas de Carazinho (AES Sul); Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE); Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A (Celesc); Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO); Cooperaliança (Aliança); Companhia Paranaense de Energia (COPEL); Força e Luz Coronel Vivida Ltda (FORCEL); Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI); Empresa Força e Luz João Cesa Ltda (JOÃO CESA); Marin e Cia. Ltda (MUXFELDT); Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda (NOVA PAUMA); Hidroelétrica Panambi S/A.

Na Tabela 5.1-10 pode-se observar a classificação e estratificação dos escores de eficiência técnica quando submetido às DEA-C e DEA-V.

Tabela 5-10 - Resumo dos escores de eficiência técnica da região SUL

FAIXA	DEA-C		DEA-V	
	No. Empresas	%	No. Empresas	%
0.2 < eficiência < 0.3				
0.3 < eficiência < 0.4				
0.4 < eficiência < 0.5				
0.5 < eficiência < 0.6	0	0.00	0	0.00
0.6 < eficiência < 0.7	1	14.29	1	14.29
0.7 < eficiência < 0.8	1	14.29	0	0.00
0.8 < eficiência < 0.9	3	42.86	3	42.86
0.9 < eficiência < 1	2	28.57	3	42.86
Total	7	100.00	7	100.00

Fonte: Elaborada pelo autor

Como se pode constatar na Tabela 5.1-11, a região Centroeste possui 5 empresas na fronteira eficiente determinada pela DEA-V sendo a CatLeo e Chesp as que mais dominaram as que ficaram fora da fronteira. Algumas empresas dessa região foram dominadas pela Coelba e Sulgipe que pertencem ao Nordeste. Essas empresas também dominaram sua própria região.

Na região norte apenas duas empresas ficaram na fronteira mas não dominaram nenhuma nessa região.

Na região Sudeste observou-se uma reunião elevados escores de eficiência com destaque para a Cemig que dominou 15 empresas, a maioria fora de sua região.

A região Sul não possui nenhuma empresa na fronteira sendo dominada por empresas de todas as outras regiões.

Na Tabela 5.1-12 observam-se às estatísticas dos escores que corroboram as constatações já identificadas. Note que o Sudeste apresenta a melhor média (0,9479) e o menor desvio padrão (0,0627), provando a excelência e homogeneidade de suas empresas. O Sul possui a menor média e elevado desvio, que indica ser a região mais fraca. O Nordeste possui algumas boas empresas, dado pela segunda melhor média dos escores de eficiência, porém com um elevado desvio, que indica a existência de empresas não tão boas.

Pelo acima exposto fica evidenciada a necessidade de se realizar as determinações das eficiências relativas por regiões, separadamente, onde, as empresas do Sul não seriam dominadas pelo Sudeste e assim por diante.

Embora não faça parte do escopo desta pesquisa é importante ressaltar que as empresas na fronteira eficiente poderiam ser candidatas à empresa padrão no arcabouço da regulação por incentivo e por indução poderia se concluir que a determinação de empresa padrão pelo regulador deveria ser realizada por região e não a nível nacional a fim de serem considerados fatores específicos que influenciam regionalmente.

Tabela 5-11 - Resultado da DEA-V agrupados por região

Reg.	No.	DMU	Score	Benchmarks
CO	2	CAIUA	100.00	1
CO	3	CATLEO	100.00	10
CO	5	CELG	100.00	2
CO	8	CHESP	100.00	15
CO	10	CPFL	100.00	0
CO	9	CPEE	99.79	3 (0.02) 8 (0.59) 27 (0.39)
CO	7	CENF	89.32	8 (1.00)
CO	11	CSPE	89.22	8 (1.00)
CO	12	ELEKTRO	87.11	27 (0.86) 38 (0.14)
CO	1	Bragantina EEB	85.05	3 (0.05) 8 (0.95)
CO	16	Nacional CNEE	80.73	3 (0.02) 8 (0.98)
CO	15	ESCELSA	80.31	5 (0.05) 27 (0.87) 38 (0.08)
CO	6	CEMAT	79.78	3 (0.67) 22 (0.16) 25 (0.17)
CO	14	ENERSUL	77.25	22 (0.07) 25 (0.27) 27 (0.66)
CO	4	CEB	74.95	22 (0.03) 27 (0.93) 38 (0.04)
CO	17	PIRA TININGA	70.43	27 (0.96) 38 (0.04)
CO	13	ELETROPAULO	59.04	27 (0.66) 38 (0.34)
NE	21	CEPISA	100.00	2
NE	22	COELBA	100.00	13
NE	25	ENERGIPE	100.00	3
NE	27	SULGIPE	100.00	25
NE	26	SAELPA	95.19	22 (0.07) 27 (0.89) 38 (0.05)
NE	18	CELB	90.85	3 (0.00) 8 (0.89) 27 (0.11)
NE	19	CELPE	86.22	22 (0.15) 27 (0.76) 38 (0.09)
NE	23	COELCE	81.00	22 (0.15) 27 (0.81) 38 (0.04)
NE	20	CEMAR	76.17	3 (0.89) 8 (0.11)
NE	24	COSERN	70.32	22 (0.04) 27 (0.96) 38 (0.00)
N	28	BOA VISTA	100.00	1
N	33	CER	100.00	1
N	31	CELPA	91.44	22 (0.24) 27 (0.74) 38 (0.02)
N	35	ELETROACRE	90.46	8 (0.34) 27 (0.66)
N	34	CERON	89.28	21 (0.17) 22 (0.05) 27 (0.78)
N	32	CEL TINS	88.77	3 (0.06) 25 (0.31) 27 (0.62)
N	29	CEA	85.48	2 (0.03) 8 (0.11) 33 (0.87)
N	30	CEAM	83.91	21 (0.17) 27 (0.50) 28 (0.33)
N	36	MANAUS	53.93	22 (0.07) 27 (0.89) 38 (0.04)
SE	38	CEMIG	100.00	15
SE	39	CERJ	100.00	0
SE	41	LIGHT	100.00	0
SE	43	V.Parapanema -EEVP	98.48	3 (0.40) 8 (0.36) 27 (0.24)
SE	40	ELFSM-SANTA MARIA	90.01	8 (1.00)
SE	42	Santa Cruz - CFLSC	89.95	8 (0.05) 27 (0.95)
SE	37	BANDEIRANTES	85.07	22 (0.23) 27 (0.73) 38 (0.04)
S	50	COCEL	98.62	8 (1.00)
S	47	CFLO	93.65	3 (0.01) 8 (0.99)
S	44	AES Sul	91.04	27 (0.93) 38 (0.07)
S	45	CEEE	89.71	22 (0.06) 27 (0.84) 38 (0.09)
S	46	Celesc	81.73	22 (0.41) 27 (0.51) 38 (0.09)
S	48	COPEL	80.65	5 (0.84) 27 (0.16)
S	49	Rio Grande Energia	61.54	3 (0.83) 8 (0.17)

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 5-12 - Resumo estatístico dos escores por regiões

		Média	Mínimo	Máximo	Std.Dev.
DEA-C	Centroeste	0.8385	0.3322	1.0000	0.1693
	Nordeste	0.8862	0.6890	1.0000	0.1208
	Norte	0.8518	0.5009	0.9807	0.1411
	Sul	0.8429	0.6055	0.9851	0.1248
	Sudeste	0.8829	0.7034	1.0000	0.1009
DEA-V	Centroeste	0.8665	0.5904	1.0000	0.1238
	Nordeste	0.8998	0.7032	1.0000	0.1106
	Norte	0.8703	0.5393	1.0000	0.1362
	Sul	0.8528	0.6154	0.9862	0.1224
	Sudeste	0.9479	0.8507	1.0000	0.0627

Fonte: Elaborada pelo autor

## 5.2 - Estudo considerando informações de qualidades

Esta seção apresenta uma análise da DEA utilizando-se todas as informações disponíveis de qualidades percebidas (Pesquisa ANEEL – IASC).

Utilizou-se, nessa pesquisa, o indicador IASC, Tabela 4.4-4, determinado segundo a Equação 2.3-1, que faz parte do procedimento de homologação do *Fator X* estabelecida pela ANEEL. Usaram-se os resultados da pesquisa IASC de forma direta compondo informações de qualidades aplicadas ao processo de gestão das Distribuidoras, como saída na DEA.

Considerando-se que no cálculo do *Fator X* leva-se em consideração o índice  $X_c$ , o qual se teve acesso em pesquisa nos relatórios do IASC, usou-se na DEA, o índice diretamente como apresentado na Tabela 4-4-4.

Na Tabela 5.2-1 apresentam-se os resultados da aplicação da DEA ao conjuntos de todas as informações anteriormente estudadas, adicionando-se a elas as informações de qualidades (IASC).

Algumas alterações nos escores foram notadas, como a Energipe que tinha obtido um escore de 99,77% agora foi posicionada na fronteira, alguma outra empresa também melhoraram seus escores como foi o caso da EEVP, Santa Cruz, Santa Maria, Elektro, Cosern e Eletropaulo.

Com essas alterações observou-se uma alteração nas distâncias relativas à fronteira dessas empresas alterando também o esquema de dominação entre elas.

Embora se tenha observado tais alterações, pode-se dizer que essas não foram significativas para o caso em que se assume um ambiente com rendimentos constante.

Na Tabela 5-14 apresentam-se os resultados para o caso em que as empresas possuem rendimentos variáveis onde se usou a técnica conhecida como DEA-V.

Semelhantemente a análise da DEA-C, também algumas empresas aumentaram seus escores como foi o caso da Santa Cruz e EEVP que agora ficaram posicionadas na fronteira.

Tabela 5-13 - Resultado da DEA com todas informações mais as de qualidade (DEA-C)

No.	DMU	Score (%)	Dispendios {I} {V}	Insumos {I} {V}	Rnegocio {O} {V}	Rfinanceiro {O} {V}	IASC {O} {V}	Benchmarks
3	CATLEO	100	0.62	0.38	0	1	0	15
5	CELG	100	0	1	1	0	0	5
38	CEMIG	100	0	1	0	0	1	7
8	CHESP	100	1	0	0.37	0.42	0.21	17
22	COELBA	100	0	1	0.56	0.44	0	19
10	CPFL	100	0.02	0.98	0	1	0	0
25	ENERGIPE	100	0.37	0.63	0	0.7	0.3	1
27	SULGIPE	100	0.13	0.87	0	0	1	28
9	CPEE	99.64	0.57	0.43	0.22	0.78	0	3 (0.04) 8 (0.64) 27 (0.32)
43	V.Paranapanema -EEVP	98.89	0.66	0.34	0	0.84	0.16	3 (0.34) 8 (0.22) 27 (0.46)
50	COCEL	98.51	1	0	0	1	0	8 (1.00)
21	CEPISA	98.43	0.3	0.7	0.36	0.64	0	3 (0.12) 22 (0.16) 27 (0.75)
33	CER	98.07	0.57	0.43	0.21	0.79	0	3 (0.08) 8 (0.55) 27 (0.38)
26	SAELPA	94.85	0	1	0.83	0.17	0	22 (0.09) 27 (0.88)
28	BOA VISTA	94.74	0.01	0.99	1	0	0	5 (0.00) 27 (1.01)
2	CAIUA	94.65	0.84	0.16	0	1	0	3 (0.60) 8 (0.72)
47	CFLO	93.61	1	0	0	1	0	8 (1.00)
42	Santa Cruz - CFLSC	92.94	1	0	0	0	1	1 8 (0.05) 27 (0.98)
40	ELFSM-SANTA MARIA	92.62	1	0	0	0	1	1 8 (1.03)
31	CELPA	91.28	0	1	0.82	0.18	0	22 (0.25) 27 (0.73)
18	CELB	90.79	0.56	0.44	0.22	0.78	0	3 (0.01) 8 (0.91) 27 (0.08)
35	ELETROACRE	90.26	0.59	0.41	1	0	0	8 (0.34) 27 (0.66)
7	CENF	89.06	1	0	0	1	0	8 (1.00)
45	CEEE	89.04	0	1	0.83	0.17	0	22 (0.11) 27 (0.82)
39	CERJ	88.97	0.52	0.48	0	1	0	3 (0.75) 22 (0.47)
11	CSPE	88.88	1	0	0	1	0	8 (1.00)
34	CERON	88.85	0	1	0.83	0.17	0	22 (0.09) 27 (0.92)
44	AES Sul	88.61	0.01	0.99	1	0	0	5 (0.38) 27 (0.59)
32	CEL TINS	88.49	0.27	0.73	0.37	0.63	0	3 (0.22) 22 (0.03) 27 (0.73)
1	Bragantina EEB	85.53	1	0	0	0	1	1 8 (1.02)
37	BANDEIRANTES	84.48	0.15	0.85	0	0.21	0.79	22 (0.24) 27 (0.72) 38 (0.04)
19	CELPE	83.96	0	1	0.73	0.16	0.11	22 (0.21) 27 (0.70) 38 (0.03)
29	CEA	82.90	0.82	0.18	0	1	0	3 (0.07) 8 (0.95)
12	ELEKTRO	82.59	0	1	0.79	0	0.21	5 (0.07) 27 (0.76) 38 (0.12)
30	CEAM	81.96	0	1	0.84	0.16	0	22 (0.03) 27 (0.98)
48	COPEL	81.74	0	1	0.81	0	0.19	5 (1.00) 38 (0.10)
16	Nacional CNEE	80.63	1	0	0	1	0	8 (1.01)
46	Celesc	79.65	0	1	0.7	0.19	0.11	22 (0.45) 27 (0.45) 38 (0.06)
6	CEMAT	79.44	0.32	0.68	0.31	0.69	0	3 (0.79) 22 (0.17) 27 (0.02)
15	ESCELSA	79.00	0.01	0.99	1	0	0	5 (0.52) 27 (0.45)
14	ENERSUL	76.21	0.29	0.71	0.36	0.64	0	3 (0.26) 22 (0.08) 27 (0.62)
20	CEMAR	75.04	0.84	0.16	0	1	0	3 (0.50) 8 (0.62)
23	COELCE	74.69	0.33	0.67	0.34	0.66	0	3 (0.04) 22 (0.26) 27 (0.61)
4	CEB	74.14	0	1	0.84	0.16	0	22 (0.06) 27 (0.91)
41	LIGHT	70.34	0.54	0.46	0	1	0	3 (0.82) 22 (0.83)
24	COSERN	69.89	0.3	0.7	0	0.6	0.4	22 (0.04) 25 (0.06) 27 (0.89)
17	PIRATININGA	66.72	0.12	0.88	0	0.19	0.81	22 (0.04) 27 (0.87) 38 (0.03)
49	Rio Grande Energia	60.55	0.83	0.17	0	1	0	3 (0.41) 8 (0.71)
13	ELETROPAULO	50.93	0.31	0.69	0	0	1	1 27 (0.57) 38 (0.29)
36	MANAUS	50.09	0	1	0.82	0.18	0	22 (0.19) 27 (0.73)

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 5-14 - Resultado da DEA com todas informações mais as de qualidade (DEA-V)

No.	DMU	Score (%)	Dispendios {I} {V}	Insumos {I} {V}	Rnegocio {O} {V}	Rfinanceiro {O} {V}	IASC {O} {V}	Benchmarks
28	BOA VISTA	100.00	0	1	1	0	0	2
2	CAIUA	100.00	0.8	0.2	0.3	0.22	0.48	3
3	CA TLEO	100.00	0.23	0.77	0.5	0.44	0.06	8
5	CELG	100.00	0	1	1	0	0	2
38	CEMIG	100.00	0	1	0	0	1	16
21	CEPISA	100.00	0	1	0.84	0.16	0	2
33	CER	100.00	1	0	0.86	0.14	0	1
39	CERJ	100.00	0	1	0.57	0.43	0	0
8	CHESP	100.00	1	0	0.89	0.08	0.03	13
22	COELBA	100.00	0	1	0.55	0.45	0	13
10	CPFL	100.00	0	1	0	0.28	0.72	0
25	ENERGIPE	100.00	0.37	0.63	0	1	0	3
41	LIGHT	100.00	0.74	0.26	0.11	0.89	0	0
42	Santa Cruz - CFLSC	100.00	0.04	0.96	0.39	0	0.61	0
27	SULGIPE	100.00	0.5	0.5	0.73	0.05	0.23	26
43	V.Parapanema -EEVP	100.00	0.36	0.64	0	0.37	0.63	0
9	CPEE	99.79	0.57	0.43	0	1	0	3 (0.02) 8 (0.59) 27 (0.39)
50	COCEL	98.62	1	0	0.16	0.84	0	8 (1.00)
26	SAELPA	95.19	0	1	0.85	0.15	0	22 (0.07) 27 (0.89) 38 (0.05)
47	CFLO	93.65	1	0	0	1	0	3 (0.01) 8 (0.99)
40	ELFSM-SANT A MARIA	92.62	1	0	0	0	0	1 8 (0.09) 27 (0.91)
31	CELPA	91.44	0	1	0.84	0.16	0	22 (0.24) 27 (0.74) 38 (0.02)
44	AES Sul	91.04	0.17	0.83	0.99	0	0.01	27 (0.93) 38 (0.07)
18	CELB	90.85	0.56	0.44	0	1	0	3 (0.00) 8 (0.89) 27 (0.11)
35	ELETROACRE	90.46	0.6	0.4	1	0	0	8 (0.34) 27 (0.66)
45	CEEE	89.71	0	1	0.85	0.15	0	22 (0.06) 27 (0.84) 38 (0.09)
7	CENF	89.32	1	0	0.82	0.07	0.11	8(1.00)
34	GERON	89.28	0	1	0.77	0.23	0	21 (0.17) 22 (0.05) 27 (0.78)
11	CSPE	89.22	1	0	0.84	0.16	0	8 (1.00)
32	CELTINS	88.77	0.41	0.59	0	1	0	3 (0.06) 25 (0.31) 27 (0.62)
12	ELEKTRO	87.11	0.22	0.78	0	0	0	1 27 (0.86) 38 (0.14)
1	Bragantina EEB	86.95	1	0	0	0.5	0.5	2 (0.03) 8 (0.36) 27 (0.61)
19	CELPE	86.22	0.2	0.8	0	1	0	22 (0.15) 27 (0.76) 38 (0.09)
29	CEA	85.48	1	0	0.82	0.18	0	2 (0.03) 8 (0.11) 33 (0.87)
37	BANDEIRANTES	85.07	0.18	0.82	0	1	0	22 (0.23) 27 (0.73) 38 (0.04)
30	CEAM	83.91	0	1	0.9	0.1	0	21 (0.17) 27 (0.50) 28 (0.33)
48	COPEL	81.86	0	1	0.8	0	0.2	5 (0.25) 27 (0.69) 38 (0.07)
46	Celesc	81.73	0.23	0.77	0	1	0	22 (0.41) 27 (0.51) 38 (0.09)
23	COELCE	81.00	0.17	0.83	0	1	0	22 (0.15) 27 (0.81) 38 (0.04)
16	Nacional CNEE	80.73	1	0	0	1	0	3 (0.02) 8 (0.98)
15	ESCELSA	80.31	0.1	0.9	1	0	0	5 (0.05) 27 (0.87) 38 (0.08)
6	CEMAT	79.78	0.41	0.59	0	1	0	3 (0.67) 22 (0.16) 25 (0.17)
14	ENERSUL	77.25	0.3	0.7	0	1	0	22 (0.07) 25 (0.27) 27 (0.66)
20	CEMAR	76.17	1	0	0	1	0	3(0.89) 8(0.11)
4	CEB	74.95	0.15	0.85	0	1	0	22 (0.03) 27 (0.93) 38 (0.04)
17	PIRATININGA	70.43	0.16	0.84	0.03	0.28	0.7	27 (0.96) 38 (0.04)
24	COSERN	70.32	0.13	0.87	0	1	0	22 (0.04) 27 (0.96) 38 (0.00)
49	Rio Grande Energia	61.54	1	0	0	1	0	3 (0.83) 8 (0.17)
13	ELETROPAULO	59.04	0.34	0.66	0.05	0.01	0.94	27 (0.66) 38 (0.34)
36	MANAUS	53.93	0.16	0.84	0	1	0	22 (0.07) 27 (0.89) 38 (0.04)

Fonte: Elaborada pelo autor

## Capítulo 6

### DETERMINAÇÃO DOS FATORES REDUTORES

A boa prática internacional de acordo com o Working Paper WP 0312 da Universidade de Cambridge Jamasb *at al.* (2003), cita como modelo preferido, o DEA orientado a entrada, assumindo retornos constantes de escala (CRS), considerando que as medidas de eficiência relativas não são afetadas pelo tamanho das empresas de distribuição. Porém neste mesmo artigo se faz referência à experiência dos reguladores da Alemanha e Noruega, assim como, estudos empíricos no Canadá, Nova Zelândia e Suíça que evidenciaram a presença de economia de escala no Setor de Distribuição.

Uma outra constatação, do regulador Norueguês, foi a dificuldade de empresas altamente ineficientes conseguirem ganhos de produtividade limitados.

Reconhecendo-se tal realidade, introduziu-se limites nos requerimentos de eficiência dessas empresas assumindo-se que o *Fator X* nesses modelos sejam limitados a 8% por ano.

Por outro lado, assumiu-se que o nível de eficiência nos custos possam atingir até 1% de ganho de eficiência por ano no período da revisão tarifária.

Tomando por base essas premissas, determinaram-se, individualmente, os fatores redutores considerando uma variação linear dos fatores redutores proporcionais aos *escores* de ineficiência dentro do intervalo de zero a oito por cento, acrescidos de 1% por ano.

Para se calcular os fatores redutores da tarifa, partiu-se dos *escores* determinados pela DEA, conforme já discutido e apresentado na Tabela 5-14, em seguida determinou-se tais fatores assumindo-se que *escores* entre 0 e 100% levam a fatores redutores entre 8 a 0% e em seguida adicionou-se 1%. Observou-se ainda que, embora a prática internacional adote 8% como limite do fator, no Brasil este fator é, em média, 2%, logo decidiu-se também estudar um conversão de *score* em fatores com limites de 4%. Essa conversão também pode ser observada na Tabela 6-1.

De posse dos valores dos *Fatores X*, homologados pela ANEEL, e dos fatores redutores de tarifas calculados a partir dos escores de ineficiência obtidos pela técnica DEA, passou-se a comparar os resultados e observou-se que o limite de 8% sugerido pelo regulador Norueguês estava elevado para a realidade brasileira e também foram calculados os fatores para o limite de 4%, como pode ser observado na seção anterior.

Observe ainda que só foram usados os *Fatores X* publicados pela ANEEL até 2004 e por outro lado não se obteve informações de algumas empresas que a ANEEL publicou o *Fator X* e, portanto só se pôde efetuar a comparação para 33 empresas do setor de Distribuição.

A simples avaliação pelo erro médio quadrático mostrou-se insuficiente para a tomada de decisão, pois os fatores redutores podem ser estabelecidos em torno da média do *Fator X* e, no entanto não representá-lo em sua variabilidade.

Decidiu-se realizar análise estatística cuja hipótese H0 seria que os fatores representam os *Fatores X*. Caso esta hipótese fosse confirmada os dois conjuntos de valores seriam equivalentes e assim, o *Fator X*, poderia ser determinado a partir do *score* da DEA.

Antes de aplicar o teste de hipótese foi necessário verificar se as amostras podem ser consideradas normais.

Tabela 6-1 - Fatores redutores a nível nacional limitados a 8% e 4%

Empresas	score (%)	Fator X	Fator 8%	Fator 4%	Erro 8%	Erro 4%
Bragantina EEB	86.95	1.63	2.04	1.52	0.00	0.00
CAIUÁ	100.00	1.86	1.00	1.00	0.01	0.01
CATLEO	100.00	0.57	1.00	1.00	0.00	0.00
CEB	74.95	1.02	3.00	2.00	0.04	0.01
CELG	100.00	-	1.00	1.00	-	-
CEMAT	79.78	2.83	2.62	1.81	0.00	0.01
CENF	89.32	0.97	1.85	1.43	0.01	0.00
CHESP	100.00	-	1.00	1.00	-	-
CPEE	99.79	1.59	1.02	1.01	0.00	0.00
CPFL	100.00	1.50	1.00	1.00	0.00	0.00
CSPE	89.22	1.59	1.86	1.43	0.00	0.00
ELEKTRO	87.11	3.46	2.03	1.52	0.02	0.04
ELETROPAULO	59.04	4.35	4.28	2.64	0.00	0.03
ENERSUL	77.25	1.38	2.82	1.91	0.02	0.00
ESCELSA	80.31	0.59	2.58	1.79	0.04	0.01
Nacional CNEE	80.73	1.63	2.54	1.77	0.01	0.00
CELB	90.85	-	1.73	1.37	-	-
CELPE	86.22	-	2.10	1.55	-	-
CEMAR	76.17	-	2.91	1.95	-	-
COELBA	100.00	1.86	1.00	1.00	0.01	0.01
COELCE	81.00	1.74	2.52	1.76	0.01	0.00
COSERN	70.32	0.51	3.37	2.19	0.08	0.03
ENERGIPE	100.00	-	1.00	1.00	-	-
SAELPA	95.19	-	1.38	1.19	-	-
SULGIPE	100.00	0.59	1.00	1.00	0.00	0.00
BOA VISTA	100.00	-	1.00	1.00	-	-
CEA	85.48	-	2.16	1.58	-	-
CEAM	83.91	-	2.29	1.64	-	-
CELPA	91.44	3.91	1.68	1.34	0.05	0.07
CEL TI NS	88.77	2.22	1.90	1.45	0.00	0.01
CERON	100.00	-	1.00	1.00	-	-
ELETROACRE	90.46	-	1.76	1.38	-	-
MANAUS	53.93	-	4.69	2.84	-	-
BANDEIRANTES	85.07	2.83	2.19	1.60	0.00	0.02
CEMIG	100.00	1.77	1.00	1.00	0.01	0.01
CERJ	100.00	3.01	1.00	1.00	0.04	0.04
ELFSM-SANTA MARIA	92.62	1.18	1.59	1.30	0.00	0.00
LIGHT	100.00	3.23	1.00	1.00	0.05	0.05
Santa Cruz - CFLSC	100.00	1.71	1.00	1.00	0.01	0.01
V. Paranapanema -EEVP	100.00	1.98	1.00	1.00	0.01	0.01
AES Sul	91.04	-	1.72	1.36	-	-
CEEE	89.71	1.13	1.82	1.41	0.00	0.00
Celesc	81.73	0.65	2.46	1.73	0.03	0.01
CFLO	93.65	-	1.51	1.25	-	-
COPEL	81.86	1.50	2.45	1.73	0.01	0.00
Rio Grande Energia	61.54	1.25	4.08	2.54	0.08	0.02
COCEL	98.62	1.16	1.11	1.06	0.00	0.00
<b>Erro Médio Quadrático</b>					<b>0.02</b>	<b>0.01</b>

Fonte: Elaborada pelo autor

## Capítulo 7

### COMPARAÇÃO FATORES REDUTORES vs. FATOR X

#### 7.1 - Verificação da normalidade

O gráfico de Box e Whisker da Figura 7.1-1. apresenta uma comparação entre os Fatores X determinados pela ANEEL e pelo DEA possibilitando uma visualização da tendência central, e da variabilidade em torno deste ponto.

O gráfico da Figura 7.1-2 apresenta a saída do teste de Kolmogorov-Smirnov que indica que os valores da amostra do *Fator X*, não podem ser considerado com distribuição normal.

Investigou-se também a normalidade dos fatores caso fossem aplicados a DEA com os dados agrupados regionalmente ou pela média dos escores regionais e sistêmicos, em todos os casos não se obteve aderência à distribuição normal, como pode ser observado nas Figuras 7.1-1, 7.1-2 e 7.1-3.

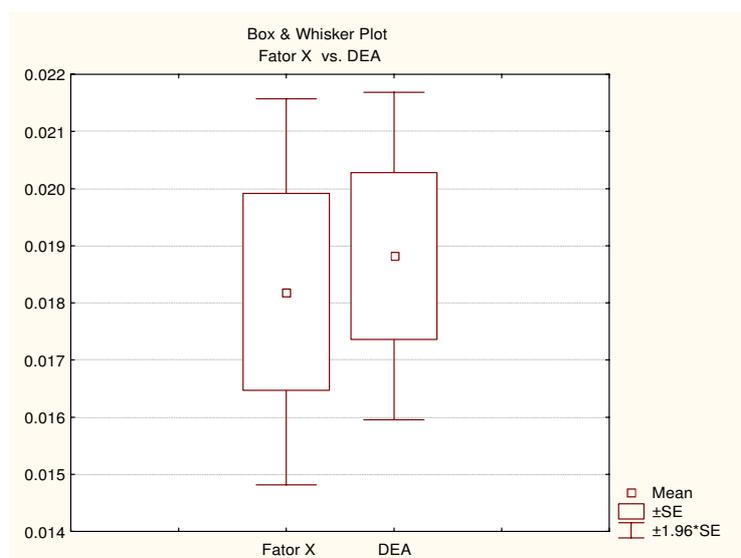
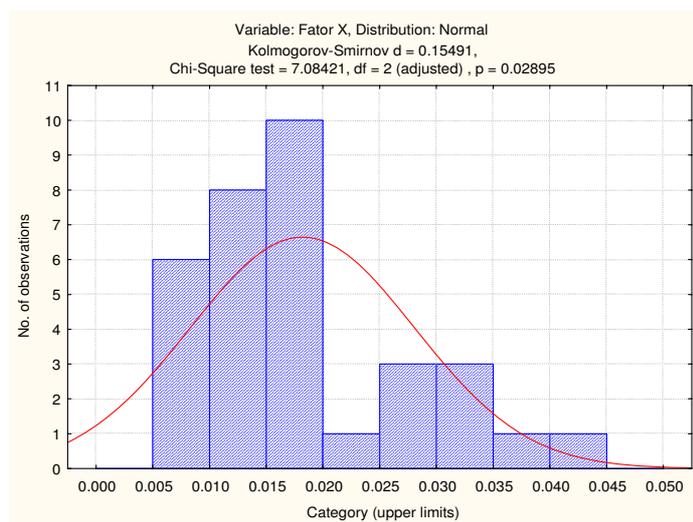


Figura 7.1-1 – Gráfico de Box & Whisker para *Fator X* e DEA

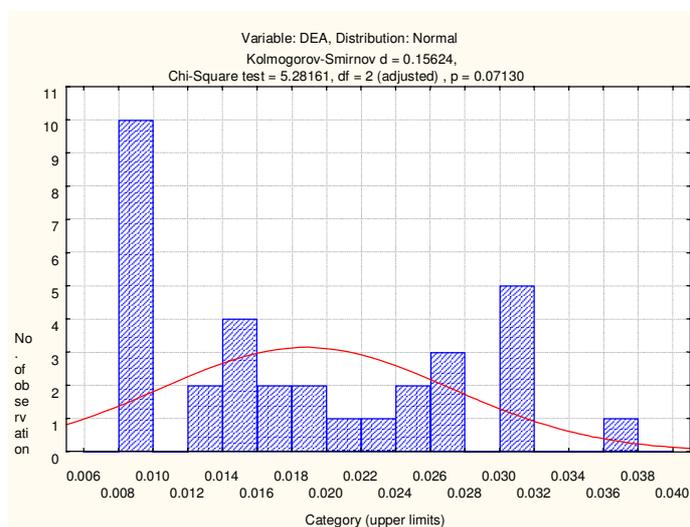
Fonte: Elaborada pelo autor

Considerando-se que nenhuma das amostras se caracterizam como Normal, decidiu-se pela aplicação do teste de Wilcoxon para avaliação da aderência dos conjuntos de fatores determinados na seção 6 e o *fatores X* determinados pela ANEEL.



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 7.1-2 – Teste normalidade da amostra *Fator X*



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 7.1-3 - Normalidade paramétrica da amostra fatores determinados pela DEA

## 7.2 - O teste de Wilcoxon

Consideram-se as variáveis aos pares numa escala intervalar, deseja-se julgar a relação das diferenças relativas entre dois pares quaisquer. Com esse teste pode-se dizer qual membro de um par é maior do que o outro ou dispor as diferenças por ordem de seus valores absolutos.

Considerando os conjuntos A {scores obtidos com DEA} e B {Fator X divulgados pela ANEEL}, que se deseja comparar, tem-se que eles são equivalentes, se  $H_0$  é verdadeira, ou seja, a validade da hipótese de nulidade  $H_0$  significa que estatisticamente não há diferença entre os conjuntos A e B (os valores negativos da diferença entre os pares são compensados pelos positivos). Conseqüentemente a hipótese  $H_1$  considera que os conjuntos são diferentes dentro do nível de significância adotado.

Logo, tem-se que na região de rejeição da hipótese  $H_0$  encontram-se valores de probabilidade, associada a sua ocorrência, nunca superior a  $\alpha < 0,05$  para um nível de significância de 95%.

Para grandes amostras, ou seja,  $N > 25$  o teste de Wilcoxon possui um pequeno ajuste: Determina-se T como sendo a menor das somas de posto de mesmo sinal (soma-se as diferenças negativas e separadamente as positivas, trabalha-se com a menor soma absoluta). Em seguida determina-se baseada em distribuição normal a probabilidade unilateral para Z definido conforme Eq. 7.2-1. Para uma prova bilateral, duplica-se o valor de p encontrado.

$$z = \frac{T - \frac{N(N+1)}{4}}{\sqrt{\frac{N(N+1)(2N+1)}{24}}} \quad \text{Eq. 7.2-1}$$

## 7.3 - Fator Redutor vs. *Fator X*

Aplicou-se o teste de Wilcoxon aos pares desses fatores e obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 7.3-1 e 7.3-2., para um nível de significância de 95%. As probabilidades bicaudais encontradas:  $p_4 = 0,4322$  e  $p_8 = 0,0083$

rejeita os fatores calculados a 8% mas aceita a hipótese  $H_0$  para os fatores calculados a 4%.

ACEITA a hipótese  $H_0$  :  
Apenas o fator calculado a 4% pode substituir o *Fator X*

Tabela 7-1 Resultado	N	T	Z	p-level
Fator X & Fator (4%)	32	222.0000	0.785355	0.432246

Tabela 7-2 - Resultado de Wilcoxon para fatores X e 4%

	N	T	Z	p-level
Fator X & Fator (8%)	32	123.0000	2.636551	0.008376

#### 7.4 - Fator Redutor vs. *Fator X* (com qualidade)

Aplicou-se o teste de Wilcoxon aos pares desses fatores e obteve-se os resultados apresentados na Tabela 7.4-1 e 7.4-2. As probabilidades bicaudais encontradas:  $p_8 = 0,7223$  e  $p_4 = 0,0923$  são maiores que  $p < 0,05$  o que implica na aceitação de  $H_0$ , ou seja, o *Fator X* podem ser representado por esses fatores.

ACEITA a hipótese  $H_0$  :  
Os fatores calculados a 4 e 8% podem substituir o *Fator X* da ANEEL

Tabela 7-3 - Resultado de Wilcoxon para fatores X e 4% para todas as informações mais as de qualidade

	N	T	Z	p-level
Fator X & Fator (4%)	32	174.0000	1.682905	0.092395

Tabela 7-4 - Resultado de Wilcoxon para fatores X e 8% para todas as informações mais as de qualidade

	N	T	Z	p-level
Fator X & Fator (8%)	32	245.0000	0.355280	0.722380

## Capítulo 8

### CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

O modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica brasileiro estabelece um regime tarifário conhecido como: Preços Tetos (Price Cap). Este modelo de regulação por incentivos, inspirado na versão inglesa RPI-X (Retail Price Index Minus X) estabelece seus reajustes a título de aumento de produtividade, como sendo um índice geral de preços menos um valor X, conhecido como *Fator X*. A proposta do presente estudo foi verificar se seria possível determinar o fator redutor da tarifa, no modelo de regulação por incentivo, de forma mais simples que a determinada pela ANEEL.

Buscando o embasamento dessa proposta, efetuou-se uma revisão bibliográfica onde não foi encontrado nenhum trabalho sobre o tema no Brasil; encontraram-se alguns estudos sobre a determinação da eficiência no setor de distribuição de energia brasileiro, Bonilha (2000), Vidal (2002) e Resende (2002), porém, não aplicados à determinação do fator redutor de tarifa. Entretanto, a técnica da DEA aplicada à determinação do *Fator X* é muito discutida nos países escandinavos, onde se pôde obter vasta literatura contendo sugestões e experiências que serviram de inspiração e balizamento desta pesquisa.

A ANEEL durante a definição do marco regulatório brasileiro baseou-se na experiência inglesa como proposta inicial, mas através de um processo bastante participativo, onde por duas vezes foi levado à audiência pública, construiu um arcabouço regulatório próprio, levando em consideração a transição do setor, a sua pouca experiência regulatória e as exigências da sociedade moderna, preocupada com o meio ambiente e a qualidade do serviço. A metodologia de cálculo do *Fator X* se apresenta, porém, com alto nível de complexidade na sua aplicação.

Deste fato surgiu a motivação em pesquisar a aplicação direta pelo método de comparação entre empresas (método de *benchmarking*) empregando técnica de Análise por Envoltória de Dados - DEA na determinação da ineficiência técnica das distribuidoras de energia, com o objetivo de reproduzir, de forma simplificada, o fator redutor da tarifa das distribuidoras, também conhecido como *Fator X*.

Além de sua simplicidade, os métodos de *benchmarking* são bastante usados pelos reguladores Europeus, notadamente na Dinamarca, Finlândia, Irlanda, Países Baixos, Noruega e Colômbia onde se observa uma certa preferência no uso do método DEA.

Basicamente, existem dois enfoques para se determinar o desempenho ou eficiência econômica das DMUs. O primeiro é paramétrico e requer que se conheça, a priori, a forma da função de produção. O segundo é a técnica DEA (Análise por Envoltória de Dados), que se enquadra no enfoque não paramétrico, quantitativo e empírico, que mede o desempenho relativo de unidades organizacionais semelhantes.

Embora se destaque pela simplicidade e facilidade na aplicação, os métodos não paramétricos carecem de certos cuidados com as características do setor a ser estudado, como homogeneidade, definição de insumos e produtos e, principalmente, cuidados com a coleta dos dados, pois ruídos ou erros de medição podem comprometer os resultados.

As principais causas dos problemas de modelagem em DEA são: sua aplicação em setor heterogêneo, a omissão de variáveis relevantes, inclusão de variáveis irrelevantes e suposição incorreta em Retorno de Escala.

As distribuidoras analisadas foram consideradas homogêneas visto que a maioria delas realizam as mesmas atividades de distribuição e subtransmissão (não sendo permitido a geração para consumo próprio) bem como estão sujeitas as mesmas condições de mercado. Cabe ressaltar que algumas distribuidoras ainda não foram desverticalizadas e que considerou se o mercado nacional como homogêneo, sendo importante investigar se os mercados regionais, isoladamente, mantêm a mesma característica.

O negócio de distribuição de energia, no Brasil, é bastante pulverizado, pois, na amostra de 50 Distribuidoras estudadas, 64% são empresas de pequeno porte (mercado com menos de 1 milhão de consumidores), 20% de porte médio (mercado entre 1 e 2 milhões de consumidores) e finalmente 16% de grande porte (com mercado superior a 2 milhões de consumidores). É importante salientar que uso da DEA é adequado, neste caso em que as empresas possuem diferentes tamanhos, pois essa técnica consegue separar os efeitos da escala do negócio na determinação de sua eficiência.

Outro fator importante é o efeito da tecnologia no modelo, ou seja, se as DMUs estão atuando com Rendimentos Constantes de Escala (RCE) ou em Rendimentos Variáveis de Escala (RVE).

No setor de distribuição deve-se usar um modelo orientado a insumo, pois estando essas empresas operando em ambiente regulado, considerado como monopólio natural, elas não disputam mercado e por isso cabe aos gestores eficientes minimizarem os insumos no atendimento à sua demanda, na venda e distribuição de energia.

Finalmente, a escolha das variáveis é muito importante para que se obtenha um bom resultado na aplicação do modelo DEA. Primeiro, deve-se considerar a opinião do especialista nos seguintes aspectos: orientação do modelo, se a variável agrega informação, se os dados são confiáveis e se explicam as eficiências de uma DMU. Em segundo lugar, devem ser eliminadas as variáveis correlacionadas, que não agregam nenhuma nova informação e ainda prejudicam a discriminação em torno da fronteira eficiente.

A escolha das variáveis constitui-se no principal responsável pelo sucesso da técnica DEA. Felizmente, parece existir um certo consenso, de acordo com a bibliografia consultada, na escolha das variáveis de entradas e saídas, quando da aplicação da metodologia de análise da eficiência através da DEA, sendo as variáveis mais encontradas: ÁREA (área de concessão em km<sup>2</sup>); CONSUMIDORES (número de consumidores); VENDA (venda de energia à indústria, comércio e residência em MWh); EMPREGADOS (número de empregados); TRANSFORMAÇÃO (capacidade de transformação em MVA) e TAMANHO (extensão da rede de distribuição ou subtransmissão).

Considerando a dificuldade na obtenção dessas informações, de forma consolidada, apresentou-se como uma forma alternativa a utilização de dados contábeis disponibilizados nos relatórios da administração das empresas, que integram as demonstrações contábeis obrigatórias, incluindo informações complementares como: histórico da empresa, cenário econômico, planos de investimento, indicadores de desempenho e explicações sobre os resultados econômicos e financeiros das empresas.

Cabe ressaltar que o uso dados de balanço pela DEA cria algumas dificuldades como: classificação entre saída ou entrada; decidir se os *outliers*

oferecem representação genuína de uma tecnologia possível; lidar com pequeno número de observações e por fim pela possibilidade de assumirem valores negativos.

Os dados usados nesse estudo foram obtidos do periódico Energia & Mercado elaborado por Martinez (2004), em sua reportagem “um ranking do setor de energia”, que disponibilizou informações de 50 distribuidoras.

As seguintes constatações propiciaram a eliminação de algumas variáveis que aparentemente não agregariam informações ao processo discricionário de determinação dos escores de eficiência no setor de distribuição.

Considerando-se a alta correlação entre vendas e número de consumidores (93,94%), e entre despesas com pessoal e número de empregados (92,59%), as variáveis vendas de energia e despesas com pessoal foram eliminadas. Outro motivo que justifica a eliminação da variável de despesa com pessoal é o fato de que ela já é considerada juntamente com as despesas com materiais e serviços de terceiros nos dispêndios operacionais (OPEX).

Eliminou-se ainda, a variável dos custos com depreciação, pois não se caracteriza como despesa financeira, sendo apenas contábil, e a variável das capacidades de transformação e dimensão da rede, embora bastante referenciada na literatura, por não ter sido possível obtê-las nas fontes de dados a que se teve acesso.

Outras correlações elevadas foram encontradas ao se comparar os ativos totais, constituídos por todos os bens e direitos da empresa, com o imobilizado em serviço (93,76%), e a receita líquida com o número de consumidores (93,46%), indicando que se pode descartar tanto o ativo total quanto o número de consumidores.

Mesmo após a eliminação das variáveis, restaram selecionadas quatro variáveis de entrada e seis de saída, o que, por limitação do método DEA, levaria a maioria das DMUs para a fronteira. Esse fato obrigou que se buscasse trabalhar com variáveis equivalentes em menor número e não correlacionadas.

Para se obter a variável equivalente, aplicou-se uma transformação através de autovetores ortogonais cuja técnica é conhecida como: componente principal.

Ao conjunto das 4 variáveis de entradas (Empregados, OPEX, CAPEX, Compra Energia) foram aplicados tal transformação obtendo-se duas variáveis

equivalentes (fatores 1 e 2) capazes de explicar 92,72% das variáveis de entradas. O primeiro Fator ou componente principal envolve despesas e empregados, sendo denominados dispêndios e o segundo Fator pode ser chamado de Insumos.

Ao conjunto das 5 variáveis de saída (Receita Líquida, Resultado Financeiro, Resultado do Serviço, Patrimônio Líquido e Imobilizado em Serviço) foram também aplicado a transformação do método do componente principal onde com dois fatores conseguiu-se explicar 88,61% das variáveis de saída. O Fator um representa o retorno e volume aplicado e doravante será chamado de Retorno do negócio, e o Fator 2 é predominantemente influenciado pela variável Resultado Financeiro e será chamado retorno financeiro.

As variáveis equivalentes de entrada e saída geradas a partir de autovetores ortogonais, e, portanto não correlacionados, representaram as variâncias de todas as variáveis significativas além de possuírem bom condicionamento, ou seja, não apresentarem grandes variações entre si, facilitando a convergência da DEA.

As variáveis equivalentes foram submetidas ao aplicativo EMS (domínio público) que procede a determinação dos escores de eficiência, que são as distâncias relativas de cada DMUs à envoltória de dados – DEA. Nas simulações foram assumidos: tecnologia de rendimentos constantes e variáveis de escala, medidas de distâncias radiais e orientadas à entrada.

Nos resultados do modelo DEA-C se observa que sete empresas foram posicionadas na fronteira, sendo quatro as que serviram de *benchmarking* (dominaram) à maioria das empresas.

Os resultados do modelo DEA-V apresentaram uma fronteira eficiente constituída por quatorze empresas de portes variados, entretanto os surgimentos de novas fronteiras não contribuíram com empresas dominantes.

Observe que a técnica DEA consegue posicionar relativamente empresas de variados portes, classificando-as pela sua eficiência relativa, não importando seu porte.

Analisando os escores por regiões geográficas, nota-se que o Sudeste apresenta a melhor média (0,9479) e o menor desvio padrão (0,0627), provando a excelência e homogeneidade de suas empresas. O Sul possui a menor média e elevado desvio, que indica ser a região mais fraca. O Nordeste possui algumas

boas empresas, dado pela segunda melhor média dos escores de eficiência, porém com um elevado desvio, que indica a existência de empresas não tão boas.

Embora não faça parte do escopo desta pesquisa é importante ressaltar que as empresas na fronteira eficiente poderiam ser candidatas à empresa padrão no arcabouço da regulação por incentivo e por indução poderia se concluir que a determinação de empresa padrão pelo regulador deveria ser realizada por região e não a nível nacional a fim de serem considerados fatores específicos que influenciam apenas regionalmente.

A aplicação da DEA aos conjuntos anteriormente estudados adicionando-se a eles as informações de qualidades (IASC), apresentou algumas alterações nos escores anteriormente obtidos, como uma nova empresa que foi posicionada na fronteira, e algumas outras que também melhoraram seus escores. Observaram-se ainda, alterações nas distâncias relativas à fronteira dessas empresas bem como no esquema de dominação entre elas.

Em termos relativos, os resultados específicos dos escores, obtidos para cada concessionária, serviram para definir o seu potencial de ineficiência que foram convertidos no Fator Redutor da Tarifa e confrontados com o *Fator X* definido pela ANEEL.

Para a conversão usou-se a boa prática internacional de acordo com o Working Paper WP 0312 da Universidade de Cambridge - Jamasb *et al.* (2003), que cita o modelo preferido da DEA, orientado a entrada e define limites nos requerimentos de eficiência dessas empresas assumindo-se que o *Fator X* seja limitado a 8% por ano. Por outro lado, assume-se que o nível de eficiência nos custos possa atingir até 1% de ganho de eficiência por ano no período da revisão tarifária.

Assim, para se calcular os fatores redutores da tarifa, partiu-se dos escores determinados pela DEA, assumindo-se que escores entre 0 e 100% levam a fatores redutores entre 8 a 0% adicionado de 1%. Observou-se ainda que, embora a prática internacional adote 8% como limite do fator, no Brasil este fator é em média 2%, logo se decidiu também estudar um conversão de escore em fatores com limites de 4%.

De posse dos valores dos *Fatores X*, homologados pela ANEEL, e dos fatores redutores de tarifas calculados a partir dos escores de ineficiência obtidos

pela técnica DEA, passou-se a comparar os resultados e se observou que o limite de 8% sugerido pelo regulador Norueguês estava elevado para a realidade brasileira.

Embora a comparação entre fator redutor e o *Fator X* tenha apresentado um erro médio quadrático bastante reduzido, de 0,02% a 0,01%, esse dado ainda é insuficiente para a tomada de decisão, pois os fatores redutores podem ser estabelecidos em torno da média do *Fator X* e, no entanto, não representá-lo em sua variabilidade.

Decidiu-se, então, realizar uma análise estatística cuja hipótese  $H_0$  seria que os fatores redutores representam os *Fatores X*. Caso esta hipótese fosse confirmada os dois conjuntos de valores seriam equivalentes e assim, o *Fator X*, poderia ser determinado a partir do escore da DEA.

Considerando que esses fatores não passaram nos teste de normalidade, usou-se a prova de Wilcoxon para se testar a aderência dos conjuntos de fatores. Assumem-se, então, as variáveis aos pares numa escala intervalar e julga-se a relação das diferenças relativas entre dois pares quaisquer. Com esse teste pode-se dizer qual membro de um par é maior do que o outro ou dispor as diferenças por ordem de seus valores absolutos.

Aplicou-se o teste de Wilcoxon aos pares desses fatores sem as variáveis de qualidade e obtiveram-se os resultados. Para um nível de significância de 95%, as probabilidades bicaudais são:  $p_4 = 0,4322$  e  $p_8 = 0,0083$ , os fatores calculados a 8% são rejeitados enquanto a hipótese  $H_0$  é aceita para os fatores calculados a 4%.

Por outro lado, considerando-se as variáveis de qualidade, obteve-se no teste de Wilcoxon que as probabilidades bicaudais são:  $p_4 = 0,7223$  e  $p_8 = 0,0923$ , maiores que  $p < 0,05$ , o que implica na aceitação de  $H_0$ , ou seja, o *Fator X* pode ser representado por esses fatores.

Após todas as análises e considerações sobre uma maneira alternativa de determinação de um fator para compensar ganhos excessivos de produtividades das distribuidoras como parte da filosofia de regulação por incentivo num setor considerado monopólio natural, chega-se a conclusão que é viável usar métodos de *benchmarking* como forma de se induzir eficiência em ambiente monopolista com informações assimétricas.

É importante salientar que embora tal assertiva tenha sido comprovada estatisticamente, nunca é demais lembrar as restrições na obtenção dos dados consensuais, usados internacionalmente no setor de distribuição na análise das eficiências com DEA, e o fato de se ter usado, em substituição, dados contábeis que também apresentam restrições para esta técnica.

Assim, é importante que se investigue, em futuros trabalhos, a compatibilidade dos fatores redutores, obtidos com os dados consensuais pela DEA, com os Fatores X homologados pela ANEEL.

Como sugestão a futuros trabalhos propõe-se que seja realizada uma análise de sensibilidade das variáveis e dados usados, pois a determinação do *benchmarking* depende muito dos tipos de variáveis e erros de medição.

A assimetria informacional entre as empresas e o regulador constitui-se em um importante problema e tem sido bastante discutido na literatura. A falta de informação do real desempenho operacional tem dificultado a definição da empresa padrão pelo regulador. Benchmarking é uma poderosa ferramenta para minimizar essa assimetria informacional.

Técnicas de *Benchmarking* devem ser usadas com parcimônia, suas limitações devem ser reconhecidas. Os estudos de *Benchmarking* não produzem uma verdade absoluta mas uma indicação e uma ordenação dos níveis de eficiência relativas. Seus resultados dependerão fortemente da escolha do modelo, sua orientação e da qualidade das informações.

Definir tarifas para empresas reguladas baseado em modelo matemático que não se mostra robusto e que varia a depender de suas especificações e qualidade dos dados é muito arriscado e polêmico. Uma alteração nas informações de uma empresa pode alterar os escores de eficiência de todo um grupo de empresas, o que cria oportunidade das empresas influenciarem no processo regulatório.

Pelo acima exposto e baseado na sensibilidade adquirida durante as análises efetuadas nesta pesquisa, sugere-se que a técnica de *Benchmarking* seja usada como indicador de eficiência e de coerência entre informações disponibilizadas pelos agentes no processo de determinação dos *Fatores X* pelo regulador, nunca definindo tarifas diretamente.

Resultados de *Benchmarking* não é a solução mas o ponto de partida para se resolver o problema de assimetria de informações.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BADIN, N. T. **Avaliação da Produtividade de Supermercados e seu Benchmarking.** 1997.
- BAHIA, S. D. P. G. D. E. D. **Avaliação da eficiência técnica do gasto público e o ajuste fiscal.** Carta Seplan, Ano 1, No 1, 2004.
- BANKER, R.; CHARNES, A.; COOPER. **Some models for estimating the technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis.** Management Science, v. 30, p. 1078\_1092, 1984.
- BEESLEY, M, E. e LITTLECHILD, S. C. ;**The Regulation of privatized monopolies in the United Kingdom.**;RAND Journal of Economics, V. 20, nº3, 1989.
- BONILHA, Uacauan e GOULART, Diego; **Uma avaliação do desempenho de empresas do setor de distribuição de energia elétrica,** UFMG –2000.
- BNDES. **Avaliação da eficiência de instituições microfinanceiras.** Informe-se, No 43, 2002.
- CHARNES, A.; **Data Envelopment Analysis: Theory, Methodology and Applications.** [S.l.]: Kluwer Academic Publishers, 1984.
- CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES, E. **Measuring the efficiency of decision making units.** European Journal of operational Research, v. 2, n. 6, 1978.
- GATTOU Said ., MUHITTIN Oral, ARNOLD **Reisman,Data envelopment analysis literature: a bibliography update,** Socio-Economic Planning Sciences, V. 38 n.159–229, 2004.
- GALAGEDERA, D.U.A. and SILVAPULLE, **experimental robustness analysis in Data envelopment, The Journal of the Operational Research Society.** Oxford: Vol.54, Num. 6; página. 654, 2003.
- JAMASB, M. P. T. **Benchmarking and regulation:** International electricity experience. Utilities Policy, v. 9, n. 107-130, 2001.

- JAMASB, M. P. **International benchmarking and regulation: an application to european electricity distribution utilities**. Energy Policy, v. 31, p. 1609\_1622, 2003.
- JAMASB, P. N. T.; POLLITT, M. **Strategic Behaviour under Regulation Benchmarking**. [S.l.], 2003.
- JAMASB, M. P. **Benchmarking and incentive regulation of quality of service: An application to the UK electricity distribution networks**. Energy Policy, 2004.
- KASSAI, S. **Utilização da Análise por Envoltória de Dados (DEA) Na Análise de Demonstrações Contábeis**. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, 2002.
- LINS, M. P. E.; MEZA, L. A. **Análise por Envoltória de Dados e Perspectivas de Integração no Ambiente de Apoio a Decisão**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2000.
- LOPES, A. L. M.; LANZER, E. A.; LAPA, J. D. S. **Análise por envelopamento de dados uma nova ferramenta para avaliação de produtividade no setor de serviços**. ENANPAD, 1996.
- MARTINEZ, M. **Ranking viabiliza análise setorial**. Energia Mercados, v. 37, p. 39\_50, 2004.
- OLIVEIRA, Gester; **Fator X acaba na conta de luz; Folha de São Paulo, São Paulo 02/02/2004**
- PAIVA, F. C. de. Dissertação de mestrado, **Uma Aplicação do Método de Análise de Envoltória - DEA**. 2000.
- PASTOR, J.T. **Translation invariance in data envelopment analysis: a generalization**. Annals of Operations Research, v. 66, p. 93-112, 1996.
- RESENDE, M. **Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in brazilian electricity distribution**. Energy Policy, v. 30, p. 637\_647, 2002.
- REZENDE Marcelo , **Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution**, Energy Policy, v.30, n. 637-647, 2002.

SEIFORD, A. D. A. L. **Data envelopment scenario analysis for setting targets to electricity generating plants**. European Journal of Operational Research, v. 115, p. 413 \_428, 1999.

SEIFORD, A. D. A. L. **A bibliography for data envelopment analysis**. Annals of Operations Research,, v. 73, p. 393 \_438, 1997.

SRE, A. N. de Energia Elétrica ANEEL / Superintendência de R. E. **Metodologia e Critérios Gerais para Definição da Base de Remuneração de Ativos para Fins de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**, junho 2002. Nota Técnica nº 148/2002/SRE/SFF/ANEEL.

SRE, A. N. de Energia Elétrica ANEEL / Superintendência de R. E. **Proposta de Metodologia de Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**, outubro 2002. Nota Técnica Nº 326/2002/SRE/ANEEL apresentada na Audiência Pública AP 023/2002.

SRE, A. N. de Energia Elétrica ANEEL / Superintendência de R. E. **Consolidação da Metodologia de Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**, outubro 2003. Nota Técnica Nº214/2003/SRE/ANEEL apresentada na Audiência Pública AP 043/2003.

SRE, A. N. de Energia Elétrica ANEEL / Superintendência de R. E. **Aperfeiçoamento da Metodologia de Cálculo do Fator X Nas Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, Além da Inclusão de Diretrizes Governamentais Na Metodologia de Cálculo**, abril 2004. Parecer sobre PROCESSO: 48500.003972/03-86.

SRE, A. N. de Energia Elétrica ANEEL / Superintendência de R. E. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 55, de 5 de Abril de 2004. **Estabelece a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica**.

VIDAL, D.N.- **Avaliação da Eficiência técnica das empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras, utilizando a metodologia DEA** – Dissertação –UFPE. CTG. Engenharia de Produção, 2002.

## ANEXO

## AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

## RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 55, DE 5 DE ABRIL DE 2004

Estabelece a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica.

[Relatório de Voto](#)[Voto em Separado](#)

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos art. 14 e art. 15 da Lei nº [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996, no inciso IV, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº [2.335](#), de 6 de outubro de 1997, na Norma Organizacional da ANEEL nº 001/98, aprovada pela Resolução ANEEL nº [233](#), de 14 de junho de 1998, o que consta do Processo nº 48500.003972/03-86, e considerando:

que o contrato de concessão da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica estabelece que a ANEEL, de acordo com determinado cronograma, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas;

que o contrato de concessão da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica estabelece que a ANEEL no processo de revisão das tarifas determinará os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido da variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) nos reajustes tarifários anuais subsequentes;

que a revisão tarifária periódica compreende o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica e a determinação do Fator X;

que o reposicionamento tarifário da concessionária visa proporcionar receita necessária para a cobertura de custos operacionais eficientes e remuneração adequada de investimentos prudentes, em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão;

que o Fator X calculado na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica é o instrumento regulatório de estímulo à eficiência e à modicidade das tarifas de fornecimento;

que a proposta metodológica da ANEEL para cálculo do Fator X considera os ganhos de produtividade da concessionária, previstos para o próximo período tarifário, decorrentes do crescimento do mercado atendido; a avaliação do grau de satisfação na percepção do consumidor; bem como a manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro definida na revisão tarifária periódica;

as contribuições recebidas nas Audiências Públicas AP ANEEL nº [023/2002](#) e nº [043/2003](#); e

as contribuições recebidas nas Audiências Públicas realizadas nos processos de revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica durante o ano de 2003 e durante os meses de janeiro a março de 2004;

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Art. 2º O Fator X será estabelecido em função dos seguintes componentes:

I – componente  $X_c$  que reflete os ganhos de produtividade esperados derivados da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

II – componente  $X_d$  que reflete a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC; e

III – componente  $X_a$  que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para o componente mão-de-obra da Parcela B da concessionária.

Art. 3º O valor do componente  $X_c$ , a que se refere o art. 2º, será calculado em cada revisão tarifária periódica, conforme o procedimento descrito no Anexo I.

Art. 4º O valor do componente  $X_d$ , a que se refere o art. 2º, será calculado em cada reajuste tarifário anual, conforme procedimento descrito no Anexo II.

Art. 5º O valor do componente  $X_a$ , a que se refere o art. 2º, será calculado em cada reajuste tarifário anual, conforme procedimento descrito no Anexo III.

Art. 6º O valor do Fator X a ser utilizado nos reajustes tarifários anuais, resultante dos componentes  $X_c$ ,  $X_d$  e  $X_a$ , será obtido conforme procedimento descrito no Anexo IV desta Resolução.

Art. 7º A metodologia de cálculo do Fator X, como estabelecida nesta Resolução, será aplicada para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias ocorridas a partir de abril de 2003.

Art. 8º Esta resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 06.04.2004, seção 1, p. 69, v. 141, n. 66.

*este texto não substitui o publicado no D.O de 06.04.2003*

ANEXO 1  
CÁLCULO DO COMPONENTE DE PRODUTIVIDADE ( $X_e$ ) DO FATOR X

O componente  $X_e$  contempla unicamente o efeito dos ganhos esperados de produtividade da concessionária em virtude do crescimento do mercado. Esses ganhos não são devidos a uma maior eficiência na gestão da empresa sobre os seus custos operacionais, e, portanto, a bem da modicidade tarifária prevista no contrato de concessão, o efeito dos mesmos na receita deve ser repassado nas tarifas pagas pelos consumidores.

Para o cálculo do componente  $X_e$ , a ser aplicado na revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica, é utilizado o método de fluxo de caixa descontado (FCD), do tipo forward looking. Esse método assegura a consistência entre o conjunto de metodologias que compõe o processo de revisão tarifária periódica.

O enfoque metodológico adotado para cálculo do componente  $X_e$  visa determinar os efeitos no fluxo de fundos da concessionária derivados de uma maior produtividade na gestão do serviço de distribuição de energia elétrica devido às mudanças na escala do negócio. Essas mudanças decorrem do crescimento do mercado atendido, seja por um maior consumo dos clientes já existentes (crescimento vertical) ou pela conexão de novos consumidores na área atendida (crescimento horizontal). O enfoque do FCD considera investimentos estimados para atender o crescimento previsto do consumo (MWh) e do número de consumidores.

De acordo com o método do FCD, o valor do componente  $X_e$  é aquele que iguala o valor presente líquido dos fluxos de caixa da concessionária no período tarifário, incluindo o valor dos ativos no final do período, com o valor dos ativos da concessionária no início do período tarifário.

Os fluxos de caixa são descontados a taxa igual ao custo de capital da concessionária (WACC) estabelecido na revisão tarifária periódica.

As equações que explicam o fluxo de caixa da concessionária de distribuição no período tarifário são:

$$FC_1 = RO_1 - TRIB_1 - O\&M_1 - Inv_1 \quad (1)$$

$$A_1 = A_0 + Inv_1 - d_1 \quad (2)$$

onde:

$FC_1$  = Fluxo de caixa da concessionária no período tarifário;

$RO_1$  = Receitas operacionais da concessionária no período tarifário, igual ao valor da Parcela B da receita;

$TRIB_1$  = Tributos PIS/PASEP, COFINS e P&D;

$O\&M_1$  = Custos de operação e manutenção da concessionária no período tarifário, tendo em conta a evolução da componente devida à "trajetória regulatória" adotada para a inadimplência dos consumidores;

$A_1$  = Valor dos ativos da concessionária ao final do período tarifário;

$A_0$  = Valor dos ativos da concessionária na data da revisão tarifária;

$d_1$  = Valor da depreciação no período tarifário;

$Inv_1$  = Investimentos realizados no período tarifário.

A equação a seguir apresenta a evolução financeira da concessionária pela abordagem de fluxo de caixa descontado, na qual se iguala o valor inicial dos ativos ( $A_0$ ) com o valor presente líquido (VPL) dos fluxos de caixa, adicionado do valor presente líquido dos ativos ao final do período tarifário ( $A_1$ ).

$$A_0 = VPL (FC_t) + VPL (A_1) \quad (3)$$

A capacidade real de geração de fluxo de caixa da concessionária durante o período tarifário é dada pela relação entre as equações (1) e (2) com a equação (3):

$$A_0 = VPL (RO_t - TRIB_t - O \& M_t - Inv_t) + VPL (A_0 + Inv_t - d_t) \quad (4)$$

que também pode ser expressa como:

$$A_0 = \frac{(RO_t - TRIB_t - O \& M_t - Inv_t)}{(1+r)} + \frac{(A_0 + Inv_t - d_t)}{(1+r)} \quad (5)$$

O componente  $X_t$ , a ser determinado é aquele para o qual a taxa de desconto "r", que equilibra a equação anterior, considerando a soma das anuidades para um período de "N" anos, assim como o regime fiscal vigente no Brasil para o imposto de renda, é igual ao WACC. Dessa forma, assegura-se que a receita da Parcela B no período tarifário considerado seja suficiente para cobrir os custos operacionais e permitir um retorno igual ao WACC sobre os ativos iniciais e investimentos realizados no período.

$$A_0 = \sum_{t=1}^N \left[ \frac{(RO_t (1 - X_t)^{t-1} - TRIB_t - O \& M_t - d_t) * (1 - g) + d_t - Inv_t}{(1 + r_{WACC})^t} \right] + \frac{A_N}{(1 + r_{WACC})^N} \quad (6)$$

Sendo  $g$  a alíquota do Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e  $A_N$  o valor dos ativos no final do período tarifário.

Para se utilizar a metodologia de FCD, através desta equação, é necessário construir um cenário com base nas seguintes variáveis: receita; custos operacionais; investimentos; e base de remuneração.

#### 1. Receita

A receita tarifária é determinada a partir do mercado de energia elétrica previsto para o período tarifário e pela tarifa média do reposicionamento tarifário. A previsão de mercado de energia elétrica é obtida por meio do mercado do Ano-Teste, informado pela concessionária e validado pela ANEEL; pelos valores históricos do consumo de energia; pelo número de consumidores das categorias tarifárias (residenciais, industriais, comerciais, rurais e outros); e pela previsão de crescimento das variáveis macroeconômicas estabelecidas por instituições com fê pública. É importante ressaltar que a previsão de mercado, ajustada pela ANEEL, será discutida com cada concessionária.

O mercado de energia elétrica é uma variável de grande relevância na determinação do valor do componente  $X_t$ , uma vez que, no momento do reposicionamento tarifário, é assumido que a empresa possui um nível de custos e investimentos eficientes. Isto implica que a produtividade refletida pelo componente  $X_t$  do Fator X está ligada aos ganhos de escala que a empresa obterá ao atender uma demanda maior, com custos incrementais menores do que os reconhecidos no momento do reposicionamento tarifário.

O consumo agregado de eletricidade tem uma relação de alta dependência com a atividade econômica, enquanto que a elasticidade preço relativamente baixa da demanda por eletricidade põe em evidência sua baixa resposta a variações no preço do bem. Por isso, a evolução dos preços não é considerada uma variável explicativa de importância. Por outro lado, a demanda por eletricidade está significativamente condicionada pela evolução da quantidade de clientes, por um lado, e pela evolução do PIB nacional. São precisamente estas variáveis explicativas as que são examinadas em detalhe pelo modelo econométrico. Uma vez confirmada a capacidade de previsão dessas variáveis explicativas mediante a análise de dados e séries estatísticas, estes modelos são usados para estimar a evolução futura da demanda.

O método adotado para realizar as projeções de mercado é o modelo econométrico de regressão linear clássica, denominado mínimos quadrados ordinários. Assim, o consumo de energia elétrica é estimado a partir do seguinte modelo:

$$\text{CONS} = \alpha_1 + \alpha_2 * \text{PIB} + \alpha_3 * \text{CLI}$$

Onde:

CONS = vendas de energia elétrica em MWh no período t (em logaritmos);

PIB = Produto Interno Bruto nacional, a preços correntes, no período t (em logaritmos);

CLI = quantidade de consumidores da distribuidora no período t (em logaritmos);

$\alpha_1$  é a constante da linha de regressão (consumo autônomo);

$\alpha_2$  e  $\alpha_3$  são os coeficientes da regressão e representam, respectivamente, a elasticidade produto da demanda e a elasticidade da demanda em relação ao número de consumidores da distribuidora<sup>1</sup>. (Uma característica importante dos modelos com séries em logaritmos, muito utilizados nos trabalhos empíricos, é que os coeficientes  $\alpha_2$  e  $\alpha_3$  representam as elasticidades das variáveis respectivas à variável que se está explicando, neste caso as vendas de energia elétrica)

Para estimar a quantidade de novos clientes que se conectarão ao serviço de distribuição na área servida utiliza-se um modelo econométrico clássico de regressão linear (Método dos Mínimos Quadrados Comum). Os novos consumidores a serem incorporados serão estimados por categoria de consumo (Residencial, Comercial, Industrial, Rural e Outros), utilizando informação histórica da quantidade de clientes (desagregados por categoria de consumo) e de população da área de concessão (desagregada por rural e urbana), para o período mais longo disponível. Para estimar a taxa futura de crescimento da população, utiliza-se um modelo que reflete a tendência histórica.

Na tabela seguinte apresentam-se os modelos utilizados, que representam, em cada caso, o melhor ajuste possível em função dos dados disponíveis para projetar a quantidade de clientes de cada categoria de consumo e a elasticidade-população obtida, isto é, o coeficiente que acompanha à variável explicativa população.

Categoria de consumo	Modelo Especificado
Residencial	CLIRES = $\alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPURB}$
Comercial	CLICOM = $\alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPURB}$
Industrial	CLIIND = $\alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPTOT}$
Rural	CLIRUR = $\alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPRUR}$
Outros	CLIOTR = $\alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPTOT}$

Onde:

- CLI representa a quantidade de consumidores (em logaritmos) correspondente à categoria. RES: residencial; COM: comercial; IND: industrial; RUR: rural; OTR: outros.
- POPURB, POPRUR e POPTOT representam a população urbana, a população rural e a população total correspondente à área de concessão, respectivamente.
- $\alpha_i$  são os coeficientes lineares de regressão, resultantes da aplicação do modelo.

Para estimar as vendas físicas futuras de energia elétrica, foram realizados testes com as séries de dados disponíveis, que a priori têm uma relação aparente com o consumo de eletricidade como: PIB, população, preços médios de eletricidade, número médio de consumidores. A partir dos resultados desses testes foram escolhidas aquelas variáveis com melhor ajuste e capacidade de previsão. As variáveis independentes que demonstraram melhores qualidades e capacidade de previsão foram o PIB real e a população.

As vendas são estimadas segregadas por categoria de consumo (Residencial, Comercial, Industrial, Rural e Outros), utilizando informação histórica da quantidade de vendas e quantidade de clientes para o período mais longo disponível, assim como as estimativas de clientes calculadas conforme já exposto, segregados por categoria de consumo. Também é utilizado como variável independente o Produto Interno Bruto nacional, a preços constantes, para o mesmo período histórico.

Em virtude de ser aplicado um modelo que utiliza o PIB como variável explicativa das vendas de energia, são considerados três cenários futuros de crescimento econômico que determinarão um intervalo (limitado por um máximo e um mínimo) para os valores da demanda de energia elétrica futura.

O Caso Base representa um cenário moderado, construído com base em informações disponibilizadas pelo Banco Central do Brasil. Sobre este cenário são constituídas duas alternativas: a) Cenário Pessimista (onde o PIB cresce um ponto percentual a menos que no Caso Base); b) Cenário Otimista, onde se considera que o PIB cresce um ponto percentual acima do Caso Base.

A partir do Caso Base determinam-se cenários alternativos com o propósito de mostrar a sensibilidade das projeções frente a variações no PIB. Também é feito teste de consistência mediante a utilização da média histórica de participação do PIB estadual (onde está localizada a concessão) no PIB nacional.

Na tabela seguinte apresentam-se os modelos utilizados (que representam, em cada caso, o melhor ajuste possível) para projetar as vendas de cada categoria de consumo.

Categoria de consumo	Modelo Especificado
Residencial	$CONSRES = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLIRES$
Comercial	$CONSCOM = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLICOM$
Industrial	$CONSIND = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLIIND$
Rural	$CONSRUR = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLIRUR$
Outros	$CONSOTR = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLIOTR$

Onde:

- CONS representa as vendas físicas de energia (em logaritmos) correspondentes à categoria, em MWh. RES: residencial; COM: comercial; IND: industrial; RUR: rural; OTR: outros.
- CLI representa a quantidade de consumidores (em logaritmos) correspondente à categoria.
- $\alpha_i$  são os coeficientes lineares de regressão, resultantes da aplicação do modelo.

Em todos os casos é calculado o parâmetro  $R^2$  com a finalidade de quantificar o nível de ajuste dos modelos especificados.

Os modelos elaborados utilizam logaritmos naturais para as variáveis em estudo. O uso de logaritmos naturais é muito comum no trabalho econométrico. A razão fundamental de seu uso é a propriedade destes de expressar a relação entre variáveis mediante a mudança proporcional nas mesmas. Desta maneira, o coeficiente estimado nas regressões é interpretado como o efeito de uma mudança de uma unidade da variável dependente sobre a variável independente. Em outras palavras, o uso de logaritmos nas variáveis da regressão permite que os coeficientes obtidos sejam iguais às elasticidades.

Tanto para a previsão do número de novos clientes quanto para a estimação das vendas futuras de energia elétrica, e, para cada categoria de usuários, é realizada uma análise detalhada dos valores dos parâmetros mais relevantes e a avaliação da sua consistência do ponto de vista estatístico.

Assim, o valor do erro padrão mostra o intervalo de confiança onde se encontra a ordenada à origem. Quanto mais baixo o erro padrão com relação ao valor absoluto do parâmetro, maior a robustez de previsão do modelo.

A estatística  $t$  assinala a relevância da variável independente. Se o intervalo de confiança do valor da variável não inclui o zero, isso revela a relevância da mesma. O valor da probabilidade, quanto mais próximo de zero, com maior solidez refuta-se a hipótese sobre a irrelevância da variável independente, e conseqüentemente, maior é a robustez do modelo para prever o valor da variável dependente a partir do parâmetro estimado para a variável independente.

Finalmente, é avaliada a consistência dos valores da  $R^2$  e da  $R^2$  ajustada.

Quanto aos indicadores da capacidade de previsão do modelo em seu conjunto, considera-se a estatística  $F$  e verifica-se se todos os coeficientes das variáveis na regressão são diferentes de zero (isto denota a capacidade de previsão das variáveis independentes utilizadas na regressão). Como no caso da prova com a estatística  $t$ , a probabilidade da estatística  $F$  permite rechaçar a hipótese de que os coeficientes sejam iguais a zero.

Uma vez obtidos as necessidades de receita, e com os dados das vendas físicas de energia elétrica, obtêm-se o preço médio do reposicionamento tarifário (em R\$/MWh vendido), como o cociente entre o valor da Parcela B definida na revisão tarifária e o mercado de vendas do primeiro ano do novo período tarifário (ano-teste). Nos anos seguintes desse período, tal preço base será modificado com a inclusão de um componente  $X_e$  com o propósito de refletir os ganhos projetados de produtividade.

## 2. Custos operacionais

Os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são calculados para a concessionária mediante a metodologia de "Empresa de Referência", referenciados a data do reposicionamento tarifário.

### 2.1. Custos de O&M

Os custos de pessoal de O&M são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de empregados, que considera a evolução prevista da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. O valor desse índice é mantido

constante até o final do período tarifário. O restante dos custos de O&M é projetado sobre a base de crescimento das vendas de energia elétrica, assumindo proporcionalidade entre esses custos e as vendas totais.

## 2.2. Custos de gestão comercial

Os custos de pessoal da gestão comercial são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de empregados, que considera a evolução prevista da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. O valor desse índice é mantido constante até o final do período tarifário. Os demais custos de gestão comercial são projetados sobre a base de crescimento da quantidade de consumidores, assumindo proporcionalidade entre esses custos e a quantidade total de consumidores.

## 2.3. Custos de Administração

Os custos de pessoal de administração são projetados com base na previsão da quantidade de empregados, que considera a evolução prevista da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. O valor desse índice é mantido constante até o final do período tarifário. Os demais custos de administração são mantidos constantes nos valores definidos para a Empresa de Referência.

## 2.4. Depreciação

É a depreciação dos ativos físicos correspondentes às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. As taxas de depreciação e a base de remuneração são aquelas estabelecidas na revisão tarifária periódica.

## 2.5. Impostos

Para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro líquido é considerada a alíquota de 34%.

## 3. Investimentos e Base de Remuneração

### 3.1. Investimentos

Com a finalidade de realizar o cálculo do componente  $X_c$ , é necessário dispor da estimativa dos fluxos de investimentos da distribuidora no período tarifário. As projeções incluem os investimentos de expansão do sistema, para atender o crescimento do mercado devido à incorporação de novos consumidores e o aumento de carga dos consumidores existentes. Também são projetados os investimentos requeridos para a renovação dos ativos de distribuição que chegaram ao final de sua vida útil.

Assim, os investimentos projetados são aqueles relativos ao sistema de subtransmissão (ou seja, entre as tensões de 34,5 kV e 230 kV) e aqueles do sistema de distribuição (tensões inferiores a 34,5 kV). A metodologia aplicada para estimar a projeção dos investimentos em distribuição fundamenta-se em leis teórico-empíricas, apoiadas no incremento do valor do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) para atender o crescimento horizontal e vertical. O modelo baseia-se, principalmente, nas premissas de ALBOURY, Yves. "Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Electricidad y Agua", 1983, Editorial BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento).

Como mencionado anteriormente, além da projeção dos investimentos em distribuição, é necessário incorporar a projeção dos investimentos relacionados à rede de subtransmissão. Estes últimos não somente estão relacionados ao crescimento da demanda, mas também dependem de outros fatores pontuais tais como: a confiabilidade do sistema, o ingresso de novos geradores, a regulação de tensão, etc.

Por isso, não é comum sua estimativa por métodos globais, sendo freqüentemente necessário efetuar estudos pontuais do sistema de potência. Desta forma, são considerados os investimentos em subtransmissão projetados pelas próprias distribuidoras, após análise de razoabilidade de tais projeções pela ANEEL.

Com relação aos investimentos em renovação, projetam-se as renovações necessárias para a substituição dos ativos que chegaram ao fim de sua vida útil.

Vale ressaltar que os investimentos necessários são exclusivamente investimentos em instalações de distribuição, já que os investimentos relacionados à gestão comercial, administração, e outros, como veículos, software, etc. são reconhecidos nos custos da "Empresa de Referência".

### 3.1.1 Metodologia aplicada

Apresenta-se a seguir a metodologia para a projeção dos investimentos, tanto de expansão como de renovação dos ativos físicos de distribuição.

#### 3.1.1.1. Investimentos em expansão da distribuição

Os investimentos relacionados com a expansão do sistema de distribuição estão associados ao crescimento da demanda de energia elétrica, na qual se verificam, em geral, economias de densidade superiores às economias de escala. Como anteriormente mencionado, dentro do crescimento da demanda deve-se diferenciar o crescimento horizontal do vertical. O primeiro é devido à incorporação de novos consumidores e o segundo ao aumento do consumo dos consumidores existentes.

Na bibliografia utilizada como base para o desenvolvimento desta metodologia (Albourn, 1983), postula-se que o desenvolvimento das redes de distribuição de energia elétrica pode ser bem explicado mediante a seguinte relação empírica:

$$\left(\frac{L}{S}\right) = k \times \left(\frac{Q}{S}\right)^b$$

Onde:

- L = ativos físicos de distribuição em uma área S;
- Q = demanda na área S;
- b = coeficiente menor que a unidade (evidenciando as economias de densidade);
- k = constante de proporcionalidade entre ativos por unidade de superfície e demanda por unidade de superfície.

Esta equação baseia-se no fato de que um aumento da densidade de carga, por unidade de área, gera um crescimento proporcionalmente menor de ativos físicos, por unidade de área. Desenvolvendo a expressão diferencial total dL com relação a Q e S, a partir da igualdade anterior, e reordenando-a algebricamente, resulta-se na seguinte equação:

$$\left(\frac{dL}{L}\right) = b \times \left(\frac{dQ}{Q}\right) + (1-b) \times \left(\frac{dS}{S}\right)$$

Onde:

- dL/L = crescimento dos ativos físicos de distribuição
- dQ/Q = crescimento da demanda

$dS/S =$  crescimento da área coberta pela rede de distribuição  
 $b =$  coeficiente que reflete as economias de densidade.

O crescimento da superfície coberta pelo serviço da rede de distribuição pode ser considerado como proporcional ao crescimento no número de clientes. Desta forma, a equação anterior pode ser descrita da seguinte forma:

$$\left(\frac{dL}{L}\right) = b \times \left(\frac{dQ}{Q}\right) + (1-b) \times \left(\frac{dN}{N}\right)$$

Na equação anterior  $dN/N$  é o crescimento relativo de clientes na área considerada. Foram considerados os seguintes valores para os coeficientes "b", que refletem economias de densidade no crescimento da demanda para os diferentes tipos de ativos que constituem a rede de distribuição:

Linhas (por km):	$b = 0,6$
Subestações MT/BT (por unidade):	$b = 0,9$
Ramal de consumidor (por unidade):	$b = 0$

Partindo da premissa anterior e do AIS para linhas, subestações transformadoras e ramaís de distribuição, é possível estimar a projeção dos investimentos, ano a ano, como o produto do crescimento relativo (expresso em percentagens) pelo AIS respectivo.

#### 3.1.1.2. Investimentos em renovação de distribuição

Para a estimativa dos investimentos em renovação, parte-se da premissa de que todos os anos são renovados os ativos que chegaram ao fim de sua vida útil. Para cumprir com essa premissa é necessário efetuar a renovação da rede realizada em uma quantidade de anos igual à vida útil das instalações. Obtém-se então que os investimentos em renovação para cada tipo de ativo será dado por:

$$INVESTIMENTOS\ EM\ RENOVAÇÃO = \sum_{k=1}^n AIS_{-kn} \times T(\%)$$

Onde:

$n$  = Vida útil do ativo considerado expresso em anos.

$AIS_{(-kn)}$  = AIS correspondente ao ano  $(-kn)$ , isto é, a base de capital do ativo considerado no ano  $(-kn)$ , sendo  $n$  a vida útil. Por exemplo, se o ativo tiver uma vida útil de 30 anos, AIS  $(-kn)$  reflete a base de capital desse ativo múltipla de 30 anos atrás, a valores atuais (ou seja, descontando-se os investimentos em expansão da base de capital atual).

$T\%$  = taxa de crescimento médio anual do AIS

Para o cálculo do  $AIS_{-n}$  aplica-se a seguinte expressão:

$$AIS_{-n} = \frac{AIS\ ATUAL}{(1+T)^n}$$

Na fórmula anterior considerou-se que houve um crescimento de  $T\%$  anual nos últimos  $n$  anos, sendo  $n$ , como mencionado, a vida útil das instalações. Em consequência, os investimentos em renovação surgirão aplicando as fórmulas anteriores da seguinte maneira:

$$INVESTIMENTOS EM RENOVACÃO = \frac{AIS \text{ ATUAL} \times T(\%)}{(1+T)^n - 1}$$

Ao quociente  $T(\%) / ((1+T)^n - 1)$  denomina-se fator de renovação. Dessa forma, para cada ativo, em função de sua vida útil, tem-se associado um fator de renovação e, portanto, investimentos associados à substituição de ativos. Em relação à taxa  $T(\%)$ , é necessário dispor dos valores da série histórica de crescimento dos ativos elétricos nos últimos 30 anos (vida útil estimada dos ativos). Adota-se uma percentagem regulatória que representa a média das taxas máximas de crescimento para crescimento de ativos de distribuição e de ramais de consumidores. Dado que os valores adotados são taxas de crescimento máximas dos ativos, isso permite calcular um fator de renovação que, aplicado ao AIS respectivo, resulta nos investimentos mínimos esperados em renovação. Com relação às vidas úteis, são utilizados os valores aplicados pela ANEEL com fins contábeis, assim como para o cálculo da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) na revisão tarifária.

Observe-se que, como já mencionado, esse modelo de projeção de investimentos baseia-se em previsões de demanda e, em consequência, tem uma qualidade de ajuste superior naquelas atividades de distribuição elétrica cujo crescimento da demanda encontra-se em um estado estacionário. No caso do Brasil, tendo ocorrido um racionamento no ano 2001 e devido à recuperação em 2003, advém uma situação de instabilidade na demanda, o que tem impacto direto nos investimentos necessários para abastecê-la. Por esse mesmo motivo, o presente modelo não contempla, em suas projeções, os investimentos de caráter extra-tendencial. Por outro lado, os investimentos de distribuição projetados com o modelo não incluem os seguintes itens, devido a que estes foram anteriormente considerados nos custos eficientes da Empresa de Referência e suas projeções associadas: i) Telecomunicações; ii) Serviços de escritório; iii) Edifícios, mobiliários e equipamentos não associados às instalações elétricas; iv) Informática; v) Veículos; e vi) Ferramentas.

### 3.1.1.3. Investimentos em Subtransmissão

Esses investimentos, além de dependerem do crescimento da demanda e da quantidade de clientes, relacionam-se a outros fatores tais como a segurança e confiabilidade na operação da rede, regulação de tensão, incorporação de novos geradores, cargas pontuais de grande magnitude, interconexões da rede existente etc. Por este motivo, e como já indicado, não é possível estimar estes investimentos por métodos teórico-empíricos, sendo necessário efetuar estudos de potência específicos para cada caso particular.

Por esses motivos e para cálculo do componente  $X_e$ , incorporaram-se os investimentos em subtransmissão estimados pelas próprias distribuidoras após a análise de razoabilidade realizada pela ANEEL. Para isso, dos planos de investimento apresentados pelas concessionárias, discriminaram-se os relativos a subtransmissão (tensões entre 34,5 kV e 230 kV) em relação aos de distribuição.

### 3.1.2. Projeções do ativo imobilizado em serviço (AIS)

Os AISs de distribuição e de subtransmissão são calculados somando-se ao AIS do ano base os investimentos em expansão e renovação. Como os investimentos em subtransmissão não são discriminados em expansão e renovação, para obter essa abertura, são utilizadas as mesmas percentagens de expansão e renovação adotadas para os ativos de distribuição.

### 3.1.3. Dados utilizados pelo modelo

Os dados de entrada requeridos pelo modelo de estimativa dos investimentos em distribuição são os seguintes:

- i) base de remuneração regulatória líquida, obtida pela aplicação da Resolução nº 493/2002 da ANEEL;
- ii) estimativa da percentagem de distribuição - subtransmissão sobre o total do AIS;
- iii) estimativa da percentagem de Linhas, Estações e Ramais sobre o total do AIS de distribuição;
- iv) projeções de consumidores e do mercado de energia elétrica;
- v) taxas de crescimento históricas dos ativos de distribuição;
- vi) vida útil média das instalações.

As informações dos itens (ii) e (iii) foram obtidas com base no Valor Novo de Reposição (VNR) calculado para as concessionárias e aplicadas sobre os ativos obtidos de acordo com a Resolução nº 493/2002. Para (ii) foram utilizados valores médios, uma vez que o cálculo do VNR mostra que esses valores não apresentam grande dispersão na prática. A estimativa da percentagem de distribuição e subtransmissão sobre o total do AIS baseou-se no cálculo do VNR, sobre o qual se determinou a parte do AIS de subtransmissão a partir dos dados dos ativos discriminados nesse cálculo. Desta maneira, os resultados das projeções de investimentos estão em moeda constante, atualizados até data de início do período tarifário. Para o item (iv) são considerados os valores determinados nas previsões de demanda apresentadas no item 1 anterior. A determinação das informações relativas ao item (v) é obtida de acordo com o mencionado no item 3.1 acima. No referente ao item (vi), consideram-se as vidas úteis aplicadas pela ANEEL para a depreciação dos ativos e consideradas na Resolução nº 493/2002.

#### 4. Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

A base de remuneração regulatória a ser considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária atualizados na data da revisão tarifária periódica, líquida de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da Empresa de Referência. O valor residual é estimado somando ao valor dos ativos no início, os investimentos líquidos de depreciações do período tarifário. Para o capital de giro adota-se como critério regulatório valor igual a 5% do montante da Parcela B sem impostos.

### ANEXO II COMPONENTE DE QUALIDADE ( $X_c$ )

O componente  $X_c$  será obtido por meio do modelo benchmark, onde é estipulado um benchmarking único que cada concessionária deverá superar, sendo assim premiada, caso contrário será penalizada. O valor de  $X_c$  será calculado em cada reajuste tarifário anual, segundo o procedimento descrito a seguir:

$$X_c = \frac{IASC_t - IASC_b}{14}$$

Sendo  $X_c$  limitado ao intervalo  $-1 \leq X_c \leq 1$ .

Onde:

$IASC_t$  = Último Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor disponível na data do reajuste tarifário anual relativo à concessionária, determinado segundo metodologia definida pela ANEEL para cálculo desse índice de satisfação; e

$IASC_b$  = Benchmarking de índice de satisfação.

O IASC tem como objetivo avaliar a partir da percepção dos consumidores o grau de satisfação com as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Para geração do índice de satisfação (IASC) por concessionária, utilizam-se as médias obtidas pela empresa nos indicadores de Satisfação Global, Desconformidade Global, e Distância para uma Empresa Ideal, ponderadas pelos respectivos pesos

Para esse cálculo, é considerada a amplitude da escala. Ou seja, numa avaliação péssima, os escores mínimos alcançados correspondem ao ponto 1 nas três escalas, ponderados pelos pesos de cada indicador na variável latente. Da mesma forma, o escore máximo possível de ser alcançado é o ponto 10 em cada escala, ponderado pelo peso correspondente na relação com a variável latente.

Para cada um dos indicadores acima mencionados, o intervalo 7-8 da escala corresponde à avaliação indicada a seguir:

- Satisfação Global: Satisfeito
- Distância para a Empresa Ideal: Perto do Ideal
- Desconformidade Global: Melhor que o esperado

Se uma concessionária é avaliada com ao menos 7 pontos em cada um desses indicadores e, portanto, o IASC é maior ou igual que 70, isso indica que a performance da empresa é avaliada como perto da ideal, melhor que o esperado e os seus clientes estão globalmente satisfeitos.

Pelos motivos expostos, parece então razoável considerar o valor de IASC = 70 como o "benchmarking" ou referência para a aplicação da componente  $X_c$  do Fator X. Este valor deverá ser aplicado de forma geral, para todas as concessionárias.

Nos termos apresentados, demonstra-se que o componente  $X_c$  pode resultar em punição ou em prêmio à concessionária de forma simétrica, dependendo exclusivamente da avaliação do consumidor em relação ao serviço prestado por sua concessionária.

Do ponto de vista conceitual, a aplicação regulatória do componente  $X_c$  é extremamente importante quando se considera a condição de cliente cativo do serviço monopólico de distribuição de energia elétrica. É evidente que o ponto de vista desse usuário é, por definição, subjetivo. Porém, é igualmente evidente o impacto econômico e institucional que exerce a opinião do usuário de um serviço sobre o prestador desse serviço, quando essa prestação está sujeita às regras da concorrência – ainda que essa opinião seja subjetiva.

### ANEXO III COMPONENTE $X_a$ (RESOLUÇÃO CNPE Nº 1, DE 4 DE ABRIL DE 2003)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), mediante a Resolução nº 1, de 4 de abril de 2003, aprovada pelo Presidente da República, determinou que a ANEEL "(...) mantido o critério de reajuste contratual da Parcela B da receita da concessionária de distribuição de energia elétrica pela variação do IGPM + X, defina metodologia de cálculo dos valores de X a serem aplicados nos reajustes tarifários anuais considerando, para o componente mão de obra da parcela B, índice que reflita o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira."

Isso posto, conforme as Resoluções da ANEEL que estabeleceram as revisões tarifárias periódicas no ano de 2003, até o presente momento, o Fator X foi descrito como formado pelos componentes  $X_c$  e  $X_e$  e  $X_a$ , mencionados nos Anexos I e II, respectivamente, sendo este último componente estabelecido para atender a Resolução CNPE nº 1/2003. A metodologia definida permite determinar o valor do componente  $X_a$  de modo que a aplicação do índice (IGPM -  $X_a$ ), em cada reajuste tarifário anual, assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário.

Para fins de determinação de  $X_a$ , deve-se levar em conta que a Parcela B compõe-se de três elementos:

- i) Custos operacionais (CO) da concessionária;
- ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação, baseadas na avaliação dos ativos efetivamente necessários para a prestação do serviço de distribuição. A soma destes dois componentes da remuneração é denominada de RC; e
- iii) Tributos.

A seguir são apresentados os procedimentos e fórmulas para o ajuste de cada um desses elementos, de forma a contemplar o componente  $X_a$ .

#### 1. Índice de Ajuste dos Custos Operacionais (CO)

O método de determinação dos custos operacionais (CO) mediante a denominada Empresa de Referência (ER) permite estabelecer, para cada concessionária distribuidora, as parcelas desses custos que correspondem, respectivamente, a materiais e equipamentos ( $CO_{ME}$ ) e mão de obra ( $CO_{MO}$ ). Obviamente, deve ser observado que  $CO_{ME} + CO_{MO} = CO$ .

O IGP-M é um índice adequado para refletir a evolução do  $CO_{ME}$  durante o período tarifário, enquanto que o IPCA é um índice adequado para refletir a evolução do  $CO_{MO}$ . Para ajustar o valor de CO em cada ano do período tarifário, pode-se aplicar a fórmula a seguir, na qual IACO é o índice de ajuste dos custos operacionais:

$$IACO = \left( \frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left( \frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA \quad (8)$$

O valor anual do índice IACO resultante da equação acima é específico para cada concessionária.

#### 2. Índice de Ajuste da Remuneração sobre o Capital e da Depreciação

O parâmetro RC refere-se à remuneração sobre o capital e a depreciação da concessionária. Esses valores são estabelecidos no momento da revisão tarifária periódica.

A remuneração sobre o capital e a depreciação são proporcionais ao valor de reposição desses ativos ou a base de remuneração regulatória bruta (BRRb). O valor da BRR bruta deve ser determinado segundo os procedimentos descritos na Resolução ANEEL nº 493/2002. Também pode ser considerado o denominado Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos necessários para o serviço (adaptados), calculado segundo o procedimento exposto no Anexo IV das Notas Técnicas sobre a revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras, apresentadas pela ANEEL nas audiências públicas específicas sobre cada revisão. Esse procedimento permite estabelecer com razoável precisão, para os ativos de cada concessionária, as parcelas da BRRb (obtidas de acordo com a Resolução nº 493/2002) que correspondem, respectivamente, a materiais e equipamentos ( $CC_{ME}$ ) e a mão de obra ( $CC_{MO}$ ). Obviamente, deve ser observado que  $CC_{ME} + CC_{MO} = BRRb$ .

Para ajustar o valor do parâmetro RC durante o período tarifário pode-se então aplicar a fórmula:

$$IARC = \left( \frac{CC_{ME}}{BRR_b} \right) \times IGPM + \left( \frac{CC_{MO}}{BRR_b} \right) \times IPCA \quad (9)$$

O valor do IARC resultante da equação acima também é específico para cada concessionária.

### 3. Índice de Ajuste dos Tributos

O índice de ajuste considerado para os tributos é o IGPM.

### 4. Cálculo do Componente $X_a$

A partir do exposto anteriormente pode ser obtido um índice de ajuste da Parcela B da Concessionária (IAPB) que faz com que o valor determinado no reposicionamento tarifário seja mantido inalterado em termos reais, assegurando dessa forma a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida na data da revisão tarifária periódica, da forma como segue.

$$IAPB = \left( \frac{CO}{VPB} \right) \times IACO + \left( \frac{RC}{VPB} \right) \times IARC + \left( \frac{TOE}{VPB} \right) \times IGPM \quad (10)$$

onde:

RC = remuneração sobre o capital e a depreciação;

CO = custos operacionais;

TOE = tributos e outros encargos;

VPB = valor da Parcela B da receita da concessionária;

O valor de IAPB obtido pela aplicação das equações (8), (9) e (10) é determinado para cada concessionária na respectiva data de reajuste tarifário anual, a partir dos valores reais dos índices IGP-M e IPCA, registrados no período de 12 meses imediatamente anteriores a essa data.

Tem-se então que em cada reajuste tarifário anual a condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento tarifário é mantida se:

$$IGPM_i - X_{ai} = IAPB_i$$

Ou seja:

$$X_{ai} = IGPM_i - IAPB_i$$

## ANEXO IV APLICAÇÃO DO FATOR X NOS REAJUSTES TARIFÁRIOS

O Fator X tal que  $(IGPM - X)$  é aplicado à Parcela B da receita da concessionária em cada reajuste tarifário anual do tarifário, de modo de contemplar o exposto na seção anterior, resulta da seguinte igualdade:

$$VPB \times (IGPM - X) = [VPB \times (1 - X_c - X_i)] \times (IGPM - X_c)$$

Ou seja:

$$X = (X_c + X_i) \times (IGPM - X_c) + X_c$$

Sendo:

$X_e$ ;  $X_c$ ; e  $X_a$  = componentes calculados conforme Anexo I, II e III, respectivamente, em percentuais.  
IGPM = número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior".