



**DIEGO DORNELES GOULART**

**AVALIAÇÃO DE ÍNDICES DE EFICIÊNCIA E DE PRODUTIVIDADE  
DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL  
APLICANDO ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA)**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador:  
Prof. Dr. Mauricio Sperandio  
(UNIPAMPA)

**Alegrete, RS, Brasil**

**2013**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

G694a GOULART, Diego Dorneles  
Avaliação de Índices de Eficiência e de Produtividade de Distribuidoras de  
Energia Elétrica no Brasil Aplicando Análise Envoltória de Dados (DEA) / Diego  
Dorneles Goulart.  
162 p.

Dissertação (Mestrado)-- Universidade Federal do Pampa, MESTRADO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA, 2013.

"Orientação: Mauricio Sperandio".

**1. Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. 2. Regulação Econômica. 3.  
Análise Envoltória de Dados (DEA). 4. Índice de Eficiência Técnica. 5. Índice  
de Produtividade de Malmquist. I. Título.**

**DIEGO DORNELES GOULART**

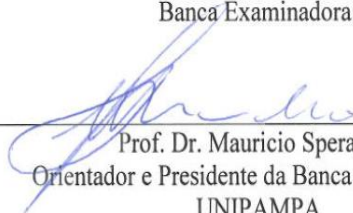
**AVALIAÇÃO DE ÍNDICES DE EFICIÊNCIA E DE PRODUTIVIDADE  
DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL  
APLICANDO ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA)**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Energia  
Linha de Pesquisa: Modelagem e Otimização de Sistemas

Dissertação defendida e aprovada em 23 de Novembro de 2013.

Banca Examinadora:



---

Prof. Dr. Mauricio Sperandio  
Orientador e Presidente da Banca Examinadora  
UNIPAMPA



---

Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon  
Membro da Banca Examinadora  
UFSM



---

Prof. Dr. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto  
Membro da Banca Examinadora  
IFSC



Dedico este trabalho à minha amada esposa Cristiane Camillo Rossini (Cris), ao(à) meu(minha) futuro(a) filho(a), aos meus demais familiares e também aos meus amigos e amigas, que sempre estarão comigo, de uma forma ou de outra, em todos os momentos da minha vida, compartilhando e celebrando os momentos bons e, sem dúvida, me acolhendo nos momentos de dificuldades.



## AGRADECIMENTO

Muitas pessoas contribuíram direta e indiretamente para a conclusão do presente trabalho. Assim, inicialmente agradeço à minha esposa Cristiane Camillo Rossini (Cris), pelo amor, pela compreensão e por estar ao meu lado, em todos os momentos, sustentando sempre as minhas escolhas.

Também agradeço à minha mãe Gleci Dorneles Goulart, ao meu pai Vilton Araújo Goulart e aos meus irmãos, Rafael, Everton e Vanessa, pelo eterno carinho. E também aos meus sogros, Elma Camillo Rossini e Ruy Santarém Rossini, pelo forte apoio e incentivo.

Agradecimentos à Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA), ao seu Centro de Tecnologia de Alegrete e ao seu Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), direcionando estes agradecimentos também aos professores e funcionários.

Em especial agradeço ao Prof. Dr. Maurício Sperandio, pela orientação e dedicação ao incentivar-me rumo à conclusão desta etapa importante de minha formação acadêmica.

Agradeço ao Prof. Dr. Daniel Bernardon, pela sua forma objetiva e prática de transmitir seus conhecimentos durante suas aulas, e ao Prof. Dr. Vinícius Garcia, por suas valiosas contribuições na qualificação deste trabalho e pelos conhecimentos recebidos em suas aulas “nada triviais”, ambos, anteriormente, da Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA), e agora, atuando na Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).

Agradeço ao Prof. Dr. Uacauan Bonilha, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), pelas valiosas discussões, direcionamentos e contribuições para o desenvolvimento deste trabalho. E também ao Prof. Dr. Clailton de Freitas, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), pela disponibilidade e pelo acolhimento durante a realização do meu estágio de docência orientada junto à sua disciplina.

Aos meus colegas de mestrado, Adir Ferreira, Ariel Cardoso Filho, Cleverton Vale, Daniel Sechi, Edson Schlosser, Everson Malysz, Franciele Cavalheiro, Lucas Schneider, Marcelo Durgante, Marcelo Farias, Marcelo Luizelli, Marthielo Marques, Sérgio Bordignon e Wagner Reck, pela convivência, pela camaradagem e pelo espírito de equipe durante o curso.

Às lideranças da AES Sul, pelo forte apoio que me deram durante esta etapa e aos demais colegas de trabalho pela imensa compreensão.

Aos meus amigos e amigas, sem esquecer os demais familiares, pela forte torcida e pelo incentivo, essenciais na concretização desta conquista superando.

Finalizo agradecendo a Deus, por iluminar e me guiar nesta caminhada.





## Canto Alegretense

Não me perguntes onde fica o Alegrete  
Segue o rumo do teu próprio coração  
Cruzarás pela estrada algum ginete  
E ouvirás toque de gaita e violão

Pra quem chega de Rosário ao fim da tarde  
Ou quem vem de Uruguaiana de manhã  
Tem o sol como uma brasa que ainda arde  
Mergulhado no Rio Ibirapuitã

Ouve o canto gauchesco e brasileiro  
Desta terra que eu amei desde guri  
Flor de tuna, camoatim de mel campeiro  
Pedra moura das quebradas do Inhanduí

E na hora derradeira que eu mereça  
Ver o sol alegretense entardecer  
Como os potros vou virar minha cabeça  
Para os pagos no momento de morrer

E nos olhos vou levar o encantamento  
Desta terra que eu amei com devoção  
Cada verso que eu componho é um pagamento  
De uma dívida de amor e gratidão.

Letra: Antônio Augusto Fagundes (Nico).

Música: Euclides Fagundes Filho (Bagre).

P.S.: Minha singela homenagem a esta composição que, ao completar 30 anos de criação, enaltece a cultura gaúcha e engrandece a minha cidade natal, o Alegrete!



## **AVALIAÇÃO DE ÍNDICES DE EFICIÊNCIA E DE PRODUTIVIDADE DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL APLICANDO ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA)**

Este trabalho investiga o processo de evolução dos índices de eficiência técnica e de produtividade de Malmquist para as 30 maiores empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, confrontando a metodologia do órgão regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL) de avaliação dos Custos Operacionais Regulatórios do Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, com as relações existentes entre a tecnologia de produção utilizada por estas empresas e a qualidade dos serviços prestados à sociedade, entre 2003 e 2009, aplicando-se a Análise por Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* – DEA). Para tanto, utilizam-se os seguintes modelos DEA, orientados para insumo: o CRS (CCR), o VRS (BCC) e o NDRS (usado pela ANEEL), que presumem tecnologias com os seguintes retornos à escala de produção: constantes, variáveis e não decrescentes, respectivamente. Sendo estes modelos DEA aplicados aos dois cenários modelados: no primeiro (chamado de C1), observam-se as variáveis quantitativas adotadas pela ANEEL, tendo como insumo o Custo Operacional – OPEX (R\$) e como produtos a Extensão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica – Rede (km), o Consumo de Energia Elétrica – Mercado (TWh) e o Número de Unidades Consumidoras de Energia Elétrica – UC (Nº de Clientes); no segundo (chamado de C2) são inseridas variáveis de qualidade ao cenário C1, definindo-as como produtos na modelagem DEA, citando-se o Índice ANEEL de Satisfação do Cliente – IASC (Nº Índice) e o Indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC (Nº Índice). Desta forma, com base nos resultados de desempenho relativo para o período analisado, identificam-se como resultados principais a tendência de evolução positiva das medidas de eficiência técnica e a tendência de estabilização das medidas de produtividade, para o conjunto das 30 maiores empresas distribuidoras de energia elétrica do país. Além disso, comparando-se os resultados de eficiência técnica e produtividade, nos diferentes cenários e nas diferentes modelagens DEA (*benchmarking*), verificou-se que a implementação de um cenário e de uma modelagem deve refletir a realidade econômica (aproximação com a função de produção verdadeira) das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, de modo a possibilitar a identificação das distribuidoras de energia elétrica que estão operando na escala ótima (ou não) e se os retornos à escala de produção são constantes, crescentes ou decrescentes. Assim, percebeu-se que boa parte das empresas (C1 igual a 40% e C2 igual a 50%) apresentaram retornos de escala de produção decrescentes (DRS) em todo o período de tempo analisado. Portanto, a modelagem DEA VRS apresenta-se mais adequada para a avaliação de desempenho, em detrimento da modelagem DEA NDRS usada pela ANEEL, pois admite que as empresas atuem na região decrescente da fronteira de produção e ainda assim possam ser consideradas eficientes. Já o cenário C2, ao agregar variáveis de qualidade ao Cenário C1 (ANEEL), aproxima-se também desta realidade econômica, buscada pelo órgão regulador através da mensuração dos custos operacionais regulatórios associados aos indicadores de qualidade na prestação dos serviços à comunidade. Por fim, são realizadas considerações sobre a necessidade de aprimoramento de alguns pontos na metodologia utilizada pelo regulador, representando desafios para a garantia de equidade entre a modicidade tarifária e a sustentabilidade das empresas do setor elétrico brasileiro, de modo a garantir-se, efetivamente, o equilíbrio econômico-financeiro nos próximos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica.

**Palavras-chave:** Distribuição de Energia Elétrica no Brasil; Regulação Econômica; Análise Envoltória de Dados (DEA); Índice de Eficiência de Técnica; Índice de Produtividade de Malmquist.



## EVALUATION OF INDICES OF EFFICIENCY AND PRODUCTIVITY OF POWER UTILITIES IN BRAZIL APPLYING DATA ENVELOPMENT ANALYSIS (DEA)

This work investigates the evolution process of technical efficiency indices and Malmquist productivity for the 30 largest power utilities in Brazil, comparing the methodology of the regulator (ANEEL – National Agency of Electric Energy) of evaluation of Regulatory Operational Costs of the Periodic Tariff Review Cycle, with the relationship between the production technology used by these companies and the quality of services provided to the society between 2003 and 2009, applying the Data Envelopment Analysis (DEA). For this, it is used the following models DEA – input oriented: CRS (CCR), the VRS (BCC) and the NDRS (used by ANEEL), assume that the following technologies returns to scale production: constants, variables, and nondecreasing, respectively. It was adopted two scenarios: the first (called C1), it was observed quantitative variables adopted by ANEEL, taking as input the Operating Cost – OPEX (R\$), and as products the Extension of Distribution Networks Electricity - Network (km), the Consumption of Electricity – Market (TWh) and the Unit Number of Electric Consumers – UC (N° of Customers), the second (called C2), and quality variables to the scenario C1 are inserted by defining them as products in modeling DEA, the ANEEL's index of Customer Satisfaction - IASC (N°Index) and Performance Indicator of Global Continuity – DGC (N° Index). Thus, based on performance results relative to the analysis period, it is identified measures of technical efficiency with positive trend and productivity measures with stabilizing trend for the whole of the 30 largest power utilities in Brazil. Furthermore, comparing the results of technical efficiency and productivity in the different scenarios and different DEA modeling (benchmarking), it was found that the implementation of a scenario and a model should reflect the economic reality (closer to the function of real production) of power utilities in Brazil, in order to facilitate the identification of power utilities that are operating at optimal scale (or not) and returns to scale of production are constant, increasing or decreasing. Thus, it was noticed that most companies (C1 equal to 40% and C2 equal to 50%) showed decreasing returns to scale of production (DRS) throughout the time period analyzed. Therefore, the VRS DEA model appears more suitable for the evaluation of performance, rather than modeling the DEA NDRS used by ANEEL, since it allows companies to act in the decreasing region of production frontier and still can be considered efficient. Finally, we discuss the need to improve some points in the methodology used by the regulator, representing challenges to ensuring equity between low tariffs and sustainability of the Brazilian electricity sector, in order to guarantee effectively the economic-financial balance over the next Periodic Tariff Review Cycle.

**Keywords:** Distribution Electricity in Brazil; Economic Regulation; Data Envelopment Analysis (DEA); Technical Efficiency Index; Malmquist Productivity Index



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Composição Básica do Setor Elétrico Brasileiro .....	40
Figura 2 –	Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro .....	43
Figura 3 –	Esquema do Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (1994-2010) .....	46
Figura 4 –	Fluxograma de aplicação da metodologia proposta para mensuração de eficiência e de produtividade.....	63
Figura 5 –	Mapa das 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil .....	64
Figura 6 –	Mercado Faturado por Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil – TWh (%) .....	65
Figura 7 –	Tipo de Gestão Empresarial das Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil .....	65
Figura 8 –	Localização por Região Geográfica das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil .....	66
Figura 9 –	Representação do Fluxo de Aplicação da Metodologia DEA (Orientação Insumo) .....	67
Figura 10 –	OPEX (R\$) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009) .....	68
Figura 11 –	Extensão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica (km) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009) ..	69
Figura 12 –	Consumo de Energia Elétrica (TWh) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009) .....	70
Figura 13 –	Número de Unidades Consumidoras de Energia Elétrica (Nº de Clientes) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009) .....	70
Figura 14 –	Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC, em Nº Índice) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009) .....	72
Figura 15 –	Inverso do Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC, em Nº Índice) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009) .....	73
Figura 16 –	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor Residencial (IASC, em Nº Índice) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009) .....	74
Figura 17 –	Isoquanta Eficiente Formada pelas EDEE's A, B e C (com EDEE R Ineficiente) .....	79
Figura 18 –	Fronteiras de Produção .....	81
Figura 19 –	Scores Medianos de Eficiência Técnica para Modelos DEA (Cenário C1 e Cenário C2) .....	90

Figura 20 –	Evolução dos Índices de Eficiência Técnica (Cenário C1 e Cenário C2) (Mediana) 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009) .....	91
Figura 21 –	Ranking das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (Cenário C1 e Cenário C2) na Modelagem DEA CRS - Índices de Eficiência Técnica - Mediana (2003-2009) .....	91
Figura 22 –	Ranking das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (Cenário C1 e Cenário C2) na Modelagem DEA VRS - Índices de Eficiência Técnica - Mediana (2003-2009) .....	92
Figura 23 –	Ranking das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (Cenário C1 e Cenário C2) na Modelagem DEA NDRS - Índices de Eficiência Técnica - Mediana (2003-2009) .....	93
Figura 24 –	Resultados das Modelagens DEA para Retornos à Escala de Produção (C1 e C2) .....	95
Figura 25 –	Evolução dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF) (em Mediana), Cenário C1 e Cenário C2, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009) .....	99
Figura 26 –	Evolução dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF), de Variação de Eficiência Técnica (VET) e Variação Tecnológica (VT), (em Mediana), Cenário C1, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009) .....	100
Figura 27 –	Evolução dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF), de Variação de Eficiência Técnica (VET) e Variação Tecnológica (VT), (em Mediana), Cenário C2, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009) .....	101
Figura 28 –	<i>Scores</i> Medianos dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF), Cenário C1, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009) .....	102
Figura 29 –	<i>Scores</i> Medianos dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF), Cenário C2, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009) .....	104



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 –	Características dos Principais Mecanismos de Regulação Econômica Usados no Setor de Energia Elétrica no Brasil .....	54
Quadro 2 –	Resumo de Trabalhos Publicados sobre a Aplicação da Metodologia DEA no Setor Elétrico .....	62
Quadro 3 –	Modelo DEA CRS (DEA CCR) Orientado para o Insumo .....	81
Quadro 4 –	Modelo DEA VRS (DEA BCC) Orientado para o Insumo .....	83
Quadro 5 –	Modelo DEA NDRS Orientado para o Insumo .....	84



## LISTA DE ABREVIATURAS, DE SIGLAS E DE SÍMBOLOS

1CRTP	Primeiro Ciclo de Revisão Tarifário Periódica
2CRTP	Segundo Ciclo de Revisão Tarifário Periódica
3CRTP	Terceiro Ciclo de Revisão Tarifário Periódica
4CRTP	Quarto Ciclo de Revisão Tarifário Periódica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AES SUL	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S/A
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEB – D	Companhia Energética de Brasília – Distribuição S/A
CEEE – D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CELESC – D	Centrais Elétricas de Santa Catarina – Distribuição S/A
CELG – D	Companhia Energética de Goiás – Distribuição S/A
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses
CEMIG – D	Companhia Energética de Minas Gerais – Distribuição S/A
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COPEL – D	Companhia Paranaense de Energia Elétrica – Distribuição S/A
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL – Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz
CPFL – Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i> (Análise por Envoltória de Dados)

DEA CRS	Modelagem DEA que exhibe retornos de escala constante
DEA NDRS	Modelagem DEA que exhibe retornos de escala não decrescente
DEA VRS	Modelagem DEA que exhibe retornos de escala variável
DGC	Indicador de Desempenho Global de Continuidade (Nº Índice)
DMU	<i>Decision Making Unit</i>
EDEE	Empresa Distribuidora de Energia Elétrica
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
ELETROPAULO	AES Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
EMG	Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A
EPB	Energisa Paraíba Distribuidora de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Empresa de Referência
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
ESE	Energisa Sergipe Distribuidora de Energia
IASC	Índice ANEEL de Satisfação de Clientes (Nº Índice)
IEA	Índice de Eficiência Alocativa
IEE	Índice de Eficiência Econômica
IET	Índice de Eficiência Técnica
InvDGC	Inverso Indicador de Desempenho Global de Continuidade (Nº Índice)
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
REDE	Extensão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica (km)
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGE	Rio Grande Energia S/A
SENDI	Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TWh	Consumo de Energia Elétrica (Mercado)
UC	Número de Unidades Consumidoras de Energia Elétrica (Nº Clientes)
VET	Varição de Eficiência Técnica ( <i>Catch Up Effect</i> )
VT	Varição Tecnológica ( <i>Frontier Shift Effect</i> )

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>25</b>
<b>1.1</b>	<b>Problemática .....</b>	<b>25</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivo Geral e Objetivos Específicos .....</b>	<b>33</b>
<b>1.3</b>	<b>Método de Abordagem .....</b>	<b>34</b>
<b>1.4</b>	<b>Método de Procedimento .....</b>	<b>35</b>
<b>1.5</b>	<b>Hipótese do Trabalho .....</b>	<b>36</b>
<b>1.6</b>	<b>Estrutura do Trabalho .....</b>	<b>36</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO DE BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>39</b>
<b>2.1</b>	<b>O Recente Processo de Reestruturação do Setor de Energia Elétrica no Brasil .....</b>	<b>39</b>
2.1.1	Aspectos Antecedentes do Recente Processo de Reestruturação do Setor de Energia Elétrica no Brasil (de 1990 até 1994) .....	39
2.1.2	A Primeira Reforma Institucional do Recente Processo de Reestruturação do Setor de Energia Elétrica no Brasil (1995 até 2002) .....	40
2.1.3	O Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica no Brasil (de 2003 até os dias atuais) .....	42
<b>2.2</b>	<b>A Teoria de Regulação Econômica .....</b>	<b>46</b>
2.2.1	Regulação ou Regulamentação? .....	46
2.2.2	Os Princípios Básicos da Teoria da Regulação Econômica .....	48
2.2.3	Os Mecanismos de Regulação Econômica .....	49
2.2.3.1	Tarifação pela taxa interna de retorno .....	50
2.2.3.2	Tarifação pelo custo marginal .....	50
2.2.3.3	Tarifação <i>price cap</i> .....	50
2.2.3.4	Tarifação <i>revenue cap</i> .....	51
2.2.3.5	Regulação pelo desempenho ( <i>yardstick competition</i> ) .....	52
2.2.4	A Regulação Econômica e a Eficiência Econômica .....	53

2.2.4.1	A regulação econômica e a eficiência técnica .....	55
2.2.4.2	A regulação econômica e a eficiência alocativa .....	56
<b>2.3</b>	<b>Aplicação da Metodologia DEA no Setor Elétrico .....</b>	<b>58</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA PARA MENSURAÇÃO DE EFICIÊNCIA E DE PRODUTIVIDADE .....</b>	<b>63</b>
<b>3.1</b>	<b>Caracterização do Banco de Dados da Pesquisa .....</b>	<b>64</b>
3.1.1	A Descrição das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil .....	64
3.1.2	A Fonte de Dados .....	66
3.1.3	As Variáveis .....	67
3.1.3.1	Variável custo operacional (OPEX) (R\$) – <i>input 1</i> .....	68
3.1.3.2	Variável extensão de redes de distribuição de energia elétrica (Rede) (km) – <i>output 1</i> .....	68
3.1.3.3	Variável consumo de energia elétrica (Mercado) (TWh) – <i>output 2</i> .....	69
3.1.3.4	Variável número de unidades consumidoras de energia elétrica (UC) (Nº Clientes) – <i>output 3</i> .....	70
3.1.3.5	Variável indicador de desempenho global de continuidade (DGC) (Nº índice) – inverso indicador de desempenho global de continuidade (InvDGC) (Nº índice) – <i>output 4</i> .....	71
3.1.3.6	Variável índice ANEEL de satisfação de clientes (IASC) (Nº índice) – <i>output 5</i> .....	74
<b>3.2</b>	<b>Princípios e Técnicas de Mensuração de Eficiência e de Produtividade .....</b>	<b>75</b>
<b>3.3</b>	<b>Metodologia de Análise por Envoltória de Dados (DEA) .....</b>	<b>77</b>
<b>3.4</b>	<b>Descrição da Modelagem do Índice de Eficiência DEA .....</b>	<b>78</b>
3.4.1	Modelo DEA CRS (DEA CCR) orientado para o insumo .....	81
3.4.2	Modelo DEA VRS (DEA BCC) orientado para o insumo .....	82
3.4.3	Modelo DEA NDRS orientado para o insumo .....	84
<b>3.5</b>	<b>Descrição da Modelagem do Índice de Produtividade de Malmquist .....</b>	<b>85</b>
<b>4</b>	<b>ANÁLISE E RESULTADOS DOS ÍNDICES DE EFICIÊNCIA E DE PRODUTIVIDADE .....</b>	<b>89</b>
<b>4.1</b>	<b>As Análises e os Resultados de Eficiência Técnica e de Retorno à Escala de Produção .....</b>	<b>89</b>

<b>4.2</b>	<b>As Análises e os Resultados de Produtividade .....</b>	<b>98</b>
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>105</b>
<b>5.1</b>	<b>Considerações Finais .....</b>	<b>105</b>
<b>5.2</b>	<b>Trabalhos Publicados, Apresentados e Submetidos em Eventos Científicos</b>	<b>110</b>
<b>5.3</b>	<b>Sugestões para Trabalhos Futuros .....</b>	<b>111</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>113</b>
	<b>APÊNDICE .....</b>	<b>121</b>





# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Problemática

Profundas transformações na economia brasileira, iniciadas na década de 90, exemplificadas pelos processos de abertura comercial, de privatização das empresas estatais e de inserção da regulação em algumas atividades de infraestrutura, que visavam incentivar à eficiência e à competição, modificaram significativamente o paradigma estrutura-conduta-desempenho do setor de energia elétrica no Brasil<sup>1</sup>, apresentam-se como aspectos relacionados com a problemática abordada neste trabalho. (SANTANA e GOMES, 1999; VINHAES, 1999; PINTO JÚNIOR et al., 2007; PINTO JÚNIOR e FIANI, 2013).

A partir deste processo de mudança, com a aplicação das medidas implementadas pelo processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, constata-se que estas modificações tinham dois objetivos principais. Por um lado, o objetivo de aumentar a eficiência das atividades dos segmentos de distribuição e de transmissão de energia elétrica (que possuem características básicas advindas da indústria em rede e de monopólio natural, em função da existência de economias de escala e de escopo), e, por outro lado, objetivava introduzir um mercado competitivo nas atividades do segmento de geração e de comercialização de energia elétrica (que possuem características monopólio contestável)<sup>2</sup>. (ANEEL, 2006).

Neste período de transformação, em termos de concepção da organização industrial, ao se considerar que o segmento de distribuição de energia elétrica (que se apresentou em um formato desestatizado e desverticalizado, ainda que regulado) deveria ser tratado de maneira independente, o foco direcionou-se à busca de eficiência na prestação do serviço público. (DIEESE, 2007).

---

<sup>1</sup> Neste estudo o termo setor tem o mesmo significado que o termo indústria. E de forma genérica, o setor elétrico brasileiro (ou setor ou indústria de energia elétrica) e também no mundo apresenta-se similarmente com a mesma cadeia produtiva (segmentos), quais são: a geração (produção), a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica. (PINTO JÚNIOR et al., 2007).

<sup>2</sup> Santana e Gomes (1999, p.79) explicam que “se o monopólio for contestável, é necessário estimular-se a competição através de medidas regulatórias que quebrem as barreiras à entrada, criando condições para a entrada de novos concorrentes. Porém, se o monopólio for natural (no caso as distribuidoras de energia elétrica), ou seja, se há rendimentos decrescentes de escala por toda a faixa de produção, então medidas regulatórias tradicionais *first best* (preço igual ao custo marginal) ou *second best* (preço igual ao custo unitário de produção) devem ser empregadas”.

Com isso, a partir da criação da ANEEL<sup>3</sup> (Agência Nacional de Energia Elétrica), no âmbito regulatório, procurou-se garantir a viabilidade econômica desta atividade com o menor custo factível, dado determinado nível de qualidade na prestação do serviço, sem o repasse de encargos desnecessários ou excessivos aos consumidores finais. (PINTO JÚNIOR et al., 2007).

Assim, aspectos relacionados com a Teoria de Regulação Econômica ressurgem com força no cenário econômico brasileiro (destacando-se a sua grande aplicabilidade em diversos países do mundo), sendo desenhada para substituir o chamado “mercado” e cabe a ela à fixação de incentivos e de restrições que permitam simular condições competitivas (em busca da eficiência econômica), em função da característica de monopólio natural das atividades de distribuição de energia elétrica. (ANEEL, 2006). E geralmente, a eficiência econômica é vista sob dois aspectos, o da eficiência técnica e o da eficiência alocativa<sup>4</sup>.

Desta forma, neste período que se iniciou o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, deu-se o encerramento da Regulação pelo Retorno do Investimento<sup>5</sup>, que se baseava na remuneração garantida e no mecanismo de equalização tarifária entre as concessionárias distribuidoras do setor elétrico, que passaram a ter seus reajustes e tarifas fixadas de forma diferenciada, iniciando-se a regulação por incentivos<sup>6</sup>.

E segundo o Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos - DIEESE (2007), tem-se como resultados destas mudanças propostas pelo Governo Federal a alavancagem dos seguintes aspectos: a) para as empresas: com a diminuição das incertezas, levando a uma redução do custo do capital, na medida em que os mercados financeiros reconhecem um menor prêmio de risco de regulamentação associado ao setor; b) para os

---

<sup>3</sup> No caso do setor de energia elétrica brasileira, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 26/12/1996, foi um dos marcos fundamental para o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, tendo como suas funções a regulação e a fiscalização do setor de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes estabelecidas pelo Governo Federal.

<sup>4</sup> A eficiência técnica implica que incentivos devem ser dados para que os provedores de serviço reduzam os custos. Por sua vez, a eficiência alocativa, implica que os serviços devem ser providos tal que os preços sejam estabelecidos de acordo com o custo marginal da provisão dos serviços. (ANEEL, 2006).

<sup>5</sup> Na Regulação pelo Retorno do Investimento observava-se que as tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores deveriam ser capazes de cobrir os custos associados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e ainda garantir uma taxa de retorno, previamente fixada, para as concessionárias.

<sup>6</sup> O principal objetivo da Regulação por Incentivos é estimular a produtividade, recompensando a empresa regulada se seu desempenho for superior a parâmetros pré-determinados pelo regulador (*benchmarks*). Se os ganhos de produtividade superarem esse parâmetro, as empresas poderão se apropriar da diferença, obtendo ganhos econômicos. Estes ganhos serão parcialmente compartilhados com os consumidores a partir da aplicação de um redutor de tarifa em revisões tarifárias periódicas (que normalmente ocorrem a cada quatro anos). O resultado é que se cria um progressivo incentivo à maior produtividade a partir de um processo contínuo de “concorrência” com os “*benchmarks*”, o que gera um círculo virtuoso de aumento de produtividade e modicidade tarifária. Em outras palavras, a Regulação por Incentivos simula as condições de um mercado de livre concorrência, mesmo em se tratando de um monopólio natural.

consumidores: com o benefício que é percebido quando da fixação das tarifas pelo órgão regulador em patamares inferiores.

Assim, o processo de reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro, iniciado por volta de 1995, tinha como principal finalidade substituir o modelo de organização industrial verticalmente integrado por um modelo de organização industrial totalmente desverticalizado. Tal reestruturação industrial ratificou a tendência mundial de separação das diferentes atividades do setor de energia elétrica, caracterizadas como monopólios contestáveis, daquelas atividades, tradicionalmente, consideradas como monopólios naturais.

As diretrizes gerais de reestruturação do setor elétrico brasileiro foram estabelecidas em conjunto pela consultora britânica *Coopers & Lybrand*, técnicos e consultores independentes, sob a coordenação da Secretaria de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia (GOMES, 1998). Em linha geral, o processo de reestruturação do setor de energia elétrica brasileira visou à implantação de um sistema competitivo de mercado, onde:

"a eficiência econômica das empresas como um todo representa a autossustentação da indústria de modo a garantir a expansão do sistema, a operação do sistema com elevado grau de confiabilidade e de qualidade e a prestação dos serviços de forma universal e não discriminatória". (SILVA, 2001, p.18).

E corroborando com esta percepção, destaca-se que a inserção da regulação no setor elétrico brasileiro torna-se fundamental, visto que no exemplo da atividade de distribuição de energia elétrica, que se caracteriza como monopólio natural, a falta de regulação impediria o perfeito funcionamento dos mecanismos de mercado necessários em um mercado competitivo. Concomitantemente, observa-se que a consolidação deste marco regulatório é essencial para a criação de condições que atraiam investimentos necessários para a expansão e a manutenção do sistema elétrico do país, garantindo-se o retorno do capital investido e a qualidade dos serviços. (RIBEIRO e FALCÃO, 2006).

Todavia, este processo de reestruturação em si só não garantiu a extensão e a permanência dos benefícios da competição no setor de energia elétrica, pois, como argumentou Gomes (1998, p.66), o desempenho de uma empresa "sofrerá a influência da estrutura do mercado, da própria conduta e a dos concorrentes ou entrantes potenciais e ainda da regulação de incentivo à eficiência econômica".

No caso o segmento de distribuição de energia elétrica, Theotônio (1999) destacou, que as empresas deveriam ser estimuladas com estratégias (condutas) voltadas à melhoria de

seu desempenho, visando promover a eficiência técnica e a eficiência alocativa, nestes monopólios naturais, observando-se sempre a ótica do menor custo e maior bem social.

Assim, com a reestruturação do modelo regulatório brasileiro, adotou-se a denominada de Regulação por Incentivos (também chamado de regime de regulação econômica *price cap*), onde o órgão regulador estabelece um valor teto para a tarifa, a qual se ajustaria anualmente pela taxa de inflação descontada de um índice de ganho de produtividade pré-definido, e que o principal instrumento seria o próprio processo de atualização das tarifas do serviço regulado. (ANEEL, 2011c).

Neste processo de revisão dos valores das tarifas de energia elétrica<sup>7</sup> cobradas aos consumidores pelas empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, o valor dessas tarifas pode ser alterado, pela ANEEL, para mais ou para menos. Isso dependerá das mudanças ocorridas nos custos e no mercado das empresas, da comparação dessas tarifas com as de outras empresas semelhantes no exterior, da eficiência da empresa, da necessidade de obter tarifas mais justas e retorno adequado aos empresários.

Contudo, destaca-se que os mecanismos de reajustes e revisões das tarifas de energia elétrica estão previstos nos contratos de concessão<sup>8</sup>, mas podem ser alteradas, de modo a permitir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Desta forma, tanto no 1º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (1CRTP) como no 2º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2CRTP), observou-se que a ANEEL adotou como metodologia básica para determinação dos custos operacionais eficientes a metodologia da Empresa de Referência<sup>9</sup> que, de forma simplificada, pode ser entendida como a representação matemática

---

<sup>7</sup>A tarifa de energia elétrica é a composição de valores calculados que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizados pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor. A tarifa representa, portanto, a soma de todos os componentes do processo industrial de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. São acrescidos ainda os encargos direcionados ao custeio da aplicação de políticas públicas. Os impostos e encargos estão relacionados na conta de luz. (ANEEL, 2007).

<sup>8</sup> Os mecanismos de atualização tarifária são os seguintes: 1) Reajuste Tarifário Anual (que corresponde a um ajuste da tarifa pela inflação descontada de um índice de ganho - ou perda, de produtividade. Seu objetivo é restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pela concessionária); 2) Revisão Tarifária Periódica (que ocorrem normalmente a cada quatro anos, o valor teto das tarifas, o nível de qualidade dos serviços e o índice de ganho de produtividade são revisados. Estas revisões são necessárias para garantir o repasse dos ganhos de produtividade ao consumidor e corrigir eventuais desvios que coloquem em risco a capacidade de investimento das empresas e, conseqüentemente, a sustentabilidade do setor elétrico); e 3) Revisão Tarifária Extraordinária (que confere à ANEEL a capacidade de, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Esse mecanismo é aplicado quando ocorrem alterações significativas nos custos da empresa de distribuição de energia elétrica, custos estes não previstos nos mecanismos de Revisão Tarifária Periódica ou de Reajuste Tarifário Anual. (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2007).

<sup>9</sup> Modelo usado no processo de revisão que estabelece parâmetros de desempenho por empresa com vistas à gestão eficiente dos serviços prestados. Considera aspectos específicos de cada contrato de concessão, como características do mercado atendido, localização dos consumidores e níveis de qualidade. (ANEEL, 2006).

da atividade de distribuição de energia elétrica, definindo cada atividade e cada processo adotado pelas distribuidoras, bem como os custos médios para cada uma das atividades parametrizadas. (ver Nota Técnica Nº 166/2006 – SRE) (ANEEL, 2006).

A metodologia da Empresa de Referência foi utilizada no 1CRTP, sendo totalmente reformulado no 2CRTP após ampla discussão na Audiência Pública (AP) 052/2007. A grande inovação deu-se com a introdução da análise de consistência global, que trouxe uma segunda dimensão na definição dos custos operacionais. Definidos os parâmetros do modelo de Empresa de Referência, foi avaliado, por meio de uma análise de consistência, se o valor resultante da aplicação do modelo refletia suas premissas teóricas, dentre elas o nível médio de eficiência do segmento de distribuição de energia elétrica.

E com o novo modelo institucional, quando as melhorias e o aperfeiçoamento introduzidos no marco legal regulatório propiciaram as condições de retomada do planejamento de longo prazo e criaram as condições para investimentos em novos projetos de energia (geração e transmissão). Com esta nova condição regulatória do setor elétrico brasileiro estimula-se a competição entre os agentes setoriais, exigindo eficiência na gestão dos custos operacionais, otimização do planejamento e execução orçamentária e, principalmente, uma engenharia financeira bem articulada com as oportunidades do mercado (distribuição e comercialização). Estes últimos aspectos passaram a ser determinantes, em muitos casos, na competitividade dos investidores.

Ademais, observando-se o processo de revisão tarifária no Brasil das empresas distribuidoras de energia elétrica, se verificou aperfeiçoamentos nas metodologias necessárias à implementação do processo de revisão tarifária, observados nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que estabelece as metodologias aplicáveis ao 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP). E na concepção da metodologia ANEEL, para definição dos custos operacionais regulatórios para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP), buscou-se preservar os princípios e fundamentos que balizaram a definição dos custos operacionais nos ciclos anteriores, introduzindo aperfeiçoamentos significativos na metodologia anteriormente utilizada.

Entre os aperfeiçoamentos perseguidos pode-se destacar a simplificação do modelo, o foco nos custos eficientes em análise a nível global e não mais pormenorizada, além de buscar uma metodologia que minimizasse as extensas discussões baseadas em minúcias do modelo, concentrando, assim, as discussões na definição do método.

Então, de acordo com a ANEEL (2011c), os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)<sup>10</sup>, em seu Módulo 2, no Submódulo 2.1 e na Nota Técnica 293/2011, da Superintendência de Regulação Econômica (SRE) da ANEEL (Procedimentos Gerais), e também, no Submódulo 2.2 e na Nota Técnica 294/2011, da Superintendência de Regulação Econômica (SRE) da ANEEL (Custos Operacionais), abordam a proposta para o 3CRTP, conforme prenunciado na etapa inicial da Audiência Pública (AP) 040/2010, dando mais um passo no sentido de focar a discussão no nível global de custos operacionais a serem reconhecidos, não se atendo aos detalhes específicos de cada uma das atividades das empresas distribuidoras de energia elétrica do país.

Após avaliação das contribuições recebidas no âmbito da 1ª etapa da AP 040/2010, foi disponibilizada, por meio da Nota Técnica Nº 101/2011 da Superintendência de Regulação Econômica (SRE) da ANEEL, uma segunda proposta para definição dos custos operacionais regulatórios, com aprimoramentos com relação à proposta inicial. O período de contribuições da 2ª etapa da AP 040/2010 se estendeu de 27 de abril de 2011 a 03 de junho de 2011. Esta Nota Técnica apresenta a proposta consolidada após a incorporação de algumas das contribuições recebidas da 2ª etapa da AP 040/2010.

Assim, não faria sentido, nesse contexto, retroceder ao modelo empregado nos ciclos anteriores, mas sim aperfeiçoar a proposta inicial. Com isso, a avaliação dos custos operacionais se ateu ao custo global resultante da aplicação do modelo e à observância de seu nível eficiente, considerando as características gerais de cada área de concessão, em detrimento às minúcias do modelo de Empresa de Referência.

E para atingir os objetivos estabelecidos pela ANEEL, confirmou-se a introdução de novas ferramentas (com a aplicação de uma Metodologia de *Benchmarking*, intitulado *Data Envelopment Analysis – DEA*), mas que têm objetivos similares ao modelo de Empresa de Referência, que viria a ser substituído. Contudo, estas novas ferramentas são menos intensivas em dados e informações e também menos suscetíveis à discussão de minúcias de modelagem (que até então não eram utilizadas na definição dos custos operacionais das concessionárias de energia elétrica no Brasil).

Ainda, conforme Pessanha et al. (2010), a utilização destas novas técnicas para avaliação dos indicadores de eficiência (no caso o DEA) já estão bem disseminadas entre os

---

<sup>10</sup> Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) tem caráter normativo e consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. A estrutura da documentação do PRORET foi aprovada pela Resolução Normativa Nº 435/2011, sendo que ele está organizado em 10 módulos, que por sua vez estão subdivididos em submódulos.

agentes reguladores do setor elétrico mundial, em especial nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Além disso, Bogetoft e Nielsen (2003) afirmam que a análise envoltória de dados (DEA) representa o referencial teórico ideal para a implementação prática de estratégias de regulação por comparação, visto que se avaliam os índices de eficiência para cada concessionária e a modelagem DEA adotada identifica o *benchmarking* (ou seja, o melhor padrão de desempenho) que deverá ser seguido pelas demais concessionárias, fornecendo ao processo regulatório uma maior transparência.

Por meio de DEA, os custos praticados na obtenção dos resultados atingidos por cada concessionária de energia são comparados com os custos e os resultados das demais concessionárias, sendo que uma fronteira de eficiência é traçada. O resultado deste modelo são *scores* de eficiência, que indicam o quão eficientemente cada empresa está transformando os insumos (custos operacionais) em produtos (mercado faturado, número de consumidores e extensão de rede), quando comparada com empresas similares. (MATOS, LOPES e COSTA, 2012).

Assim, no 3CRTP a definição dos custos operacionais regulatórios realiza-se em duas etapas segundo o órgão regulador (ANEEL, 2011a):

- a) Na primeira etapa, são atualizados os valores de custos operacionais definidos por meio do Modelo de Empresa de Referência (ER) no Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2CRTP), considerando-se a variação de preços dos insumos (custos operacionais), o crescimento dos produtos (redes de distribuição, unidades consumidoras e mercado faturado) e deduzindo-se o ganho médio de produtividade, que nada mais é do que a relação média entre a variação dos custos operacionais e o crescimento dos produtos alcançado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica;
- b) Na segunda etapa, é procedida uma análise comparativa da eficiência das distribuidoras com o intuito de se definir um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, dado o nível de custos das distribuidoras e as características de suas áreas de concessão. As variações observadas entre os valores definidos na primeira e segunda etapa são consideradas no cálculo do componente “T” do Fator X.

E com as alterações metodológicas apresentadas para o 3CRTP, a ANEEL adotou a Metodologia de *Benchmarking* para apurar os custos operacionais associados ao nível de eficiência média para determinar os índices de ganho de produtividade, que deverão ser

aplicados no processo de reajuste tarifário para compartilhar com os consumidores os ganhos de eficiência e de produtividade obtidos por estas empresas. (ANEEL, 2011a).

A temática da pesquisa vem contribuir neste Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro na medida em que visa realizar uma investigação referente à mensuração da evolução dos índices de eficiência técnica e de produtividade de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, dado as informações disponibilizadas pela ANEEL, que se referem ao período compreendido entre 2003 e 2009, através de um estudo quantitativo para empresas deste setor, considerando-se as modelagens DEA CRS (DEA CCR), DEA VRS (DEA BCC) e DEA NDRS (usada pela ANEEL) aplicando-se a metodologia Análise por Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* - DEA) no Cenário C1 (ANEEL) e no Cenário C2 (ANEEL + Qualidade), que relaciona os aspectos de qualidade do serviço.

Por isso, busca-se contextualizar as relações existentes entre a tecnologia de produção utilizada por estas empresas e a qualidade dos serviços prestados por elas à sociedade com o processo de reestruturação, ainda em curso, do setor de energia elétrica brasileira. Para tanto, propõem-se o acréscimo de variáveis de qualidade, que sejam definidos e usados pelo órgão regulador (com indicadores regulados) às variáveis propostas e apresentadas pela metodologia ANEEL de cálculo de custos operacionais regulatórios (que são: Custo Operacional – OPEX, pela Extensão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica – Rede, pelo Número de Unidades Consumidoras de Energia Elétrica – UC e pelo Consumo de Energia Elétrica – Mercado), para os próximos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica, visando captar as tendências e as influências das variáveis de qualidade reguladas como uma contribuição à metodologia da ANEEL.

Assim, apresentam-se o Indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC (Nº Índice), obtido a partir dos valores apurados de DEC<sup>11</sup> e de FEC<sup>12</sup> anuais das distribuidoras de energia elétrica do Brasil, em relação aos respectivos valores limites globais calculados para essas empresas – e o Inverso do Indicador de Desempenho Global de Continuidade – InvDGC (Nº Índice), usando na sua função inversa para captar a tendência de quanto maior melhor para este indicador, que visa avaliar aspectos relacionados à qualidade de fornecimento de energia elétrica e o Índice ANEEL de Satisfação de Consumidores (IASC) que visa medir o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

---

<sup>11</sup> O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente o mês ou o ano. (ANEEL, 2013).

<sup>12</sup> O FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (residência, comércio, indústria etc.). (ANEEL, 2013).



## 1.2 Objetivo Geral e Objetivos Específicos

O Objetivo Geral deste trabalho é:

❖ *Investigar o processo de evolução dos índices de eficiência técnica e de produtividade de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, contextualizando as relações existentes entre a tecnologia de produção utilizada por estas empresas e a qualidade dos serviços prestados por elas à sociedade, através de um estudo aplicado-quantitativo com a aplicação da metodologia de Análise por Envoltória de Dados (Data Envelopment Analysis – DEA), para as 30 maiores concessionárias de distribuição de energia elétrica no país, no período compreendido entre os anos de 2003 até 2009, relacionando-se os resultados das modelagens DEA CRS, VRS e NDRS (usada pela ANEEL) obtidos no Cenário C1, que adotou variáveis quantitativas, apresentado na metodologia ANEEL de cálculo de custos operacionais regulatórios, com os resultados obtidos no Cenário C2 (ANEEL + Qualidade), no qual se propõe o acréscimo de variáveis de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, medidas pelos indicadores regulados DGC e IASC, ao cenário C1.*

Para estes dois cenários, buscou-se mensurar os índices de eficiência técnica e calcular os índices de produtividade, aplicando-se os modelos DEA, que sinalizam o desempenho relativo de cada empresa distribuidora de energia elétrica no processo de transformação do insumo em produtos quando comparadas com empresas similares (*benchmarking*), de modo a subsidiar o processo de tomada de decisão por parte do órgão regulador (e até mesmo as concessionárias, já em menor intensidade) no processo de revisão tarifária, em curso, no segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Além disso, considerando-se que um dos objetivos da política regulatória é o aumento da qualidade do serviço prestado, os resultados obtidos na avaliação pela metodologia proposta pela ANEEL sugerem a hipótese de que esta premissa tem sido sacrificada em troca da redução dos custos operacionais.

Nesse sentido questiona-se se esse efeito pode ser atribuído à ineficácia da política proposta, ou ao comportamento oportunista nas empresas, ou se, ainda, são necessários novos esforços para se compreender as relações entre a qualidade na forma captada pelos indicadores utilizados pelo órgão regulador e a tecnologia representativa do setor de distribuição de energia elétrica.

Desta forma, este trabalho visou apresentar as pesquisas realizadas através de revisão de literatura relacionada, direta ou indiretamente, com o tema de pesquisa, possibilitando uma plena execução do trabalho. Sendo que os resultados observados nestas pesquisas, sustentam a aplicação da metodologia DEA para mensurar os índices de eficiência técnica e calcular os índices de produtividade das empresas distribuidoras de energia elétrica, de modo a ser alcançado o objetivo geral do trabalho. Assim, para a obtenção do êxito neste trabalho os seguintes Objetivos Específicos foram propostos:

❖ *Mensurar os índices de eficiência técnica de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, relacionando os resultados obtidos no Cenário C1 (ANEEL) com os resultados obtidos no Cenário C2 proposto (ANEEL + Qualidade), através da aplicação dos seguintes modelos DEA:*

- *Modelo DEA CRS, que presume uma tecnologia com retornos de escala constantes;*
- *Modelo DEA VRS, que presume uma tecnologia com retornos de escala variáveis;*
- *Modelo DEA NDRS, que presume uma tecnologia com retornos de escala não decrescentes. (Modelagem usada pela ANEEL).*

❖ *Identificar o tipo de retornos à escala de produção, que estão associadas às tecnologias adotadas pelas empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, resultantes da aplicação dos modelos DEA;*

❖ *Calcular os índices de produtividade de Malmquist das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, visando contextualizar a evolução da tecnologia de produção utilizada no período e a melhoria da qualidade dos serviços prestados pelas empresas à sociedade.*

### **1.3 Método de Abordagem**

Para a realização desta pesquisa de natureza aplicada-quantitativa<sup>13</sup>, sobre processo de evolução dos índices de eficiência técnica e produtividade de empresas distribuidoras de

---

<sup>13</sup> Para Silva e Menezes (2001), uma pesquisa de natureza aplicada-quantitativa caracteriza-se por gerar conhecimentos para a aplicação prática e por traduzir em números as opiniões e as informações para, posteriormente, classificá-las e analisá-las, de modo a obter-se a solução de problemas específicos.

energia elétrica no Brasil, através de um estudo de caso, balizando-a com a proposta desenvolvida e apresentada pela ANEEL (órgão regulador).

Para tanto, utilizou-se o método de abordagem dedutivo<sup>14</sup> e adotou-se como referencial teórico a teoria da regulação econômica. Ou seja, explica-se este fato com a adoção da teoria da regulação econômica como sendo a generalização do método de abordagem. Com isso, considerando-se que a mensuração quantitativa dos índices de eficiência técnica e dos índices de produtividade das concessionárias representa uma parte aplicada desta teoria, aponta-se para uma particularização deste método de abordagem com a realização da avaliação dos índices obtidos para as 30 maiores empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

#### **1.4 Método de Procedimento**

O método de procedimento utilizado para avaliar o processo de evolução dos índices de eficiência técnica e de produtividade de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, através de um estudo de caso, foi através da aplicação da metodologia de Análise por Envoltória de Dados (DEA), balizando-a com a proposta desenvolvida e apresentada pela ANEEL (DEA NDRS + C1), com outros dois modelos (DEA CRS e DEA VRS) e o acréscimo de um conjunto variáveis qualitativas (C2).

O banco de dados (com os insumos e os produtos) com as informações sobre o desempenho técnico-operacional e econômico-financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras tem como base as informações primárias ou secundárias obtidas, principalmente junto à ANEEL, sendo aprimorado com algumas informações da ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) e também das próprias empresas distribuidoras de energia elétrica, obtidos através de relatórios publicados oficialmente. Os programas computacionais utilizados no desenvolvimento do estudo foram: o STATA 10 (*Data Analysis and Statistical Software*), o MINITAB 16 (*Statistical Software*) e o EMS 1.3 (*Efficiency Measurement System*), sendo os dois primeiros para realização do tratamento estatístico dos dados e o último para mensuração dos índices de eficiência técnica e dos índices de produtividade de Malmquist.

---

<sup>14</sup> De acordo com Gil (1990), o método dedutivo implica basicamente proceder-se de princípios gerais para chegar-se a conclusões particulares.

## 1.5 Hipótese do Trabalho

Este trabalho, ao inserir-se em um estudo de caso, está fundamentado por realizar uma análise de um caso particular. Assim, um estudo de caso reúne informações numerosas e detalhadas, a fim de compreender a totalidade de uma situação (BRUYNE, HERMAN e SCHOUTHEETE, 1982). Já para Quivy e Campenhoudt (1992) o conjunto estruturado, formado pelos conceitos e pela hipótese, articuladas entre si, constitui o modelo de análise da investigação. Assim, segundo estes autores, definindo-se os indicadores, tem-se que estes são manifestações, objetivamente observáveis e mensuráveis, das dimensões do conceito.

Neste sentido, buscando-se responder as questões a serem levantadas na pesquisa, a Hipótese de Trabalho se constitui da seguinte maneira:

❖ *Com o passar do tempo, e considerando-se a evolução do marco regulatório existente no Brasil (que buscará a maximização da eficiência econômica e, por conseguinte, buscará melhorias de qualidade no fornecimento e na satisfação dos clientes do serviço de energia elétrica), e considerando-se especificamente os cenários modelados pelas variáveis de pesquisa (quantitativas e qualitativas), as empresas distribuidoras de energia elétrica do país apresentarão um crescimento em seus índices de eficiência técnica e de produtividade.*

Contudo, eventos conjunturais de desordem econômica, política, social, ambiental, entre outras, poderão fazer com que esta hipótese de trabalho proposta para a pesquisa não se confirme ou possa sofrer significativas alterações nos resultados. E como exemplos destes tipos de imprevisão, que podem impactar nos resultados da modelagem, podem ser citados: a ocorrência de um novo período de racionamento de energia elétrica no país e, até mesmo, o próprio processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, com as suas frequentes modificações metodológicas apresentadas em cada novo ciclo de revisão tarifárias periódicas.

## 1.6 Estrutura do Trabalho

Assim, ao se propor analisar o processo de evolução dos índices de eficiência técnica e produtividade de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, através de um estudo de caso, aplicando-se a metodologia de Análise por Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis – DEA*), comparando-se a proposta desenvolvida e apresentada pela ANEEL

(Cenário C1) trabalhou-se com indicadores técnico-operacionais e econômico-financeiros<sup>15</sup>, que contribuíram na formação dos índices de eficiência técnica e dos índices de produtividade das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileira no cenário C2 (ANEEL + Qualidade). A fim de possibilitar o alcance dos objetivos propostos, o desenvolvimento da pesquisa se deu em momentos distintos, quais foram:

- a) Revisão de Bibliografia: A pesquisa iniciou-se por uma revisão de literatura a respeito dos temas envolvidos na problemática de estudo, englobando questões sobre: a caracterização histórica do processo atual de reestruturação do setor de energia elétrica, a interação do setor de energia elétrica com os aspectos relacionados à teoria de regulação econômica e a aplicação da metodologia DEA (usada pela ANEEL) na determinação de índices de eficiência técnica e produtividade de empresas distribuidoras de energia elétrica;
- b) Levantamento de Dados: Em seguida, foram realizados contatos junto à ANEEL (com êxito em termos de disponibilização de informações) e ao BNDES, à ABRADDEE e também à empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil (sem êxito em termos de disponibilização de informações) visando à obtenção de dados e informações a respeito dos insumos (*inputs*) e dos produtos (*outputs*), que no caso das informações da ANEEL constituem-se em dados secundários para a pesquisa; e
- c) Modelagem e Análise dos Dados: Com os resultados (índices de eficiência técnica e produtividade) obtidos a partir da aplicação das modelagens DEA aos cenários (o usado pela ANEEL e o proposto pelo trabalho), com as respectivas variáveis de pesquisa, apresentam-se as respostas (com base nas informações quantitativas) às questões sugeridas na pesquisa, analisando-se os resultados obtidos nas simulações e confrontando-os com a hipótese de trabalho de modo a verificar-se a existência da melhoria dos índices de eficiência técnica e de produtividade das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, no período de tempo avaliado, considerando-se a evolução do marco regulatório existente no Brasil.

Desta maneira, a estrutura do trabalho está apresentada em cinco capítulos. Este Capítulo 1, de forma breve, introduz a temática da pesquisa, que aborda o processo reestruturação do setor de energia elétrica brasileira, na medida em que visa apresentar aspectos relacionados com a investigação referente, não apenas, à mensuração da evolução

---

<sup>15</sup> Dados secundários fornecidos pela ANEEL (2012).

dos índices de eficiência técnica e de produtividade de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Mas também os aspectos relacionados com o contexto das relações existentes entre a tecnologia de produção utilizada por estas empresas e a qualidade dos serviços prestados por elas à sociedade, que se dá no processo cíclico de revisão tarifária periódica.

No Capítulo 2, apresenta-se uma revisão de bibliografia contendo, os principais estudos e trabalhos desenvolvidos durante os últimos anos, compreendendo o recente processo de reestruturação do setor de energia elétrica no Brasil. Também se realiza uma abordagem, em termos de revisão de literatura, contendo resumidamente os principais conceitos envolvendo aspectos da Teoria da Regulação Econômica. Além disso, destaca-se o uso da metodologia DEA aplicada ao setor de energia elétrica, na Europa e no Brasil, especificamente, em empresas distribuidoras de energia elétrica, para a mensuração dos índices de eficiência técnica e de produtividade.

No Capítulo 3 tem-se uma abordagem sobre a metodologia proposta para mensuração de eficiência e de produtividade. Assim, inicialmente, realizam-se exposições básicas referentes à descrição das 30 maiores empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, à fonte de dados e às variáveis da pesquisa. Na sequência são apresentados os princípios e técnicas de mensuração de eficiência e de produtividade juntamente com a metodologia de análise por envoltória de dados (DEA), descrevendo-se a modelagem do Índice de Eficiência DEA e do Índice de Produtividade de Malmquist.

No Capítulo 4, são apresentados as análises e os resultados das modelagens DEA para eficiência técnica e produtividade referente as 30 maiores concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil.

Já o Capítulo 5, apresenta as considerações finais da pesquisa, através de discussão dos resultados de eficiência técnica e de produtividade alcançados com as modelagens DEA e também estão disponíveis algumas sugestões para trabalhos futuros.

Além disso, apresenta-se uma listagem das referências bibliográficas utilizadas no desenvolvimento deste trabalho, e complementarmente, informações adicionais estão dispostas no Apêndice. Como por exemplo, o banco de dados das variáveis de pesquisa, os testes estatísticos, as tabelas com os resultados referentes às medidas de eficiência técnica, avaliação de escala de produção e de produtividade (em ambos os cenários), além dos gráficos dos testes de normalidade das variáveis de pesquisa e dos resultados da modelagem DEA, de modo a concretizar as informações apresentados ao longo do trabalho.

## **2 REVISÃO DE BIBLIOGRAFIA**

### **2.1 O Recente Processo de Reestruturação do Setor de Energia Elétrica no Brasil**

#### **2.1.1 Aspectos Antecedentes do Recente Processo de Reestruturação do Setor de Energia Elétrica no Brasil (1990 até 1994)**

O setor de energia elétrica brasileiro<sup>16</sup>, em decorrência das transformações ocorridas na economia do país, iniciadas na década de 90 (alavancadas pelo Consenso de Washington e seus Programas de Ajustamento na América Latina, aplicados pelo BIRD/BID), paralelamente à promulgação das várias leis e decretos, como por exemplo, a Lei Nº 8.031/90 (que tratava do Programa Nacional de Desestatização - PND), em nível nacional, foi impactada diretamente pela estratégia desenvolvida pelo Governo Federal e, em nível estadual, foi atingida por Programas Estaduais de Desestatização (PED), que incluíram, na maioria deles, os ativos das empresas estaduais do setor elétrico.

O setor elétrico brasileiro organizava-se em segmentos de geração, de transmissão e de distribuição, tradicionalmente, em maior parte, constituídos por empresas estatais monopolistas controladas pelos governos federal, estaduais e municipais e, em menor parte, formados por empresas privadas.

Destacando-se que algumas empresas atuavam em segmentos específicos, enquanto que outras empresas atuavam verticalmente integradas. Além disso, destaca-se que as dificuldades financeiras setoriais aumentaram devido à grave insuficiência tarifária (em decorrência do congelamento de preços) e dado o elevado grau de endividamento das estatais. (AMARAL FILHO, 2010).

Na Figura 1 a seguir, se ilustra a composição básica dos segmentos (geração, transmissão, distribuição e comercialização) que fazem parte do setor de energia elétrica no Brasil (situação que também se verifica ao nível mundial).

---

<sup>16</sup> Destaca-se que o Brasil, com suas dimensões territoriais muito amplas, apresentava-se com um sistema elétrico baseado, principalmente, em usinas hidrelétricas e com uma complexa e extensa malha de linhas de transmissão de energia elétrica e de redes de distribuição de energia elétrica. O BNDES (2000) destaca que, em 1999, a capacidade instalada de fonte hidráulica representava 90%, caracterizando-se ainda como uma das peculiaridades do setor de energia elétrica brasileiro. Já em 2011, de acordo com a ANEEL (2012) esta mesma capacidade instalada representava 66,5% da capacidade instalada total do setor elétrico brasileiro.

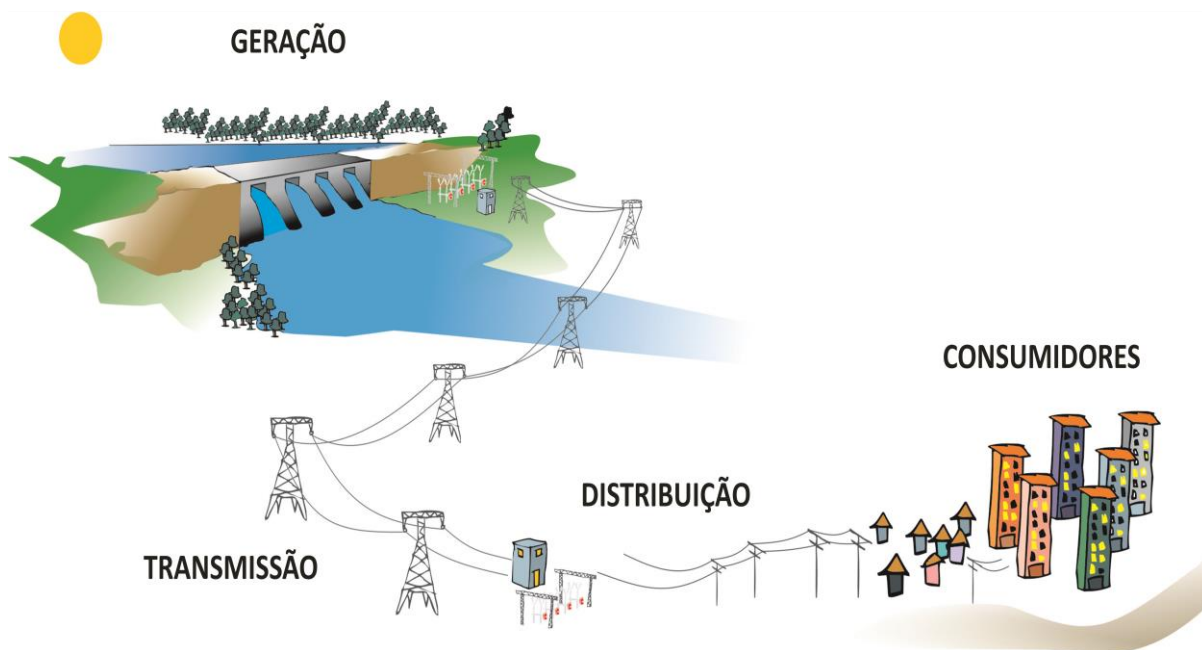


Figura 1 – Composição Básica do Setor Elétrico Brasileiro.  
 Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2011d).

Com a promulgação da Lei Nº 8.631/93, importantes mudanças no setor elétrico brasileiro ocorreram no que se refere à implantação de uma nova regulação econômica, destacando-se os seguintes pontos: a) a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica; b) a extinção da “remuneração garantida” determinada pela regulação pelo retorno de investimento e também o fim da Conta de Resultados a Compensar (com a realização da compensação das dívidas intra e extra-setoriais); e c) o fim da “equalização tarifária nacional”, onde os reajustes tarifários se realizariam por legislação específica (usando-se “fórmulas paramétricas”).

### 2.1.2 A Primeira Reforma Institucional do Recente Processo de Reestruturação do Setor de Energia Elétrica no Brasil (1995 até 2002)

As mudanças mais radicais vieram a ser introduzidas a partir de 1995, com a aprovação da Lei Nº 8.987/95 (a chamada Lei das Concessões), desencadeando-se efetivamente o processo de reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro. A Lei das Concessões foi regulamentada pela Lei Nº 9.074/95, posteriormente regulamentada pelo Decreto Nº 2.003/96, que tratava sobre o regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica, instituindo-se o direito de concessão de



serviços públicos<sup>17</sup> a consórcios de empresas, permitindo a sua subconcessão e a sua transferência de concessão. O grande efeito prático, de curto prazo, da Lei das Concessões, apontado por Pires (2000), foi viabilizar o início da privatização no setor de energia elétrica do país (iniciando-se com a Escelsa, em 1995, e com a Light, em 1996), visto que, em relação aos objetivos desejados de estímulo à entrada de novos agentes de energia elétrica, o aspecto da indefinição tarifária, mais uma vez, fez com que esta situação não se concretizasse.

O processo de reestruturação do setor de energia elétrica no Brasil, período compreendido entre 1995 e 2002, visava solucionar questões relacionadas com um modelo de organização industrial, suas implicações estruturais, institucionais, jurídicas, além dos arranjos comerciais que nortearam os negócios de geração, de transmissão e distribuição de energia elétrica, e ainda a operação do sistema interligado, o planejamento da expansão, etc.

Assim, a delineação do processo de reestruturação do setor de energia elétrica brasileira se intensificou com a promulgação da Lei Nº 9.427/96, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)<sup>18</sup>, órgão regulador federal do setor elétrico brasileiro, que substituiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão subordinado ao Ministério de Minas e Energia.

Com isso, a consultoria britânica *Coopers & Lybrand* em conjunto com técnicos da Secretaria de Energia Elétrica (SEE), coordenados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), elaborou um Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), que apresentou uma série de sugestões, visando responder a um conjunto de questionamentos inicialmente apresentados e equacioná-los. Essa proposta apresentada ao Governo Federal representava a substituição de um sistema de monopólio por um sistema competitivo de mercado, considerando-se as especificidades do setor de energia elétrica nacional quanto ao regime hidrológico das bacias, a disponibilidade de carvão mineral e de gás natural, a diversificação entre as áreas de produção e consumo de energia elétrica, o estágio de industrialização das regiões geográficas, o cenário político, econômico e social, entre outros. (GOMES, 1998)

---

<sup>17</sup> A Lei das Concessões, no caso do setor elétrico brasileiro, determina o prazo de 30 anos de concessão para os segmentos de transmissão e de distribuição de energia elétrica, e de 35 anos para o segmento de geração de energia elétrica, sendo prorrogáveis por iguais períodos.

<sup>18</sup> É uma instituição estabelecida através de uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que foi criada pela Lei Nº 9.427 de 1996, onde a sua missão é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. E dentre as suas principais responsabilidades tem-se: a) a mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico; b) a realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; e c) a licitação para aquisição de energia para os distribuidores.

Pontes (1998) ressalta que as recomendações da consultoria davam ênfase à introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, à adoção de uma total neutralidade no planejamento operacional, na programação e no despacho de carga e à prática de uma política de livre acesso ao sistema de transmissão de energia elétrica, com a criação de novos agentes para o mercado.

Além disso, outras proposições destacavam a necessidade de promover a desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, a necessidade de existir um número razoável de empresas de porte semelhante, possibilitando a criação do mercado atacadista de energia (MAE), evitando-se acordos por empresas dominantes no mercado e, por último, separar as atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica, possibilitando a concorrência no varejo. (PONTES, 1998).

Em linhas gerais, para que o processo de reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro ocorresse de forma gradativa, sem maiores traumas para as empresas e consumidores, e sem prejudicar a operação do sistema elétrico do país, deveria ser considerada a eficiência econômica do setor como um todo, além da autossustentação do setor visando garantir a expansão do sistema, a operação do sistema com elevado grau de confiabilidade e de qualidade e a prestação dos serviços de forma universal e não discriminatória. (SILVA, 2001).

Entretanto, em 1999 e 2000, muitas dificuldades surgiram durante esta primeira reforma institucional decorrente do processo de reestruturação do setor de energia elétrica no Brasil, como por exemplo, a dificuldade com a expansão da geração, acarretando na criação do Programa Prioritário de Térmicas (PPT), sem obter o êxito desejado. E em seguida, verificou-se o racionamento de energia elétrica (o chamado “apagão” do setor elétrico brasileiro), observado entre os anos de 2001 e de 2002, que ocasionou uma redução de 20% no consumo de eletricidade e perda de economias de escala. Com isso, iniciaram-se em 2002, novas tentativas de “revitalização” e de ajustes ao modelo. (AMARAL FILHO, 2010).

### 2.1.3. O Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica no Brasil (de 2003 até os dias atuais)

Em 2003, o Governo Federal reabre as discussões sobre o modo de funcionamento do setor elétrico brasileiro. E neste cenário de mudança, como destaca Amaral Filho (2010), já

em 2004, o Governo Federal lançou as novas bases de mudanças na regulação econômica, sustentadas legalmente pela Lei Federal Nº 10.847 e Nº 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que trata sobre o novo modelo institucional para o setor elétrico brasileiro. Na Figura 2, observa-se a nova estrutura básica do setor de energia elétrica no Brasil, conforme o Ministério de Minas e Energia.



Figura 2 – Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.  
Fonte: Compilação Própria. Baseado no ONS (2013).

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico à longo prazo (através da Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (através do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME), a atuação da ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras) como *holding* (dividida em geração, em transmissão e em distribuição de energia elétrica), a definição do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) como órgão de

assessoramento da Presidência da República para formulação de políticas e diretrizes para o setor elétrico brasileiro e a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de Energia Elétrica; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Agentes Comercializadores, Agentes Importadores, Agentes Exportadores e Consumidores Livres de Energia Elétrica.

Assim, conforme o Ministério de Minas e Energia (2003), ao desenvolver um novo modelo institucional para o setor de energia elétrica brasileira o Governo Federal tinha como principais objetivos os pontos que seguem:

- a) **garantir a segurança do suprimento de energia elétrica** (condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável, e em termos técnicos, permitirá que se aumente o grau de confiabilidade do sistema elétrico brasileiro), sendo que o modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes do setor, como por exemplo, a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda;
- b) **promover a modicidade tarifária**, ou seja, o menor custo possível para o consumidor, que é o fator essencial para o atendimento da função social da energia elétrica e que concorre para a melhoria da competitividade da economia (sendo que este modelo permitirá chegar-se a uma matriz energética que aproveite melhor as vantagens da hidroeletricidade e da energia térmica ao estabelecer uma competição por preços no processo de comercialização da energia) e em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos;
- c) **promover a inserção social por meio do setor elétrico brasileiro**, em particular, pelos programas de universalização de atendimento (Programa Luz para Todos). A inserção social busca promover a universalização do acesso e do uso do serviço de

energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica.

- d) **assegurar a estabilidade do marco regulatório**, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema elétrico brasileiro.

Desta forma, a regulação econômica é essencial onde existem falhas de mercado, monopólios naturais e os investimentos exigem um longo prazo de maturação. Uma agência reguladora bem estruturada, que a partir das definições políticas gerais, oriundas da legislação e do Poder Executivo, possa exercer seu papel com autonomia, é pré-condição para a expansão do setor elétrico e a atração de investimentos.

Ainda, de acordo com o Ministério de Minas e Energia (2012), o novo modelo do setor elétrico brasileiro tem como objetivo estabelecer:

- a) uma definição clara das funções e atribuições dos diversos agentes institucionais existentes, estabelecendo com nitidez suas responsabilidades e aperfeiçoando sua governança, através:
- da restauração do papel de Poder Concedente do MME;
  - do reforço da função reguladora (fiscalizadora e mediadora) da ANEEL; e
  - da melhoria da governança do ONS, com ênfase na sua independência.
- b) as atribuições principais dos agentes institucionais existentes no setor de energia elétrica brasileiro (o CNPE, o MME, a ANEEL, o ONS e ELETROBRÁS);
- c) a criação de novas instituições (a EPE, a CCEE e o CMSE), com o objetivo de complementar o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, estabelecendo as suas novas funções e atividades.

De modo a realizar-se um fechamento esquemático para este capítulo, que aborda historicamente o recente processo de reestruturação do setor de energia elétrica no Brasil, apresenta-se a Figura 3, que busca organizar, simplificadamente, a evolução cronológica deste referido processo. Com isso, considerando o seu início no ano de 1994 (em um cenário de gestão estatal das empresas de energia elétrica e com uma regulação por retorno do investimento) e expandindo-o até os dias atuais (em um cenário de gestão estatal/privada das empresas de energia elétrica e com uma a regulação por incentivos).

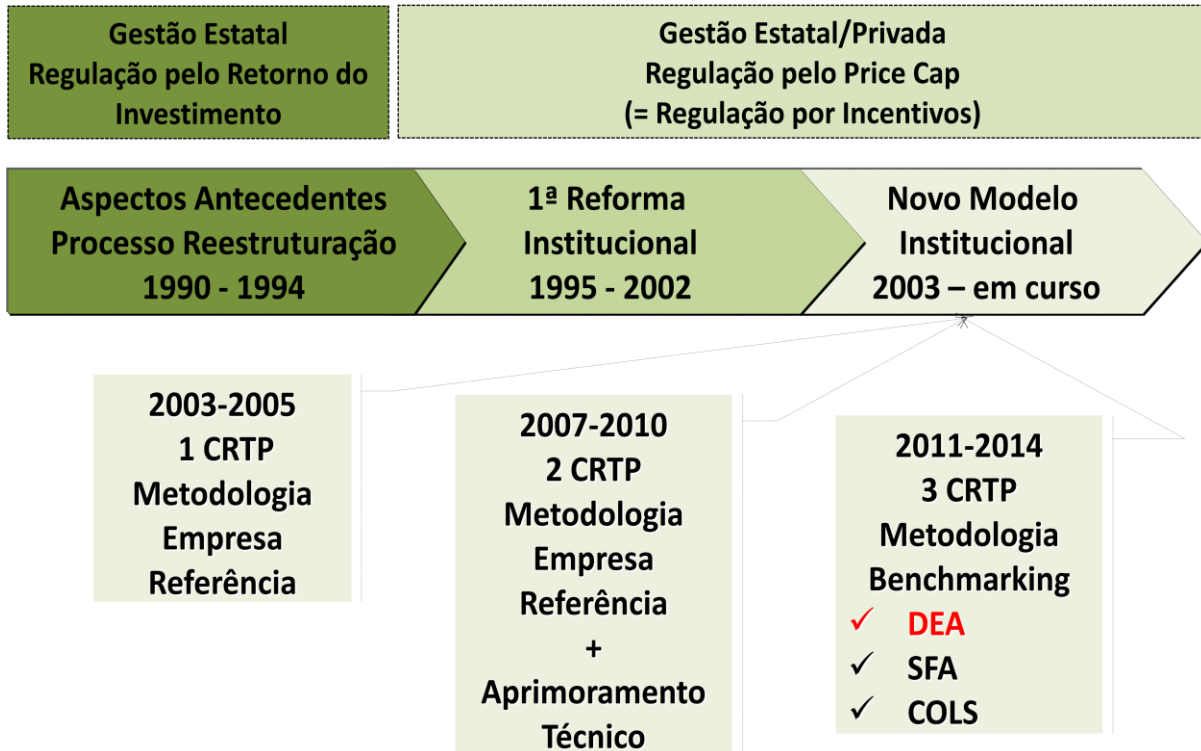


Figura 3 – Esquema do Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (1994-2010).  
Fonte: Compilação Própria.

Observa-se que ocorreram três grandes reformulações institucionais neste intervalo de tempo, destacando-se também que, em termos de consolidação do processo de regulação econômica, ainda não se verificou um posicionamento definitivo para o setor elétrico brasileiro.

## 2.2 A Teoria da Regulação Econômica

### 2.2.1 Regulação ou Regulamentação?

Percebe-se que o termo regulação vem sendo amplamente utilizado, desde a década de 80, em decorrência do forte movimento de reestruturação e transformação da economia mundial. Portanto, deve-se esclarecer a conotação empregada ao termo regulação, que é utilizado pelas duas principais correntes de teoria da regulação, ou seja, a americana e a francesa, uma vez que seu significado se distingue pela amplitude de sua abrangência.

De acordo com Theotônio (1999), a teoria da regulação americana, que enfoca a intervenção do Estado em determinados setores da economia, em especial nos setores de

infraestrutura, está adotando o termo regulação para sentidos ambíguos. Ou seja, a regulação tratada pela teoria da regulação americana não possui o significado tão abrangente, que envolveriam elementos associados à intervenção de outros agentes na economia, como é o caso da teoria da regulação francesa. Este fato ocorre devido à limitação da língua inglesa, onde o termo *regulation* tem sido utilizado para qualquer conotação, já as línguas de origem latina permitem a distinção entre os termos regular e regulamentar.

Para Mitinick (1999), a regulação consiste na restrição intencional da atividade econômica de uma empresa, por uma instituição externa não envolvida diretamente na atividade da empresa regulada, ou seja, trata-se de uma política administrativa pública de uma atividade privada, com respeito a uma regra prescrita no interesse público.

Contudo, Aglietta (1991) destaca que a presença do Estado na economia é apenas um dos mecanismos<sup>19</sup> que regulam a atividade econômica, sendo que esta ação estatal, que se realiza por meio de normas e de regras, deve ser chamada de regulamentação.

Assim, a regulamentação, como conceituou Pontes (1998), apresenta-se como um dispositivo usado pelo governo para interferir no funcionamento de um setor, afetando a sua estrutura e a conduta das empresas incumbentes, visando alcançar um determinado desempenho.

Já para Pinto Júnior e Fiani (2013), a definição de regulação apresenta-se como qualquer ação governamental visando limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos. Como exemplo, eles destacam a situação onde um agente regulador (responsável por algum setor econômico) estabelece uma tarifa para um determinado serviço, e observam que ele está efetivamente limitando a liberdade de escolha que as empresas tem em fixar o preço de suas atividades. Além disso, ressaltam que a regulação é um conceito mais amplo do que apenas a regulação de preços (tarifária), pois também compreende a regulação da qualidade, a regulação da quantidade, a regulação de segurança do trabalho, entre outras.

A maioria dos trabalhos realizados no Brasil adota o termo regulação referindo-se à interferência do governo nos diversos setores da economia, salvo algumas exceções, sendo então o seu uso mais comum. Portanto, o termo regulação, quando mencionado neste trabalho, estará associado ao sentido menos abrangente, nos moldes da teoria da regulação americana, tendo ainda o mesmo significado que o termo regulamentação.

---

<sup>19</sup> Segundo Coutinho (1990), são cinco os mecanismos que regulam a atividade econômica, que garantem o regime de acumulação e que caracterizam o modo de desenvolvimento da economia, quais sejam: a) a forma de configuração de uma relação salarial; b) a forma de gestão da moeda; c) as estruturas das organizações de mercado ou as formas de concorrência intercapitalista; d) o modo de inserção na economia mundial; e e) a forma de intervenção do Estado, enquanto regulador e estimulador das atividades econômicas.

## 2.2.2 Os Princípios Básicos da Teoria da Regulação Econômica

Muitos acreditam que as soluções dos problemas econômicos estejam ligadas à competição, e que o monopólio seja o causador das imperfeições diante da busca do bem-estar social. Assim, tem-se que:

Os mercados competitivos têm se mostrado desejáveis, porque eles se apresentam economicamente eficientes, desde que não haja externalidades<sup>20</sup> e nada impeça o funcionamento do mercado, a soma total de excedente do consumidor e do produtor será a maior possível. (PYNDICK e RUBINFELD, 1994, p.556).

O monopólio exerce um forte custo social e a regulação é um instrumento que busca evitar que determinadas empresas acumulem excessivamente o poder de monopólio. Em geral, a regulação ocorre através de leis antitrustes ou pela regulamentação de preços, um recurso que pode eliminar a perda bruta, resultante deste poder de mercado.

Nos setores onde predominam o monopólio natural, como as concessões de redes de distribuição de energia elétrica, a regulação de preços é mais frequente. A legislação antitruste, por sua vez, procura limitar o poder de mercado, seja dos vendedores ou, seja dos compradores, onde suas ações, se livres, resultariam em uma perda bruta. O excessivo poder de mercado também ocasiona problemas de falta de equidade e imparcialidade: se uma empresa possui um significativo poder de monopólio, ela estará lucrando à custa dos consumidores. (PINTO JÚNIOR e FIANI, 2013).

Teoricamente, segundo Pyndick e Rubinfeld (1994), poderia haver incidência de impostos sobre o excesso de lucros de uma empresa e o valor arrecadado poderia ser redistribuído aos compradores dos produtos. Entretanto, com frequência tal redistribuição torna-se impraticável, devido à sonegação por parte das empresas. A alternativa utilizada pelos órgãos reguladores, na grande maioria dos países, seria a regulamentação direta de preços, para os casos de monopólio natural, e para os demais casos, outras medidas que impeçam a empresa obter excessivo poder de mercado.

Para Possas et al. (1997) a regulação envolve dois padrões básicos: a) a regulação dos serviços públicos de infraestrutura (*utilities*), onde o caráter interventivo é denominado de regulação ativa; e b) a regulação de mercados em geral, destinada à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas (antitruste) normalmente denominada de regulação reativa.

---

<sup>20</sup> O conceito de externalidade pode ser entendido como sendo um efeito lateral de uma decisão econômica ou não, que pode beneficiar ou prejudicar um agente econômico não partidário dela, caracterizando-se como uma falha de mercado.



A regulação ativa é o tipo de intervenção que não induz à concorrência, mas tende a substituí-la por mecanismos e metas regulatórias, especialmente nos setores de infraestrutura, onde, devido à presença de significativas economias de escala e de escopo, se verifica a necessidade de um *trade off* entre concorrência e eficiência econômica. Reconhecem-se, também, os efeitos das externalidades, como um elemento importante, quando da reforma o aparato regulatório.

A regulação reativa, por outro lado, está sujeita à supervisão geral da concorrência e das autoridades antitruste e está inserida nas atividades do mercado. Ainda que estas atividades possam mostrar altos graus de concentração industrial, as regulamentações e as leis antitrustes mostram-se adequadas tanto para estimular a concorrência – mesmo em estruturas oligopolistas – quanto para prevenir prejuízos potenciais.

### 2.2.3 Os Mecanismos de Regulação Econômica

Quanto à discussão sobre os mecanismos de regulação econômica, definida por Possas et al. (1997), restringe-se essencialmente à regulação ativa dos serviços públicos de infraestrutura, ou seja, às regras de tarifação, uma vez que a regulação reativa preocupa-se com o controle preventivo de atos de concentração econômica, os quais podem no limite ser desconstituídos, se houver forte presunção de graves prejuízos à concorrência, bem como multas e outras sanções, no caso de infrações à lei decorrentes de condutas anticompetitivas.

Na sequência, descrevem-se alguns mecanismos de regulação, enfocando-se, principalmente, as regras de tarifação. Além disso, estes mecanismos serão abordados mais adiante de maneira a relacionarem-se com a eficiência econômica (e também a eficiência alocativa e a eficiência técnica), considerando-se a experiência internacional<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> Assim, como destaca Gomes (1998), há outras formas de regulação por incentivo, como os benefícios compartilhados (*benefit sharing* ou *sliding scale*), que sugerem limites inferiores e superiores para as taxas de retorno do investimento ou para taxas de distribuição de dividendos. Taxas superiores ao máximo permitido levarão a empresa a repartir parte de seu lucro excessivo com consumidores e acionistas. No sentido inverso, taxas inferiores ao mínimo estabelecido permitirão com que as empresas repassem parte do prejuízo aos consumidores e acionistas. E também se salienta que a regulação por incentivos não se aplica somente a custos, mas pode ser usada para estimular outras medidas de acompanhamento de desempenho, como por exemplo, envolvendo aspectos de gestão, aspectos técnicos e de qualidade. Um exemplo desse tipo de regulamentação no tocante à conduta da empresa é o incentivo para o uso de programas de conservação de energia ou programas de gerenciamento pelo lado da demanda (os chamados programas GLD).

### 2.2.3.1 Tarifação pela taxa interna de retorno

Como apresentam Pires e Piccinini (1998), os Estados Unidos da América adotam, tradicionalmente, a tarifação pela taxa interna de retorno, também chamada de tarifação pelo custo do serviço, na regulação tarifária de monopólios naturais, onde os preços devem remunerar os custos totais, além de conter uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor.

Os principais problemas estão na dificuldade de avaliar custos, que servem à determinação do preço, especialmente devido à assimetria de informações entre empresas e órgão regulador, no caráter controvertido da definição dos custos (históricos ou de reprodução) e na indefinição a priori sobre a taxa de retorno arbitrada.

De modo geral, como destaca Possas et al. (1997), este regime tarifário é criticado por induzir à ineficiência (falta de estímulo à redução de custos, na ausência de competidores) e, possivelmente, resulta em sobreinvestimento, além de acarretar elevados custos de regulação (obtenção e processamento de informações, monitoração de desempenho, consultoria, etc.).

### 2.2.3.2 Tarifação pelo custo marginal

A tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento, e sua principal motivação, aproveitando-se da característica multiproduto dos vários segmentos dos setores de infraestrutura, atingindo uma maior eficiência econômica. Então, como se expõem:

As tarifas são diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural, etc.) e com outras características do sistema, tais como estações do ano, horários de consumo, níveis de voltagem, regiões geográficas, etc. (PIRES e PICCININI, 1998, p.13).

De acordo com Possas et al. (1997), as principais dificuldades desta tarifação referem-se à qual critério adotar para cobertura dos custos fixos e à complexa informação necessária sobre custos em geral e aos os problemas de assimetria de informação envolvidos.

### 2.2.3.3 Tarifação *price cap*

A introdução da tarifação *price cap* (também chamada de preço-teto) ocorreu inicialmente na Inglaterra (no setor de energia elétrica). Para Pires e Piccinini (1998), este

mecanismo constitui-se na definição de um preço-teto para os preços médios da empresa a partir da equação  $p = RPI - X + Y$ .

Tem-se que o fator RPI (*retail price index*) representa o reajuste por índice de preços corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor. Já o fator X indica o percentual equivalente de produtividade, ou seja, de previsão de redução de custos por aumento da produtividade, com o objetivo de estimular, de forma muito simples e transparente, a busca de aumento da eficiência microeconômica. Sendo que o fator Y refere-se ao repasse de custos para os consumidores, capaz de absorver aumentos dissociados do comportamento incremental de longo prazo da tecnologia e da produtividade (podendo, evidentemente, abranger também reduções imprevistas de custos).

As desvantagens apontadas por Possas et al. (1997) consistem, principalmente, na dificuldade em lidar com situações de multiproduto, para as quais uma possível solução seria adotar diferentes *caps* (tetos), na dificuldade em aferir melhorias de qualidade eventualmente alegadas e na definição inicial do preço básico do qual se parte para reajustes periódicos.

#### 2.2.3.4 Tarifação *revenue cap*

O mecanismo de tarifação *revenue cap* (também chamada de receita-teto) regula o máximo de receita permitida que uma empresa possa ter, estabelecendo limites neste total da receita ao invés de fixar preços teto por unidade produzida. Sendo que este mecanismo faz sentido em empresas de elevado custo fixo, onde a variação da quantidade vendida pouco afeta a variação dos custos totais. (GOMES, 1998).

O objetivo do regulador é fornecer à empresa os incentivos para maximizar seus lucros pela minimização dos custos e permitir que as empresas retenham a economia alcançada. Entretanto, o método tem sido criticado por limitar a competição. (PIRES, 2000).

No setor de energia elétrica, como a receita de uma empresa relaciona-se ao volume de energia vendida e aos seus custos fixos, as empresas lucram, encorajando seus consumidores a gastar mais energia elétrica, contrariando a ideia de efficientização energética. Dessa forma, Gomes (1998) destaca que a tarifação *revenue cap* reduz a exposição da empresa ao risco sistemático, sem prejudicar o incentivo para contenção de custos e o uso eficiente da energia elétrica.

### 2.2.3.5 Regulação pelo desempenho (*yardstick competition*)

Outra possibilidade de se incentivar a competição em monopólios naturais chama-se comparação de desempenho (*performance*) ou *yardstick competition*. Baseia-se na comparação do desempenho de cada empresa, em determinada região, esperando-se uma competição indireta, em termos comparativos com o *benchmark* do setor escolhido.

Porém, como destaca Pires (2000), é importante que duas premissas sejam verificadas para que o uso dessa prática obtenha êxito: a) a não colusão entre empresas e b) as condições semelhantes de custos e de demanda. E para que empresas possam ser comparadas em termos de desempenho é preciso que sua função de produção seja similar, pois do contrário não há possibilidade de comparação, daí a fragilidade do modelo.

Ainda, segundo Possas et al. (1997), o desempenho das empresas reguladas é aferido pela comparação com uma referência média, um *benchmark*, que induza o acompanhamento de aumentos de produtividade e redução de custos praticados por outras empresas do setor. Mas um inconveniente é a possível colusão entre essas empresas para apropriar-se de sobrelucros.

Este mecanismo complementar de regulamentação tarifária baseia-se na introdução de incentivos à maior eficiência pela eliminação de excessos de assimetria de informações quando há várias empresas reguladas, por exemplo, quando ocorre distribuição em âmbito regional dos serviços.

Avaliando os diversos mecanismos de regulação listados acima, de acordo com Gomes (1998), destaca-se que uma regulação híbrida pode possibilitar um alcance de maiores ganhos em termos de eficiência econômica (eficiência técnica e alocativa).

Por sua vez, Jamasb e Pollitt (2005) destacam que na metodologia de esquemas híbridos (*hybrid schemes*) os mecanismos de regulação não podem ser observados de uma forma isolada. As considerações práticas e a variedade dos objetivos de regulação frequentemente resultam no uso de mecanismos combinados, mas podem resultar numa alocação ineficiente de recursos.

Desta forma, com a abordagem dos principais mecanismos de regulação econômica, busca-se apresentá-los de modo a perceber-se que suas aplicações possam restringir os danos provocados pelos setores ao interesse público, quando estas se afastam da competição. No entanto, naqueles setores onde a competição se torna possível é melhor que estas permaneçam sem a interferência governamental, uma vez que a regulação tem altos custos e estes custos envolvem direitos de administração e também despesas indiretas.

## 2.2.4 A Regulação Econômica e a Eficiência Econômica

Segundo Possas et al. (1997), o objetivo central da regulação econômica não é buscar a competição como um fim em si mesmo, mas utilizar da concorrência para alcançar eficiência econômica nos mercados. Neste sentido, este autor afirma que:

A regulação das atividades da indústria de energia elétrica promove, tanto quanto possível, um ambiente competitivo, favorável à prática de preços não monopolistas e à qualidade dos serviços prestados, bem como à incorporação e difusão de novas tecnologias e serviços mais modernos, tendo em vista atingir a eficiência econômica e o bem-estar social (POSSAS et al., 1997, p.87).

Também para Possas et al. (1997), a eficiência técnica consiste na utilização, com máximo rendimento e mínimo custo, da estrutura produtiva instalada e sua respectiva tecnologia. Enquanto que a eficiência alocativa tornou-se (dado a sua aplicação nas áreas de microeconomia e economia industrial), praticamente, sinônimo de eficiência econômica, tendo sua origem no ótimo de Pareto. Assim, considera-se que o máximo de transações é alcançado neste ponto, onde maior renda é gerada e que os agentes estão num grau ótimo de satisfação, pois não podem melhorar sua situação sem prejudicar a de outro.

Desta forma, pode-se constatar que dada a inviabilidade operacional de alterar a estrutura de mercado numa direção mais competitiva, a presença de concorrência potencial numa estrutura concentrada (ameaça de entrada), no caso da regulação reativa, ou a administração de preços razoáveis (não abusivos, próximos dos custos) e outras condições aceitáveis, no caso da regulação ativa, podem estimular a eficiência econômica.

No Quadro 1 são apresentados em resumo os dois mecanismos de regulação adotados no setor elétrico brasileiro, em momentos distintos, que são: a Regulação pelo Retorno do Investimento já usado e a Regulação por Incentivo ainda em uso, para incentivar a eficiência econômica das concessionárias possuem pontos fortes e fracos. Sendo que em todas as formas há limitações no sentido da necessidade de muitas informações, tornando-se difícil julgar qual deles pode ser considerada a melhor. (PINTO JÚNIOR et al., 2007).

Quadro 1 – Características dos Principais Mecanismos de Regulação Econômica Usados no Setor de Energia Elétrica no Brasil.

<b>Tipo de Mecanismo</b>	<b>Taxa Interna de Retorno (Regulação pelo Retorno do Investimento)</b>	<b>Price Cap (Regulação por Incentivos)</b>
<b>Objetivos / Características</b>	✓ Garantir o reajuste de preços que permita o reembolso integral dos custos.	✓ Garantir um preço teto, menos um índice negociável X, fixado <i>ex ante</i> (indicador de produtividade (RPI-X)).
<b>Pontos Fortes / Vantagens</b>	✓ Assegurar a viabilidade econômica da empresa; ✓ Estimular o investimento, aspecto importante em fase de forte expansão.	✓ Proteção dos consumidores; ✓ Estimular a redução de custos.
<b>Pontos Fracos / Desvantagens</b>	✓ Tendência à má alocação de recursos (efeito Averch- Johnson). ✓ Multiplicação de reajustes; ✓ Nenhum estímulo à redução de custos.	✓ Necessidade de definição de um padrão mínimo de qualidade; ✓ Critério para revisão do parâmetro X (assimetria de informação); ✓ Se o ambiente econômico é incerto: o <i>cap</i> é alto, ou o prazo para a revisão de X é longo
<b>Incentivo à Eficiência Econômica</b>	✓ Tarifação focada mais na <b>eficiência alocativa</b> , porém não são eficazes para incentivar a redução de custos	✓ Tarifação orientada para a busca da <b>eficiência técnica</b> , mas são insatisfatórios no tocante à eficiência alocativa.

Fonte: Adaptação do Autor. Pinto Júnior, Almeida, Bomtempo, Iooty e Bicalho. (2007).

Em suma, observando-se estes dois principais mecanismos de regulação econômica, embora com o mesmo intuito, apresentam características diferentes quanto a sua aplicação no setor de energia elétrica no Brasil. Além disso, formas alternativas têm sido sugeridas, a exemplo dos mecanismos de regulação híbridos *price cap* e *revenue cap* (no qual o controle seria feito sobre as receitas das concessionárias) ou ainda *price cap* e regulação por incentivo.

Sugere-se, então, de acordo com Gomes (1998), uma combinação com a tarifação *revenue cap* para contrabalançar os níveis de custos fixos e variáveis de um setor. Sendo que a tarifação *price cap* não deve ser usada em setores com elevado nível de custos variáveis, pois, nesse caso, um aumento na demanda poderia aumentar os custos sem uma correspondência na receita, expondo a empresa a elevados riscos.

Outro mecanismo de regulação híbrido é a junção do *price cap* e a *yardstick competition*, que incorpora alguns esquemas de incentivo, tipo distribuição de lucros à tarifação *price cap*. Possibilitaria uma forma de dividir o lucro excessivo que uma firma pode auferir com a tarifação *price cap* entre os consumidores e acionistas. (GOMES, 1998).

#### 2.2.4.1 A regulação econômica e a eficiência técnica

No setor de energia elétrica do Brasil, tradicionalmente, verifica-se dois mecanismos de regulação econômica de custos para empresas monopolistas, já definidos anteriormente, ou seja, a tarifação pela taxa interna de retorno (também chamada de tarifação pelo custo do serviço), não mais utilizada, e a tarifação *price cap* (preço teto), utilizada atualmente.

Considerando-se a ótica do produtor, a tarifação pela taxa interna de retorno é vantajosa, como aponta Gomes (1998), pois tem assegurada a remuneração de seu investimento. Do ponto de vista dos consumidores, estes se sentem mais seguros contra abusos do poder de mercado pelo monopolista, uma vez que existem limites para a remuneração dos investimentos. Entretanto, este tipo de aparato regulatório contém algumas limitações. A primeira delas é a dificuldade de determinação do valor-base, isto é, o investimento sobre o qual se aplica a taxa de retorno.

Ainda, para Gomes (1998), existem investimentos cuja justificativa econômica é duvidosa, cabendo ao regulador glosá-lo ou não da base de cálculo da remuneração. A avaliação do custo de capital a ser utilizado como balizador da taxa de remuneração também é um processo complexo, pois cada empresa possui uma estrutura de capital diferente e nem todas as empresas possuem ações cotadas em bolsas. E as assimetrias de informação entre o regulador e a empresa podem levar à manipulação de dados por parte desta última, com o objetivo de apropriação de lucros extraordinários, constituindo outro ponto fraco da tarifação pela taxa interna de retorno.

Assim, destaca-se que, na hipótese de a taxa de retorno estar acima do custo de capital, este critério dará origem ao efeito Averch-Johnson, ou seja,

As empresas são estimuladas a sobreinvestir, pois a sobreutilização do capital proporciona uma remuneração da taxa de desconto superior a depreciação deste capital, gerando um uso subótimo das plantas. Entretanto, em períodos de elevação da taxa de juros e de incerteza macroeconômica, a tendência é inversa. (PIRES, 2000, p.12)

A tarifação *price cap* estabelece um preço-teto para os produtos e serviços oferecidos por uma empresa e propõe uma solução de incentivo à eficiência técnica. Teoricamente, segundo Pires (2000), a tarifação *price cap* é considerada como incentivadora à eficiência técnica, pois com os preços limitados, o produtor seria estimulado a reduzir custos para auferir maiores lucros.

Todavia, a aplicação da tarifação *price cap* também apresenta algumas dificuldades, diversamente à tarifação pela taxa interna de retorno, pois ela não se preocupa com custos históricos, e possui uma tendência prospectiva. Ao fixarem-se os preços, como salienta Gomes (1998), as empresas se comportam estrategicamente tendo em vista as futuras revisões de preços.

Dessa forma, quando a revisão de preços se aproxima, as empresas têm pouco estímulo para conter seus custos, para que o órgão regulador fixe um menor fator X para o novo preço. Além disso, o órgão regulador deve ficar atento para os padrões de qualidade dos serviços prestados, pois as empresas podem sacrificá-los de forma a abaixar custos.

Outra questão no que diz respeito da tarifação *price cap*, como constataram Santana e Gomes (1999), se refere à sua vulnerabilidade quanto à variação de custos exógenos, que não são controláveis pela empresa, como por exemplo, uma brusca variação na demanda. Assim, as empresas, com elevados custos fixos, submetem-se ao risco de uma queda brusca na demanda, sem que seus custos possam ser reduzidos de forma significativa. Por outro lado, as empresas de elevados custos variáveis, ficam fragilizadas com o risco da elevação brusca na demanda, visto que os custos serão repassados ao consumidor somente no próximo período de revisão tarifária.

#### 2.2.4.2 A regulação econômica e a eficiência alocativa

Ao aplicar-se a regulação econômica em um setor, os parâmetros tradicionais se limitam a verificar a existência de monopólios naturais, sob a ótica de economias de escala. Porém, de acordo com as abordagens de Baumol (1983), o primeiro ponto a ser definido refere-se à existência de uma escala de produção ótima que sustente um monopólio natural.

Caso não exista, o mercado poderia desenvolver-se livremente, pois as forças competitivas tratariam de promover a eficiência alocativa. Essa afirmação é questionável e sugere-se a intervenção governamental para quebrar as estruturas monopolistas em unidades competitivas.

No setor de energia elétrica, formado por monopólios verticalmente integrados, os elos verticais podem representar barreiras à entrada de competidores, que não podem desfrutar das vantagens conquistadas pelas empresas instaladas. Daí surge a necessidade de que o órgão regulador promova a desverticalização dos monopólios.



Com a desverticalização dos monopólios, Theotônio (1999) atenta para que o órgão regulador deverá analisar as atividades de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica da cadeia produtiva, detectando possíveis mercados contestáveis onde a competição possa ser inserida efetivamente.

Theotônio (1999) salienta também que a prática de preços predatórios (preços abaixo do custo marginal de curto prazo), representa outra forma de impedir a entrada de competidores no mercado. Esse comportamento monopolista, apesar de incorrer em prejuízos no curto prazo, impede que outros competidores entrem no mercado. O órgão regulador deve ficar atento para a possibilidade das empresas usarem este procedimento.

Para o caso de monopólios naturais serem sustentados por uma escala ótima de produção, verifica-se então que a competição dentro do mercado não é possível. Braeutigam (1989) sugere que se verifique então a possibilidade de se introduzir a competição pelo mercado. Antes, porém, deve ser averiguado o nível de custo social incorrido para o estabelecimento de uma política *second best* (segundo-ótimo).

Ainda Braeutigam (1989), recomenda que, caso, ao se estabelecer preços iguais ao custo médio, o peso morto é elevado, ou seja, o custo de não se praticar uma política *first best* (primeiro-ótimo) torna-se alto. Devendo ser concedidos subsídios, preços discriminatórios ou tarifas diferenciadas de forma a permitir a eficiência alocativa, sem que a empresa opere em prejuízo. Porém, se o peso morto é tolerável, deve ser analisada a possibilidade de se introduzir a competição pelo mercado.

Quando a competição direta não for possível, como comentam Santana e Gomes (1999) a competição no mercado deve ser substituída por competição pelo mercado. A licitação pelo direito de explorar um monopólio natural, comumente chamado de *franchising bidding* ou Competição de Demsetz, é uma forma atrativa para combinar competição e eficiência dentro de uma estrutura regulamentar simples.

A competição por esse direito limitaria o poder de monopólio, possibilitando uma prestação de serviço com uma melhor relação preço/qualidade, caso o processo licitatório seja definido pelo menor preço do serviço, ou possibilitaria um maior valor pago ao Estado. A ideia é a de que a licitação para concessão de serviços públicos incentivaria os monopolistas a buscarem a eficiência técnica, reduzindo custos e se aproximando da eficiência alocativa, tornando dispensável o aparato regulatório.

### 2.3 Aplicação da Metodologia DEA no Setor Elétrico

A seguir é realizada uma revisão de literatura em trabalhos publicados sobre a aplicação da Análise Envoltória de Dados (DEA) junto ao setor elétrico (basicamente em estudos de origem europeia e brasileira), abordando em específico a distribuição de energia elétrica. Estas abordagens oferecem opções de variáveis que poderão ser incluídas e utilizadas no estudo para mensuração de eficiência técnica e de produtividade (Quadro 2).

O artigo de Hjalmarsson e Veiderpass (1992) examinou a eficiência de distribuidoras de energia elétrica da Suécia segregando-as por área e tipos de propriedade (públicas ou privadas), utilizando como variáveis: mão-de-obra, tamanho da rede e capacidade instalada para explicar número de consumidores e demanda por energia elétrica.

Jamasb, Pollitt e Hattori (2005) avaliaram a eficiência de distribuidoras de energia elétrica no Japão e Reino Unido. Os mesmos ressaltaram que os resultados apresentados pelas empresas do Reino Unido foram superiores, coincidindo de certa forma com o fato de seu crescimento produtivo ter se elevado nos últimos anos devido à pressão regulatória na diminuição das receitas. Para explicar o modelo usaram como premissas de *input* o CAPEX (*Capital Expenditure*) e o OPEX (*Operational Capital Expenditure*) e de *outputs* a Demanda de Energia Elétrica, o Número de Consumidores e a Extensão da Rede de Distribuição.

No artigo de Hirschhausen, Culmann e Kappeler (2006), aplicaram-se a metodologia DEA no segmento de distribuição de energia elétrica alemã, visando comparar a eficiência das empresas principalmente em relação à região (leste/oeste). Utilizaram variáveis de *input*, como a Mão-de-Obra, a Extensão da Rede e a Carga da Linha, para explicar variáveis de *output*, como Demanda, Consumidores Industriais e Residenciais, Perdas de Energia da Linha e Fator de Densidade Inversa. Ressalta-se que o Fator de Densidade Inversa, calculado pela razão entre a área de concessão e o número de consumidores, tem para fins práticos o mesmo resultado da variável Área. Ambos os casos objetivavam diminuir o efeito da desvantagem competitiva entre empresas alocadas em regiões de menor densidade populacional.

O trabalho apresentado por Resende (2002) teve como objetivo comparar a eficiência relativa de distribuidoras do setor elétrico brasileiro nos anos de 1997 e 1998. A proposta foi avaliar as eficiências como um método complementar ao método do *yardstick competition*, que é um modelo conhecido e utilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para estabelecer as premissas no cálculo dos reajustes tarifários. Dessa maneira, o autor utilizou como *inputs* do modelo, variáveis do tipo: Extensão da Rede (em km), Capacidade dos Transformadores (em MVA) e Número de Empregados para explicar *outputs* como:

Número de Consumidores, Vendas de Energia Elétrica (Classe Industrial) e Área de Concessão (esse último utilizado para diminuir a desvantagem competitiva entre as concessionárias com menor densidade populacional). No primeiro modelo, o autor encontrou como 100% eficientes pelo método DEA CRS (DEA CCR), as seguintes concessionárias: AES Sul, CELTINS, ENERGIPE, ESCELSA, HIDXANX, CER, CFLO, CELPA, CEA, CELB e CEMAR. Já no segundo modelo, com uma combinação diferente de variáveis, o autor encontra como empresas 100% eficientes, pelo método DEA VRS (DEA BCC): AES Sul, ENERSUL, HIDROPAN, CER, CFLO, CELG, CHESP, CELB e CEMAR.

Na tese de doutorado de Kassai (2003), é feita uma comparação da eficiência de distribuidoras de energia elétrica brasileiras, sob uma perspectiva contábil-financeira, utilizando variáveis de *input* como: Ativos, Patrimônio Líquido, Passivo Circulante e Imobilizado para explicar *outputs* como Lucro Líquido, Retorno do Acionista, Liquidez Corrente, Capital de Giro Líquido e Vendas.

Já Senra e Mello (2004) trabalharam com o único objetivo de aplicar o conceito de seleção de variáveis por “normalização única” em empresas do setor elétrico brasileiro. Para tanto os autores utilizaram variáveis como Despesas Operacionais e Ativos Permanentes para explicar o Número de Consumidores e Demanda de Energia Elétrica.

Por sua vez, Estellita Lins e Sollero (2004) apresentaram um estudo de caso para 22 concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil, onde foram propostos modelos DEA com uma abordagem diferente dos métodos tradicionais, adotando-se a incorporação de informações preferenciais do tipo restrição aos pesos à análise de eficiência através de DEA. Destacam-se como variáveis de entrada: Custo Operacional (CO), Número de Empregados (NE), Perdas Técnicas (PER), Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). E como variáveis de saída: o Número de consumidores (NC) e a Energia Entregue (GWh).

Pessanha, Souza e Laurencel (2004) utilizaram *outputs* muito conhecidos no setor elétrico como o DEC, responsável por medir o tempo médio que um consumidor ficou sem energia durante um ano e FEC, que mede a quantidade de vezes que um consumidor ficou sem energia. Como *inputs* eles incluíram variáveis como: Consumo por Consumidor e o Percentual de participação da Classe Industrial de cada área de concessão.

O artigo de Angulo Meza, Soares de Mello, Gomes e Fernandes (2007) teve como objetivo aplicar o conceito de seleção de variáveis em DEA por “normalização única” nas distribuidoras elétricas brasileiras, utilizando como variável de entrada o Consumo

Residencial *per capita* para explicar as saídas macroeconômicas: Produto Interno Bruto (PIB), Índice de Potencial de Consumo (IPC) e Índice de Desenvolvimento Humano (IDH).

No trabalho de Costa e Sant'anna (2009), realizou-se um estudo para avaliar a produtividade das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, adotando a variável receita (como *output*) e duas variáveis de qualidade DEC/FEC (como *inputs*), que medem a frequência e a duração das interrupções do fornecimento de energia elétrica. E se concentrou em identificar as concessionárias menos eficientes. As distribuições, Uniforme e Pareto, foram utilizadas para efetuar os cálculos de produtividade, sendo seus resultados comparados. Ao final, foi calculado o Índice de Produtividade de Malmquist, que buscou avaliar a evolução do ano de 2006 para 2007 do desempenho de cada concessionária em relação ao conjunto.

O artigo desenvolvido por Ramos-Real Tovar, Iooty, Almeida, e Pinto Jr. (2009) observou mudanças na produtividade do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil utilizando DEA para 18 empresas de 1998 até 2005. As variáveis vendas de energia elétrica (GWh) e número de clientes (UC) são *outputs*. E as variáveis comprimento da rede elétrica (km), número de funcionários (Nº), perdas de energia elétrica (GWh) e área de serviço (km<sup>2</sup>) são *inputs*. O estudo decompõe a variação da produtividade dessas empresas em termos de eficiência técnica, eficiência de escala e técnica progresso. Objetivaram compreender os principais determinantes da evolução da produtividade, focando sua relação com o processo de reestruturação iniciado na década de 90. O índice PTF registrou taxa positiva de crescimento anual de 1,3% no período em análise para todas as empresas. A mudança técnica foi o principal componente por trás dessa evolução, com um crescimento médio de 2,1% por ano, enquanto a eficiência técnica apresentou um desempenho negativo anual de -0,8%. Os resultados mostram que, em termos gerais, os incentivos gerados no processo de reestruturação do setor não parecem ter levado as empresas a se comportar de uma forma mais eficiente.

No trabalho de Matos, Lopes e Costa (2012), observaram-se críticas à ANEEL, visto que os resultados das modelagens DEA NDRS (ANEEL) e DEA VRS, a partir das variáveis estabelecidas pela ANEEL (OPEX, Rede, Mercado e Nº Clientes), sinalizaram para o uso do modelo DEA VRS (principalmente pela sua comprovada utilização em outros países do mundo e em decorrência de ter-se uma especificação incompleta da função de produção do segmento de distribuição de energia elétrica) em detrimento do modelo DEA NDRS.

Já os resultados de índices de eficiência técnica e de índices de produtividade para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil são detalhados por Goulart (2013), ao

longo deste trabalho, com base nas modelagens DEA CRS, DEA VRS e DEA NDRS, envolvendo o Cenário C1 (variáveis ANEEL) e o Cenário C2 (variáveis ANEEL + variáveis Qualidade). Observa-se como *input* a variável OPEX (R\$) para ambos os cenários modelados e como *ouputs* observam-se no Cenário 1 as variáveis ANEEL [Rede (km), Mercado (TWh) e UC (Nº Clientes)] e no Cenário C2 tem-se acrescentadas às variáveis ANEEL [Rede (km), Mercado (TWh) e UC (Nº Clientes)] as variáveis Qualidade [IASC (Nº Índice) e DGC (Nº Índice)].

Quadro 2 – Resumo de Trabalhos Publicados sobre a Aplicação da Metodologia DEA no Setor Elétrico.

<b>Autoria (Ano)</b>	<b>Inputs</b>	<b>Outputs</b>	<b>Local</b>
Hjalmarsson e Veiderpass (1992)	Mão-de-Obra, Tamanho da Rede, Capacidade Instalada	Nº de Consumidores e Demanda de Energia Elétrica	Suécia
Jamasb, Pollitt e Hattori (2005)	CAPEX e OPEX (TOTEX)	Demanda de Energia Elétrica, o Número de Consumidores e a Extensão da Rede de Distribuição	Japão e Reino Unido
Hirschhausen, Culmann e Kappeler (2006)	Mão-de-Obra, Extensão da Rede e Carga da Linha	Demanda de Energia Elétrica, Consumidores Industriais e Residenciais, Perdas de Energia da Linha e Fator de Densidade Inversa	Alemanha
Resende (2002)	Extensão da Rede (em Km), Capacidade dos Transformadores (em MVA) e Número de Empregados	Número de Consumidores, Vendas de Energia Elétrica (Classe Industrial) e Área de Concessão	Brasil
Kassai (2003)	Ativos, Patrimônio Líquido, Passivo Circulante e Imobilizado	Lucro Líquido, Retorno do Acionista, Liquidez Corrente, Capital de Giro Líquido e Vendas	Brasil
Senra e Mello (2004)	Despesas Operacionais e Ativos Permanentes	Número de Consumidores e Demanda de Energia Elétrica	Brasil
Estellita Lins e Sollero (2004)	CO: Custo Operacional; NE: Número de Empregados; PER: Perdas Técnicas; DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora; e FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.	NC: Número de consumidores e GWh: Energia entregue, GWh	Brasil
Pessanha, Souza e Laurencel (2004)	Consumo por Consumidor e o Percentual de Participação da Classe Industrial (Área de Concessão).	DEC e FEC	Brasil
Angulo Meza, Soares de Mello, Gomes e Fernandes (2007)	Consumo Residencial <i>Per Capita</i>	Produto Interno Bruto (PIB), Índice de Potencial de Consumo (IPC) e Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	Brasil
Costa e Sant'anna (2009)	DEC e FEC	Receita	Brasil
Ramos-Real, Tovar, Iootty, Almeida, e Pinto Jr. (2009)	Comprimento Rede Elétrica (km) Número de Funcionários (Nº); Perdas Energia Elétrica (GWh) Área de Serviço (km <sup>2</sup> )	Vendas Energia Elétrica (GWh); Número de Clientes (Nº UC)	Brasil
Matos, Lopes e Costa (2012)	OPEX (R\$)	Rede (km), Mercado (TWh) e UC (Nº Clientes)	Brasil
Goulart (2013)	Uso de Modelos DEA CRS, DEA VRS e DEA NDRS Cenário C1 (Variáveis ANEEL): OPEX (R\$) Cenário C2 (Variáveis ANEEL): OPEX (R\$)	Cenário C1 (Variáveis ANEEL): [Rede (km), Mercado (TWh) e UC (Nº Clientes)]; Cenário C2: C1 (Variáveis ANEEL) + Variáveis Qualidade [IASC (Nº Índice) DGC (Nº Índice)]	Brasil

Fonte: Compilação Própria

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA MENSURAÇÃO DE EFICIÊNCIA E DE PRODUTIVIDADE

Neste capítulo serão apresentados aspectos relacionados com a metodologia proposta para mensuração de índices de eficiência, para identificação do tipo de retorno à escala de produção e para o cálculo de produtividade para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil. A partir de informações do banco de dados (disponibilizado pela ANEEL), serão desenvolvidas modelagens de Análise Envoltória de Dados (DEA) para dois cenários de análise, ou seja, o Cenário C1 (com Variáveis usadas pela ANEEL) e o Cenário C2, proposto, (com Variáveis ANEEL mais Variáveis de Qualidade), através da aplicação de três diferentes modelos DEA, que são o CRS, o VRS e o NDRS, com o objetivo de classificar estas empresas (ver Figura 4).

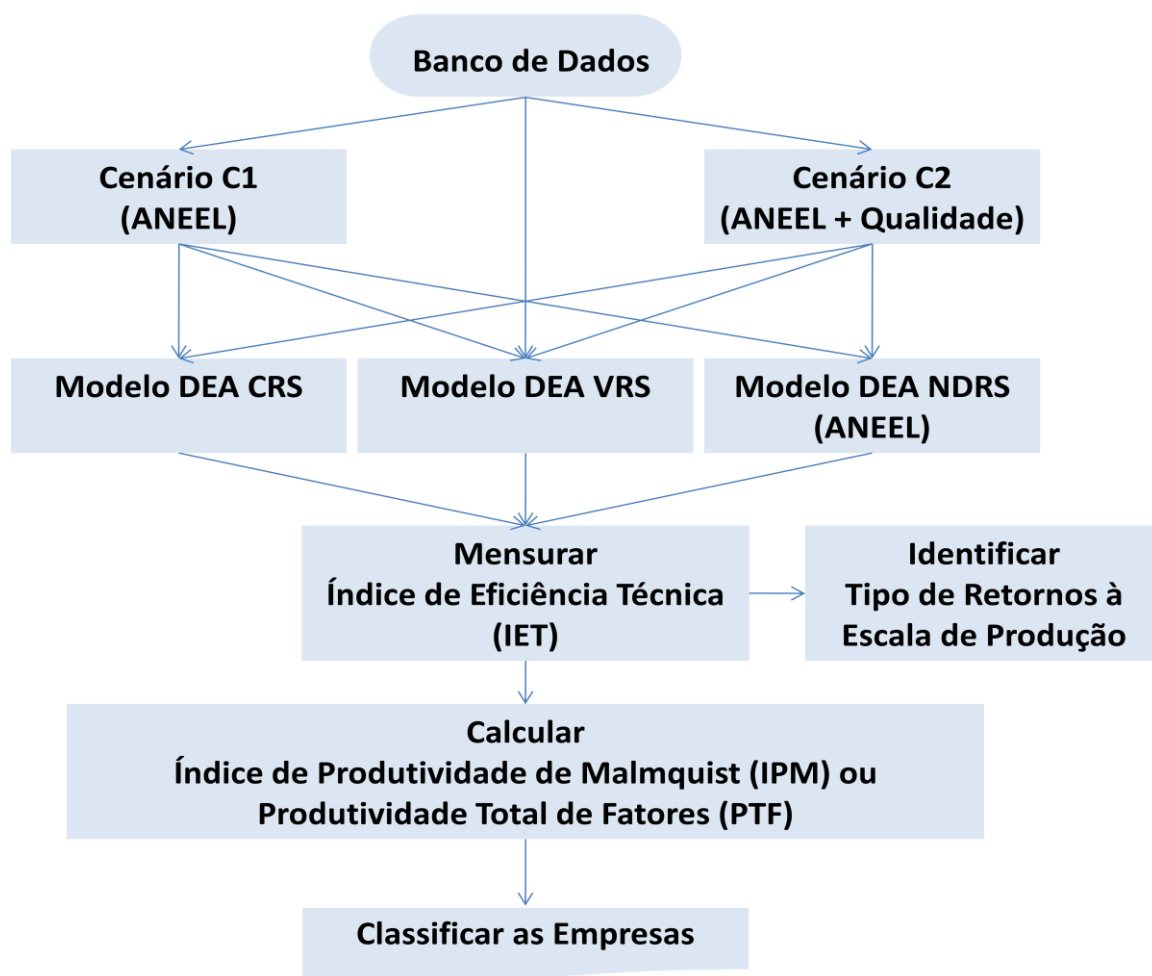


Figura 4 – Fluxograma de aplicação da metodologia proposta para mensuração de eficiência e de produtividade.

Fonte: Compilação Própria.

### 3.1. Caracterização do Banco de Dados da Pesquisa

#### 3.1.1 A Descrição das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil

A pesquisa analisa as 30 maiores empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil (ver Figura 5), pertencentes ao chamado Grupo A da ANEEL (do total de 33 empresas). (ANEEL, 2011b). E justifica-se a exclusão de 3 empresas – Amazonas Distribuidora de Energia (AmE), Caiuá Distribuição de Energia (CAIUÁ-D) e Centrais Elétricas de Rondônia (CERON), visto a existência de lacunas no banco de dados disponibilizados pela ANEEL (variáveis quantitativas) e pela inexistência de informações referentes às variáveis de qualidade a serem inseridas no banco de dados da pesquisa (isto é, nas variáveis relacionadas com o DGC, em específico dados sobre o DEC e o FEC) referente a estas 3 empresas.

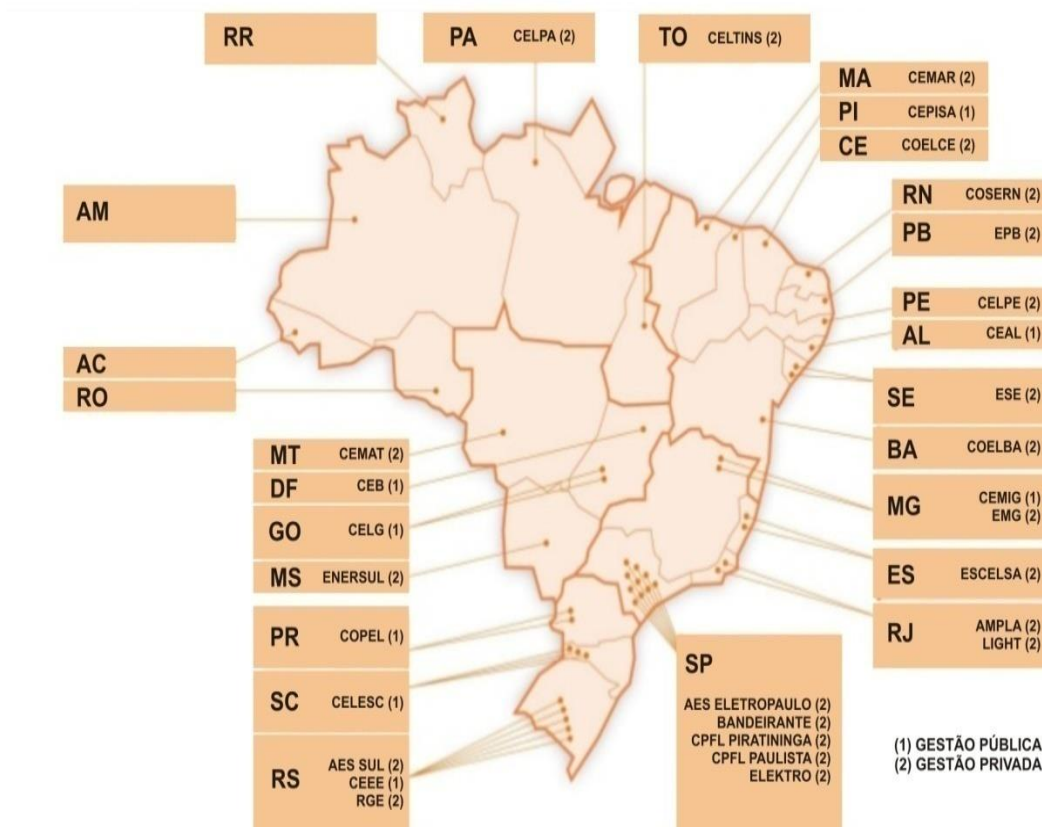


Figura 5 – Mapa das 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil.  
Fonte: Adaptação do Autor. ABRADDEE (2013).

Assim, a partir da classificação adotada pela ANEEL, considerando-se o universo de 64 concessionárias existentes no país distribuídas no Grupo A (com 33 empresas e com



mercado maior que 1 TWh) e no Grupo B (com 31 empresas e com mercado menor que 1 TWh), e considerando-se o mercado faturado (ver Figura 6), através de informações de 2012, divulgadas pela ANEEL (2013), onde as 30 maiores concessionárias são responsáveis pela disponibilização ao consumo de 389,69 TWh, representando 94,95% da energia elétrica distribuída e faturada no Brasil (que totaliza um valor na ordem de 410,42 TWh), verifica-se a relevância destas 30 maiores concessionárias observadas neste trabalho.

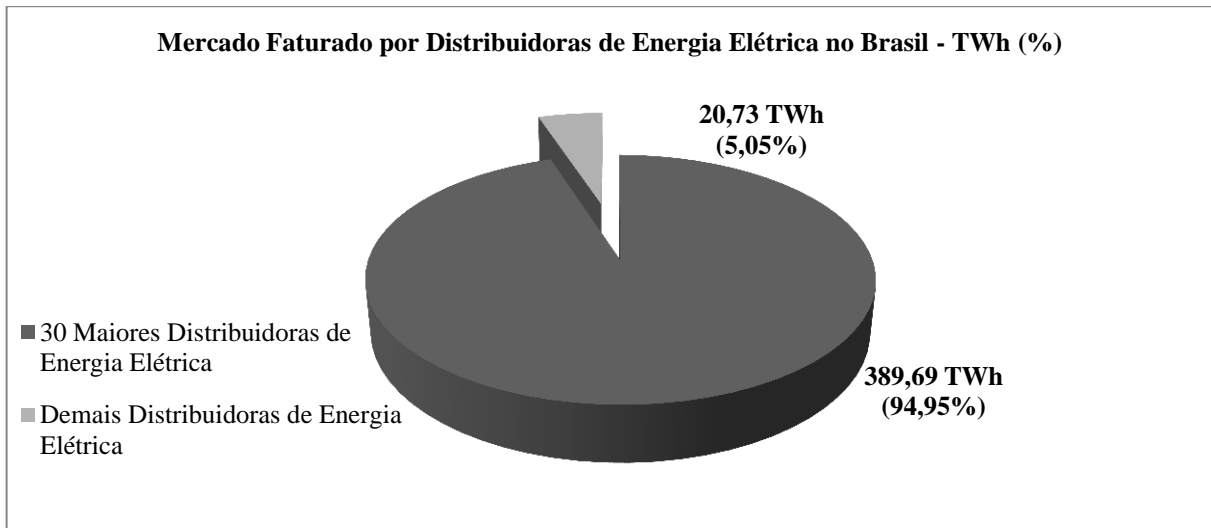


Figura 6 – Mercado Faturado por Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil – TWh (%).

Fonte: Compilação Própria. ANEEL (2013).

Com relação ao tipo de gestão empresarial do conjunto de empresas distribuidoras de energia elétrica analisadas neste trabalho, constata-se que 8 empresas da amostra são empresas públicas, ou seja, aproximadamente 27% da amostra. Enquanto que 22 empresas da amostra (isto é, 73%) são de empresas privadas. (ver Figura 7).

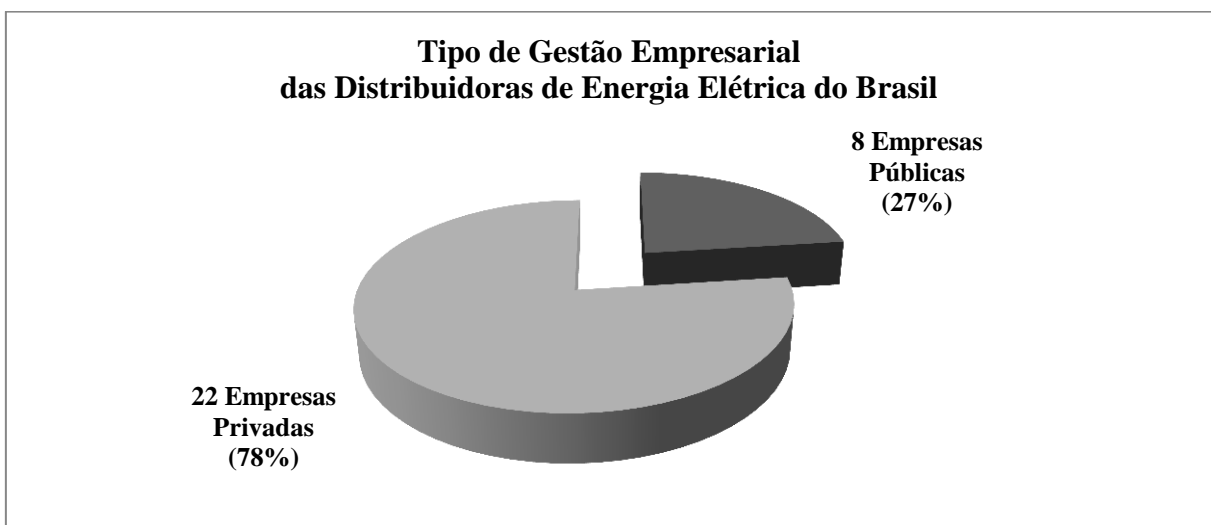


Figura 7 – Tipo de Gestão Empresarial das Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil.

Fonte: Compilação Própria.

Também, percebe-se que o universo da pesquisa contempla empresas distribuidoras de energia elétrica de todas as regiões geográficas do país. Assim, na Figura 8, apresentam-se 10 concessionárias da região Sudeste (com 33%), 9 concessionárias da região Nordeste (com 30%), 5 concessionárias da região Sul (com 17%), 4 concessionárias da região Centro-Oeste (com 13%) e 2 concessionárias da região Norte (com 7%).

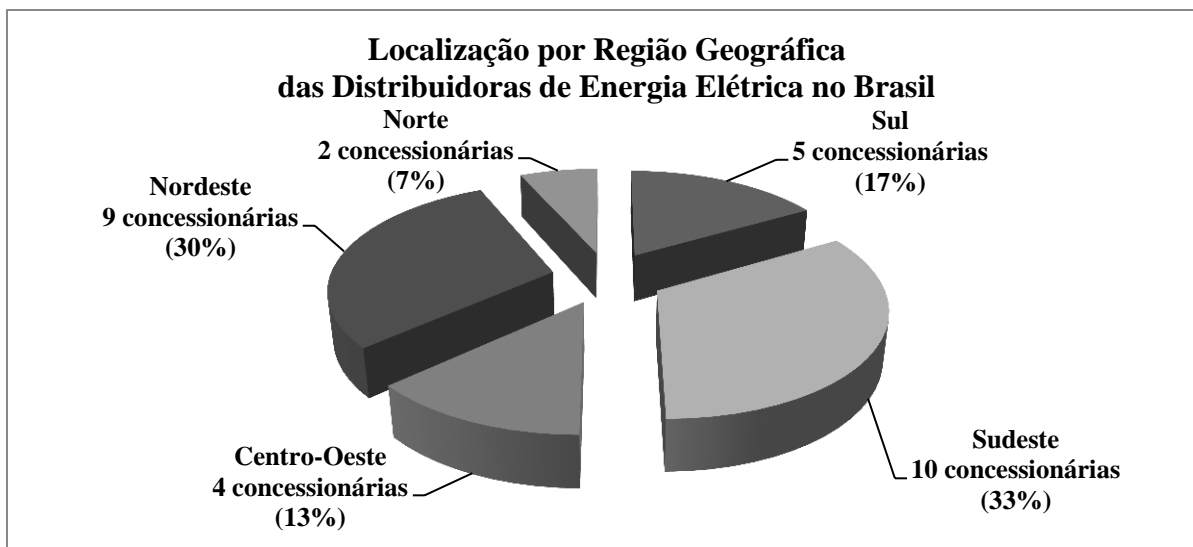


Figura 8 – Localização por Região Geográfica das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil.

Fonte: Compilação Própria.

### 3.1.2 A Fonte de Dados

Embora muitas variáveis relacionadas ao setor de energia elétrica brasileira tivessem sido observadas preliminarmente durante revisão de literatura, o Banco de Dados da Pesquisa (APÊNDICE A) apresenta as variáveis (qualitativas) aplicadas pela ANEEL na metodologia DEA para determinação dos custos operacionais regulatórios (caracterizadas como insumos e produtos) e também variáveis de qualidade (produtos) como proposição, todas testadas estatisticamente, de modo a mensurar-se a eficiência técnica e a produtividade das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

Os dados referentes aos indicadores foram coletados junto à ANEEL, confirmando-se que esta instituição pública, ligada ao setor de energia elétrica no Brasil, foi a única e exclusiva fonte secundária de informações (pois coleta de informações e a elaboração do banco de dados para os estudos foram realizadas com disponibilização de dados pelo órgão regulador), visto que outras organizações públicas e privadas não disponibilizaram nenhuma informação que pudesse complementar este estudo.

### 3.1.3 As Variáveis

As variáveis de pesquisa analisadas para a obtenção dos índices de eficiência técnica e dos índices de produtividade, através da modelagem DEA, apresentam-se caracterizadas (em seus valores anuais medianos<sup>22</sup>), por um lado, como insumo (*input*) pela ANEEL, tem-se:

- Custo Operacional - OPEX (R\$), como insumo (*input*);

E por outro lado, apresentam-se caracterizadas como produtos (*outputs*), pela ANEEL:

- Extensão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica - Rede (km);
- Consumo de Energia Elétrica - Mercado (TWh);
- Número de Unidades Consumidoras de Energia Elétrica – UC (Nº de Clientes);

E caracterizadas como produtos (*outputs*), para agregar ao modelo ANEEL tem-se:

- Indicador de Desempenho Global de Continuidade - DGC (Nº Índice) e o Inverso do Indicador de Desempenho Global de Continuidade - InvDGC (Nº Índice); e
- Índice ANEEL de Satisfação do Cliente – IASC (Nº Índice).

A seguir, na Figura 9 apresenta-se um esquema referente ao fluxo de aplicação da metodologia DEA (considerando-se a orientação para o insumo) para a realização de modelagens visando a obtenção de medidas de eficiência técnica e de produtividade para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil.



Figura 9 – Representação do Fluxo de Aplicação da Metodologia DEA (Orientação Insumo).  
Fonte: Compilação Própria.

<sup>22</sup> Cabe destacar que neste trabalho foram utilizados para a avaliação das variáveis e para as análises da evolução dos índices de eficiência técnica e produtividade valores medianos (ao invés da tradicional média), visto que o conjunto de variáveis de entrada e de saída para os respectivos anos observados não se comportam como uma distribuição normal  $Z \sim N(0,1)$ , uma vez que foram testados, quanto à normalidade da distribuição das variáveis e dos resultados observados através do Teste Anderson-Darling (*default* do MINITAB 16). (ver APÊNDICE E).

### 3.1.3.1 Variável custo operacional (OPEX) (R\$) – *input 1*

Representamos custos operacionais controláveis associados com Pessoal, com Material, com Serviços de Terceiros e com Outras Despesas (PMSO), de 2003 até 2009. Na Figura 10, apresenta-se, graficamente, a tendência positiva da variável OPEX (em R\$) considerando-se a mediana anual das 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil para o período de estudo. Esta variável apresenta-se em uma relação de quanto menor melhor.

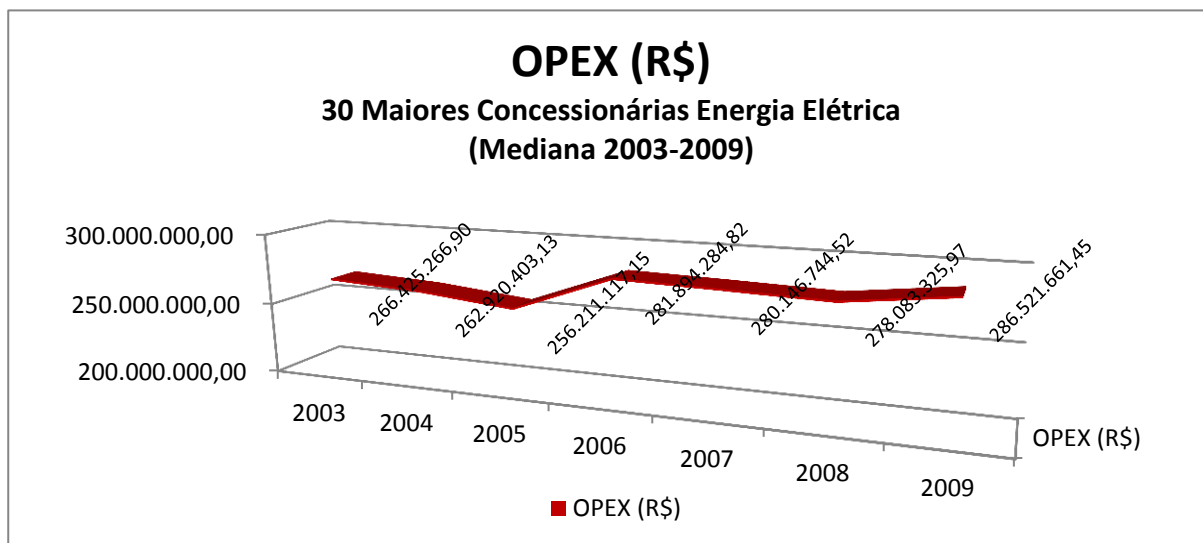


Figura 10 – OPEX (R\$) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica. (Mediana 2003–2009).

Fonte: Compilação Própria. ANEEL (2011b).

### 3.1.3.2 Variável extensão de redes de distribuição de energia elétrica (Rede) (km) – *output 1*:

Compreendem todas as redes em Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT) de propriedade das distribuidoras de energia elétrica, no final dos anos 2003 até 2009. Para a ANEEL (2011b), a extensão das redes de distribuição utilizada nas simulações tem por base os dados encaminhados pelas distribuidoras em resposta aos Ofícios Circulares Nº 351/2009-SRE-SFF-SRD/ANEEL e Nº 005/2010-SRE/ANEEL.

A seguir, tem-se a Figura 11 que apresenta a tendência positiva da variável Extensão de Redes de Distribuição (Rede, em km) considerando-se a mediana anual das 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil para o período de estudo, ou seja, esta variável apresenta-se em uma relação de quanto maior melhor.

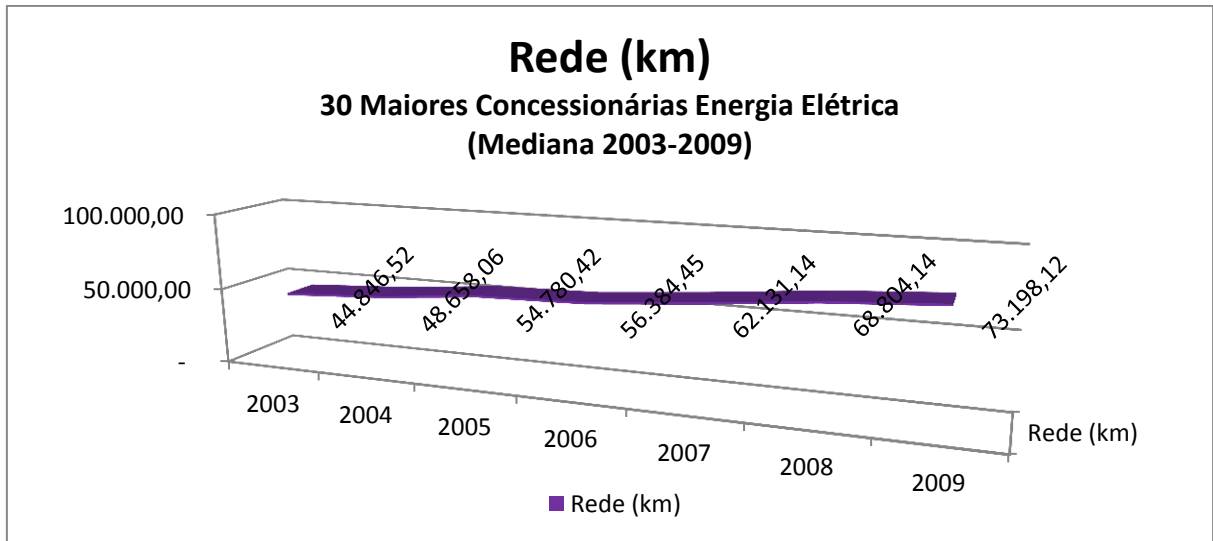


Figura 11 – Extensão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica (km) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009).

Fonte: Compilação Própria. ANEEL (2011b).

E para os casos das distribuidoras de energia elétrica que não encaminharam os dados de todos os anos solicitados pela ANEEL (ver Nota Técnica N° 294/2011), foi usada uma extrapolação para estimar a extensão das redes de distribuição para os anos faltantes do banco de dados. (ANEEL, 2011b).

### 3.1.3.3 Variável consumo de energia elétrica (Mercado) (TWh) – *output 2*

Corresponde a todo mercado faturado (mercado cativo, livre e de suprimento). Os dados de mercado têm por fonte as informações contidas no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP/ANEEL) e, segundo a ANEEL (2011b). A SRE solicitou que as concessionárias consolidassem as informações de mercado contidas no SAMP no sentido de ter resultados mais robustos nas simulações. Mesmo após consolidação dos dados, foi necessário ajustar dados discrepantes. Os dados discrepantes foram determinados a partir de variações atípicas na série mensal de dados de mercado. (Ver Nota Técnica N° 294/2011-SRE – ANEEL, 2011b).

A seguir, tem-se a Figura 12 que apresenta a tendência positiva da variável Consumo de Energia Elétrica (Mercado, em TWh), considerando-se a mediana anual das 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil para o período de estudo. Ou seja, esta variável apresenta-se em uma relação de quanto maior melhor.

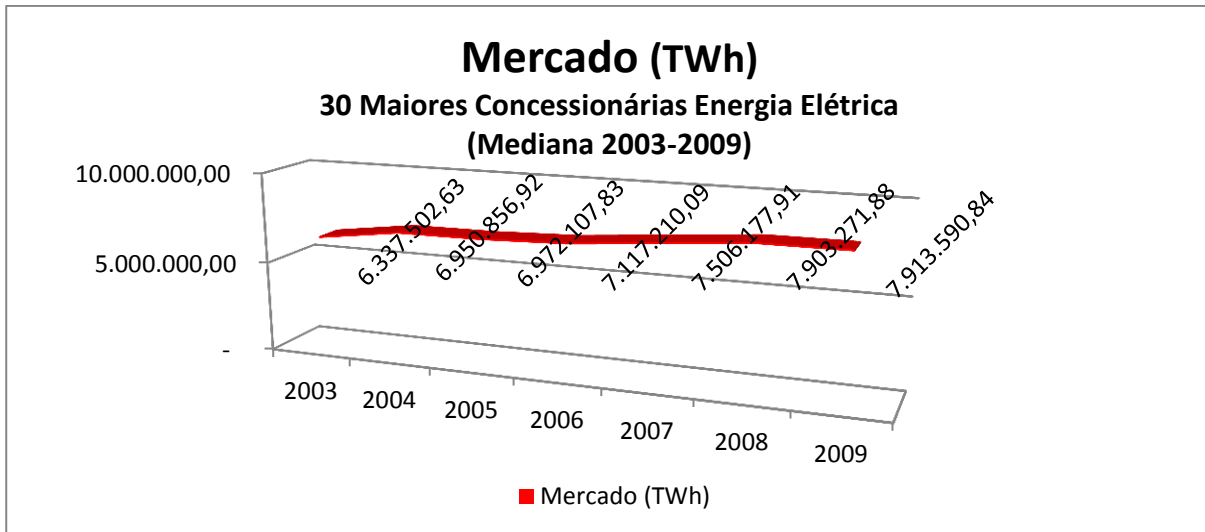


Figura 12 – Consumo de Energia Elétrica (TWh) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009).

Fonte: Compilação Própria. ANEEL (2011b).

### 3.1.3.4 Variável número de unidades consumidoras de energia elétrica (UC) (Nº Clientes) – *output 3*

Compreende o número de unidades consumidoras faturadas, em dezembro dos anos 2003 até 2009, conforme informações obtidas junto ao SAMP/ANEEL. (ANEEL, 2011b). A seguir, tem-se a Figura 13 que apresenta a tendência positiva da variável Número de Unidades Consumidoras (UC, em Nº de Clientes) considerando-se a mediana anual das 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil para o período de estudo. Ou seja, esta variável apresenta-se em uma relação de quanto maior melhor.

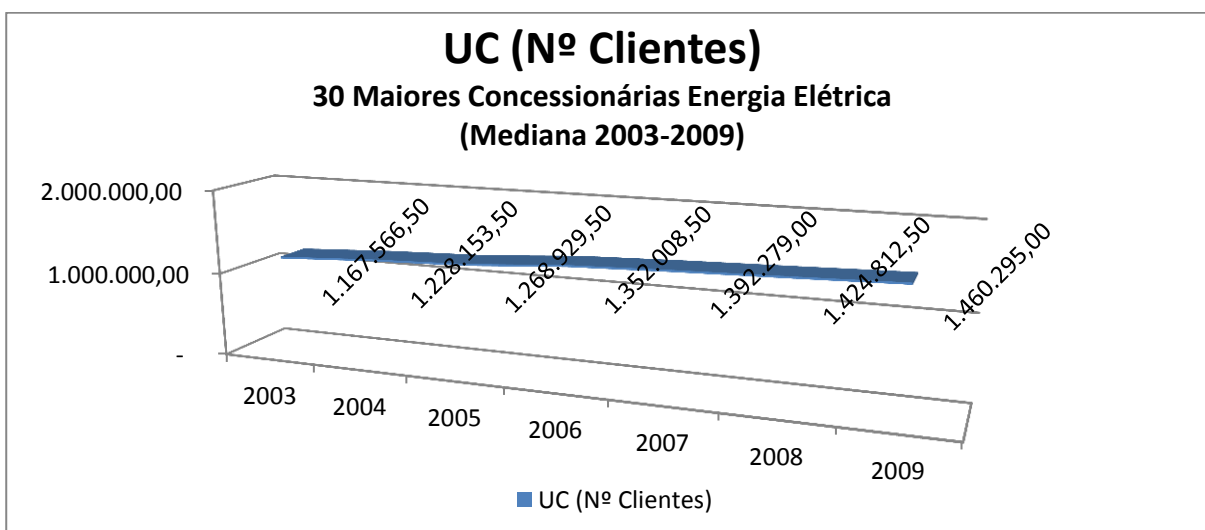


Figura 13 – Número de Unidades Consumidoras de Energia Elétrica (Nº de Clientes) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009).

Fonte: Compilação Própria. ANEEL (2011b).

3.1.3.5 Variável indicador de desempenho global de continuidade (DGC)<sup>23</sup> (Nº índice) e variável inverso do indicador de desempenho global de continuidade (InvDGC) (Nº índice) – *output 4*

A variável Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC) permite comparar e avaliar o nível de continuidade no fornecimento de energia elétrica da distribuidora, ou seja, os valores apurados de duração de interrupções (DEC) e frequência de interrupções (FEC) em relação aos limites estabelecidos para a sua área de concessão (limites determinados por resoluções autorizativas da ANEEL).

A ANEEL (2012b) estabelece, no item 5.8.5 da Seção 8.2 do Módulo 8 do documento referente aos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que o Indicador de Desempenho Global de Continuidade é um indicador com periodicidade anual, calculado de acordo com as seguintes etapas:

- a) cálculo dos indicadores anuais globais DEC e FEC da distribuidora, tanto dos valores apurados quanto dos limites;
- b) cálculo do desempenho relativo anual para os indicadores DEC e FEC, que consiste na razão do valor apurado pelo limite dos indicadores;
- c) cálculo do desempenho relativo global, que consiste na média aritmética simples entre os desempenhos relativos anuais dos indicadores DEC e FEC, com duas casas decimais; e
- d) apuração do indicador de desempenho global de continuidade, obtido após a ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos globais das distribuidoras.

A seguir, tem-se a Figura 14 que apresenta a tendência positiva da variável Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC, em Nº Índice), considerando-se a mediana anual para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil para o período de estudo. Sendo que esta variável apresenta-se em uma relação de quanto menor melhor.

---

<sup>23</sup> É representado pela média aritmética simples entre os desempenhos relativos anuais da razão dos indicadores de DEC Apurado pelo DEC Limite e de FEC Apurado pelo FEC Limite. Dessa forma, pode-se afirmar que as distribuidoras mais bem colocadas possuem, na média, melhor continuidade do fornecimento de energia elétrica em relação às demais. Onde: DGC – Índice de Desempenho Global de Continuidade; DEC Apurado – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora; DEC Limite – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora; FEC Apurado - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora; FEC Limite - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Ver maiores detalhes na Nota Técnica nº 054/2012-SRD/ANEEL, de 25/04/2012.

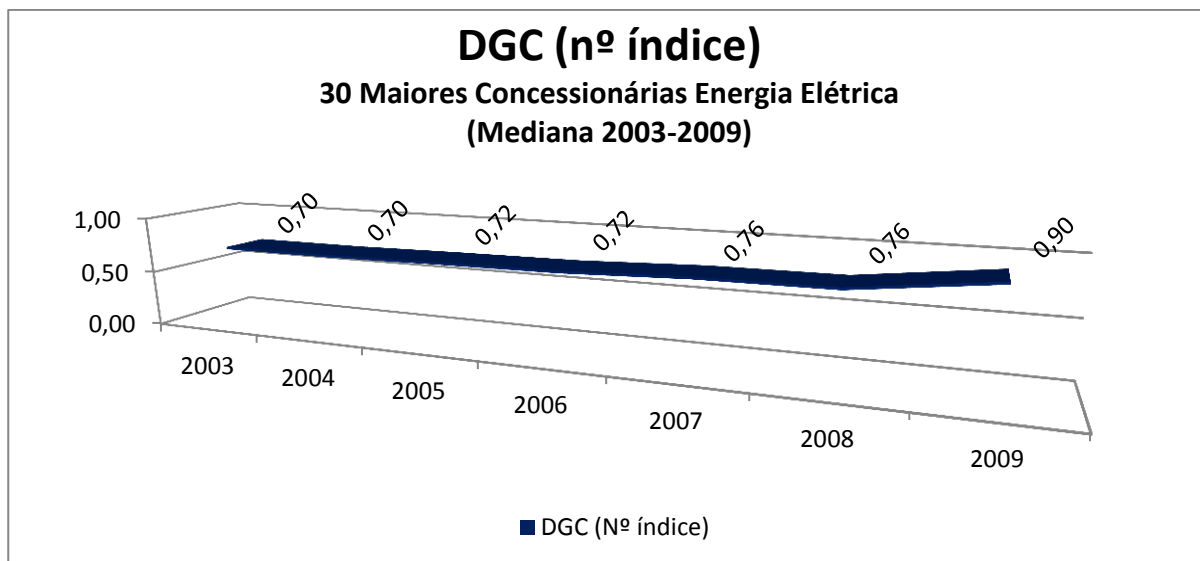


Figura 14 –Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC, em N° Índice)  
30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009).  
Fonte: Compilação Própria. ANEEL (2012a).

Destaca-se que a publicação, pela ANEEL, do indicador DGC tem impacto na imagem das distribuidoras de energia elétrica perante a opinião pública, com influência na percepção de consumidores, acionistas, imprensa e sociedade em geral. Portanto, espera-se que as distribuidoras de energia elétrica nas piores colocações reajam a tal diagnóstico, procurando uma melhor posição na próxima avaliação.

Pode-se afirmar que as distribuidoras de energia elétrica mais bem colocadas neste *ranking*, dados seus limites globais regulatórios, possuem melhor continuidade do fornecimento de energia elétrica em relação às demais. Por outro lado, aquelas distribuidoras de energia elétrica que estão bem posicionadas devem se esforçar, ainda mais, para manterem ou melhorarem as posições no ranking. Dessa forma, haverá uma competição saudável, contribuindo para a melhoria da prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil. (ANEEL, 2013).

Desta forma, de modo a utilizar como variável o Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC, em N° Índice) no estudo, captando-se a sua relação de quanto menor melhor e comparando-o às demais variáveis de pesquisa (que possuem uma relação de quanto maior melhor), torna-se necessário a utilização da sua função inversa, ou seja, utiliza-se a variável Inverso do Indicador de Desempenho Global de Continuidade (InvDGC, em N° Índice), em mediana, visando captar a relação esperada de quanto maior melhor para esta variável, compatibilizando-a com a tendência das demais variáveis de pesquisa. (ver Figura 15).



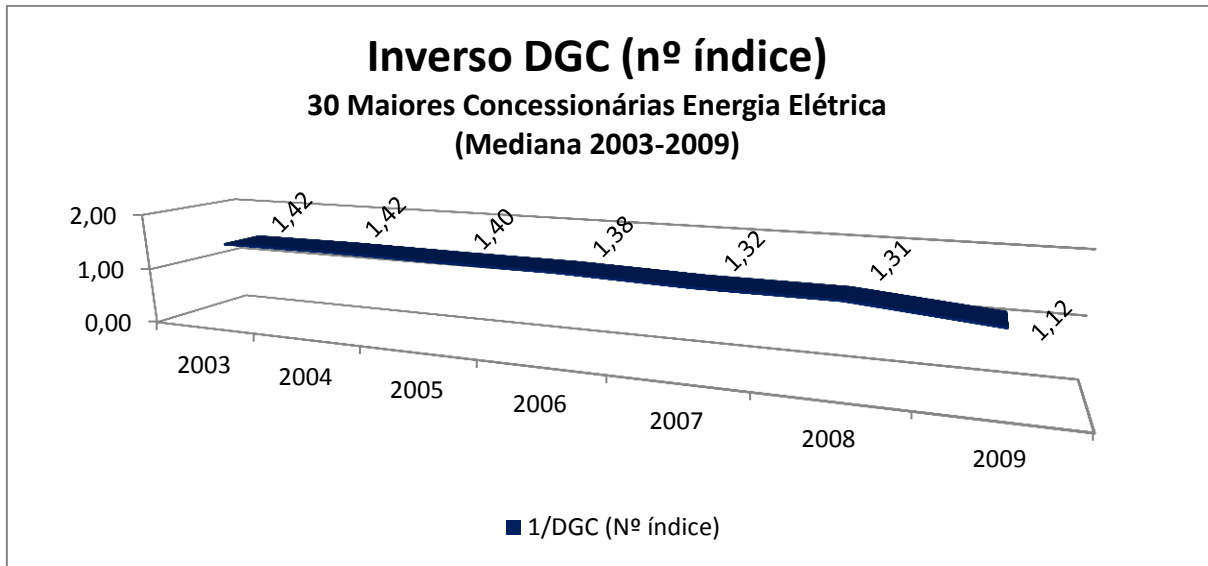


Figura 15 – Inverso do Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC, em N° Índice) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009).

Fonte: Compilação Própria. ANEEL (2011b).

Quanto à coleta e à apuração dos indicadores de continuidade DEC e FEC, a ANEEL (2012a) exige que todas as 64 distribuidoras certifiquem esse processo, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (*International Organization for Standardization*) ISO 9001:2004. Na apuração dos dados de 2011, apenas a CEPISA e a CERR não possuíam certificação.

Outro ponto importante se refere às distribuidoras que suprem cargas localizadas em sistemas elétricos isolados – não conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Para essas distribuidoras (CEMAT e CELPA), há critério diferenciado de definição de limites dos indicadores DEC e FEC, devido às particularidades relacionadas ao difícil acesso e dispersão dos consumidores, conforme metodologia estabelecida pela ANEEL (2012a). Apesar disso, os limites dos indicadores de continuidade estabelecidos pela agência estão aderentes à realidade de cada sistema elétrico de distribuição de energia elétrica.

Com a elaboração do ranking da continuidade do serviço, publicado anualmente pela ANEEL, até o mês de abril (através do cálculo que considera a razão do valor apurado pelo limite dos indicadores DEC e FEC), tem-se um instrumento para que as distribuidoras melhorem a qualidade, mesmo estando abaixo dos limites regulatórios.

Desta forma, ainda que uma distribuidora de energia elétrica tenha valores apurados abaixo dos limites, o indicador DGC é um incentivo para que a distribuidora de energia elétrica continue buscando a melhoria contínua em seus processos e, com isso, alcance uma melhor posição no *ranking* avaliado no futuro. (ANEEL, 2013).

### 3.1.3.6 Variável índice ANEEL de satisfação de clientes (IASC) (Nº índice) – output 5

A variável IASC representa grau de satisfação do consumidor residencial quanto aos serviços prestados pela concessionária distribuidora de energia elétrica, sendo realizada anualmente pela ANEEL<sup>24</sup> por meio de instituto de pesquisa especializado e independente, na área de concessão de cada concessionária de distribuição de energia elétrica do Brasil, permitindo a avaliação da concessionária pelo consumidor, balizando os resultados obtidos no IASC/Brasil com *benchmarking* internacional, como por exemplo, o ASCI/USA – *American Consumer Satisfaction Index* e o NCSI/UK – *National Consumer Satisfaction Index*.

A Figura 16 apresenta a tendência positiva da variável Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor Residencial (IASC, em Nº Índice), considerando-se o valor mediano anual das 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil para o período de estudo.

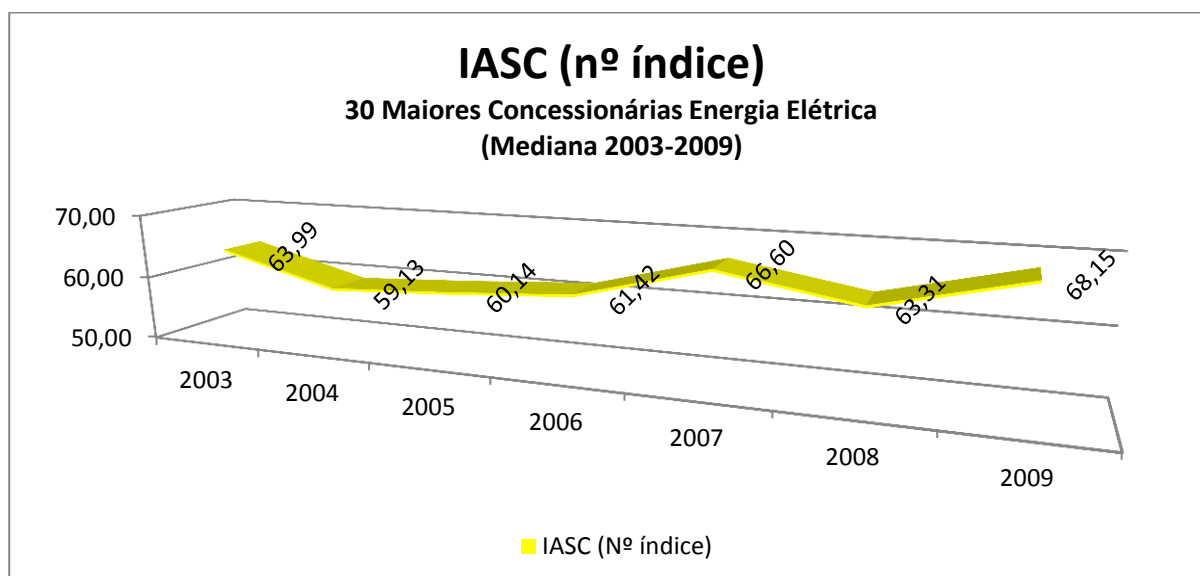


Figura 16 – Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor Residencial (IASC, em Nº Índice) 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (Mediana 2003–2009).

Fonte: Compilação Própria. ANEEL (2012c).

<sup>24</sup> De acordo com ANEEL (2012c), faz parte da missão do órgão regulador incentivar a melhoria da prestação dos serviços de energia elétrica. E fazer isso a partir da visão e satisfação do consumidor residencial é um compromisso da ANEEL. O Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor Residencial (IASC) é o resultado da pesquisa junto ao consumidor residencial que a ANEEL realiza todo ano, desde o ano 2000, para avaliar o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange a área de concessão das 64 distribuidoras de energia elétrica no país, sendo realizadas em torno de 19.470 entrevistas por empresas especializadas em serviços de pesquisa, contratadas pela ANEEL por meio de licitação.

Observa-se que a ANEEL busca estimular a melhoria da prestação de serviços de energia elétrica, orientada para a satisfação dos consumidores, através da realização do Prêmio IASC, sendo que as distribuidoras de energia elétrica com melhor avaliação pelos consumidores recebem um troféu, um certificado e o Selo IASC, que identifica o reconhecimento dos consumidores pelo seu desempenho. Desta forma, elas poderão aplicar o Selo IASC nas faturas de energia elétrica, no material institucional e nas demais peças de comunicação empresarial, de acordo com regras previstas no regulamento da premiação. (ANEEL, 2012c).

### 3.2 Princípios e Técnicas de Mensuração de Eficiência e de Produtividade

Nas últimas décadas, as empresas privadas e as empresas públicas buscaram maximizar as receitas e reduzir os custos dos processos produtivos, visando elevar sua competitividade no mercado. Assim, os estudos de produtividade e de eficiência tratam da relação entre *input* e *output* do mesmo sistema de macro atividades e o objetivo principal pode ser produzir mais *output* com a mesma quantidade de *input* ou produzir a mesma quantidade de *output* utilizando uma quantidade de *input* menor (VARIAN, 2003).

Nesse caso, a Equação (1) caracteriza esse tipo de ambiente, como segue:

$$\text{Produtividade} = \frac{\text{Outputs}}{\text{Inputs}} \quad (1)$$

E quando se calcula a eficiência mediante metodologias de análise de fronteira de produção, em representação gráfica, as unidades eficientes são as que estão localizadas sobre a fronteira de eficiência e as ineficientes estão localizadas no entorno. Numericamente, o cálculo da eficiência se apoia no conceito de distância: se a atividade tem sua distância diferente de zero, em relação à fronteira, significa ser não eficiente. Todavia, caso a atividade tenha uma distância igual à zero pode-se considerar a unidade eficiente (FÄRE et al., 1994).

Desta forma, a eficiência pode ser definida como a divisão entre um indicador e o seu correspondente máximo. Com base nisso, a eficiência de uma *Decision Making Unit* (DMU)<sup>25</sup> pode ser calculada pela Equação 2.

---

<sup>25</sup> Norman e Stocker (1991) ressaltam que o termo DMU representa as chamadas unidades de tomada de decisão, isto é, um conjunto homogêneo de empresas, departamentos, entre outros, que possuem um mesmo conjunto de insumos para produzir um mesmo conjunto de produtos, através de processos tecnológicos similares. Além disso, essa terminologia é adotada indistintamente tanto para empresas públicas como para empresas privadas. E no caso deste estudo, corresponderão às empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

$$\text{Eficiência} = \frac{P}{P_{\max}} \quad (2)$$

Em que:

P = Produtividade atual da unidade em análise;

P max = Produtividade máxima que pode ser alcançada por essa unidade analisada.

De acordo com o trabalho de Farrell sobre medição de eficiência desenvolvido no ano de 1957, Ferreira e Gomes (2009) destacam que uma região é considerada tecnicamente eficiente se obter o máximo alcançável de *output* dado uma quantidade de *input* utilizado. As unidades produtivas eficientes podem balizar as ineficientes, quando utilizadas como referência para as demais, em ordem de estabelecer metas para otimizar o desempenho das empresas avaliadas como ineficientes. Com base nesse tipo de avaliação, é necessário que as variáveis de *input* e de *output* representem fenômenos de um contexto real.

Para calcular a eficiência dos sistemas produtivos, é necessário que as organizações identifiquem as principais variáveis referentes aos *inputs* e *outputs* do sistema. Desta forma, observa-se na pesquisa realizada por Jasmab, Pollitt e Hattori (2005) que os principais métodos de benchmarking, baseados em fronteira de produção, usados na regulação dos serviços de distribuição de energia elétrica são através de:

- a) Abordagem Paramétrica: com o uso de modelos econométricos, entre os quais se destacam os modelos de Análise de Fronteira Estocástica (SFA – *Stochastic Frontier Analysis*) e os modelos de Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS – *Corrected Ordinary Least Squares*), os quais necessitam da especificação da forma funcional, tal como uma função *Cobb-Douglas* ou uma função *Translog*; e
- b) Abordagem Não Paramétrica: com o uso da Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* - DEA), uma técnica baseada em programação linear, impõe hipóteses de função de produção crescente e côncava, apresentando uma função muito flexível robusta a erros de má especificação.

Apesar da proposta da ANEEL seguir a tendência de utilização de DEA pelas principais agências reguladoras europeias (como por exemplo, na Áustria, Bélgica, Finlândia, Grã-Bretanha, Holanda, entre outros países), ela foi alvo de muitas críticas e recebeu inúmeras sugestões por parte das concessionárias brasileiras de distribuição de energia e outros agentes envolvidos com a temática. Contudo, passado este processo de transição, a

ANEEL aperfeiçoou seus estudos iniciais e aplicará a metodologia DEA para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica. (MATOS, LOPES e COSTA, 2012).

Assim, nesta pesquisa utilizou-se a metodologia DEA para a realização da modelagem para determinação da eficiência técnica e da produtividade para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

### 3.3 A Metodologia de Análise por Envoltória de Dados (DEA)

A Análise por Envoltória de Dados (DEA) é uma técnica baseada em programação linear, com o objetivo de medir o desempenho de unidades operacionais ou tomadoras de decisão, as chamadas *Decision Making Units* (DMU's), quando a presença de múltiplas entradas e múltiplas saídas torna difícil a realização de uma comparação pura e simples.

Essa técnica foi desenvolvida por Charnes, Cooper e Rhodes, em 1978, com base nos conceitos de eficiência de Farrell, desenvolvidos em 1957. Sendo que a definição deste método parte da Eficiência Pareto-Koopmans, em que uma organização é completamente eficiente se, e somente se, não é possível aumentar nenhum insumo ou produto sem diminuir algum outro insumo ou produto. Assim, o termo DEA passou a ser utilizado para descrever o método de análise de eficiência, baseado na programação matemática, conhecido também como método não paramétrico. (NORMAN e STOCKER, 1991).

A metodologia DEA tem como característica comparar as unidades para determinar a eficiência técnica para cada unidade avaliada. O objetivo da técnica DEA é construir um conjunto de referência convexo e as DMU's podem ser classificadas em unidades eficientes e ineficientes, tendo como referencial essa superfície formada. (ANGULO MEZA et al., 2007).

Em geral, os modelos DEA classificam uma DMU observada como eficiente ou ineficiente através de um conjunto de tecnologia. Para Belloni (1999), este conjunto de tecnologia, também chamado de gráfico de tecnologia, refere-se às combinações de quantidades de insumos e de produtos que representam procedimentos viáveis de produção.

Assim, as formulações iniciais da metodologia de Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* - DEA) foram apresentadas por Charnes, Cooper e Rhodes, em 1978, quando eles criaram um modelo DEA conhecido por CRS (*Constant Returns to Scale*), ou DEA CCR em homenagem aos autores, caracterizado por tecnologias com retornos constantes à escala de produção, ampliando o estudo utilizando múltiplos *inputs* e *outputs*, por meio de técnicas não paramétricas. Esse modelo permite uma avaliação objetiva da eficiência global e identifica as fontes e estimativas de montantes das ineficiências. (LANZER, 1998).

Já Banker, Charnes e Cooper, em 1984, elaboraram um modelo DEA conhecido como modelo DEA VRS (*Variable Returns to Scale*), com retorno variável de escala, também chamado de DEA BCC, em homenagem aos autores. Nesse modelo propuseram eliminar a necessidade de rendimentos constantes de escala e originaram uma nova modelagem para o DEA, assumindo um retorno variável de escala. Esse modelo estabelece distinção entre ineficiências técnicas e de escala, estimando a eficiência técnica pura, a uma dada escala de operações, e identificando se estão presentes ganhos de escala crescente, decrescente ou constante, para futura exploração. (LANZER, 1998).

Também como desdobramento dos modelos básicos, Seiford e Zhu (1999) apresentam o modelo DEA NDRS (*Non Decreasing Returns to Scale*), que pressupõe tecnologias com retornos de escala não decrescentes de produção e o modelo DEA NIRS (*Non increasing Returns to Scale*), que pressupõe tecnologias com retornos de escala não crescentes de produção.

De acordo com Thanassoulis (2001), na aplicação do DEA devem constar alguns procedimentos básicos: (a) as organizações devem ser homogêneas, sendo necessário analisar um conjunto que realiza as mesmas tarefas e possuem objetivos semelhantes; (b) as organizações devem atuar sob as mesmas condições de mercado; e (c) as variáveis (insumos e produtos) devem ser as mesmas para cada conjunto analisado, apresentando variações apenas quanto à intensidade ou magnitude.

Os modelos DEA apresentam uma sequência de etapas que podem ser compreendidas nas fases: (a) seleção das DMU's a entrarem na análise; (b) seleção das variáveis (insumos e produtos) que são relevantes e apropriadas para estabelecer a eficiência relativa das DMU's selecionadas; e (c) identificação e aplicação dos modelos. Além disso, deve evitar-se o uso de um modelo com grande número de variáveis e sem relação de causalidade. (THANASSOULIS, 2001).

Assim, confirmou-se a escolha da metodologia Análise por Envoltória de Dados (DEA) para a mensuração dos índices de eficiência técnica e de produtividade das empresas distribuidoras de energia elétrica, utilizando-se comparativamente os modelos DEA CRS (DEA CCR), DEA VRS (DEA BCC) e DEA NDRS que são descritos no próximo item.

### **3.4 A Descrição da Modelagem do Índice de Eficiência DEA**

A mensuração dos índices de eficiência técnica e de produtividade de uma empresa distribuidora de energia elétrica se refere relativamente às isoquantas eficientes construídas

através da Análise por Envoltória de Dados (DEA) com base em insumos e produtos desta empresa. A metodologia DEA representa os métodos não paramétricos baseados na programação linear, que permitem comparar as eficiências relativas entre organizações homogêneas (DMU's)<sup>26</sup>, que possuem um mesmo conjunto de insumos para produzir um mesmo conjunto de produtos, através de processos tecnológicos similares. (NORMAN e STOCKER, 1991).

Assim, graficamente, seja a isoquanta eficiente apresentada na Figura 17, formada pelas EDEE's A, B e C e os segmentos (vertical e horizontal) paralelos aos eixos das quantidades dos insumos  $x_1$  e  $x_2$ . A linha  $PP''$  representa a razão entre os preços dos insumos  $x_1$  e  $x_2$ . Complementarmente, observa-se que a Figura 17 reproduz a decomposição do índice de eficiência econômica (IEE), em índice de eficiência técnica (IET) e em eficiência alocativa (IEA), de acordo adaptação do trabalho desenvolvido em 1957, por Farrell. (BONILHA e GOULART, 2002).

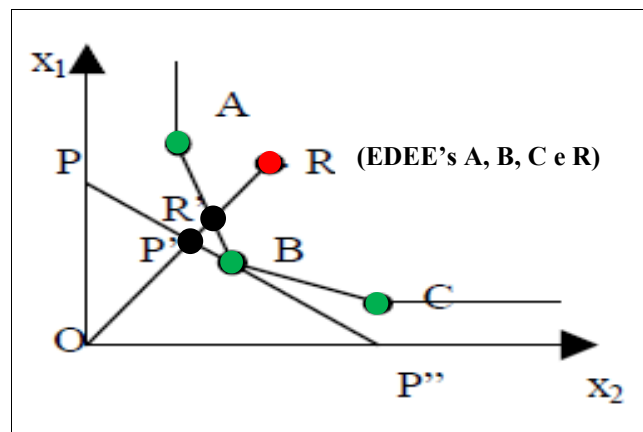


Figura 17 – Isoquanta Eficiente Formada pelas EDEE's A, B e C (com EDEE R Ineficiente).  
Fonte: Bonilha e Goulart (2002).

A EDEE R, que corresponde ao ponto R (vermelho), não está sobre a referida isoquanta eficiente e, portanto, é uma EDEE ineficiente. A distância radial  $OR/OR'$  é a medida de sua eficiência técnica (IET) e  $(1-OR/OR')$  mede a redução equiproporcional, nas quantidades dos insumos  $x_1$  e  $x_2$ , necessária para que a mesma EDEE se torne eficiente. Já a distância radial  $OR'/OP'$  mede a eficiência alocativa (IEA) da EDEE, e sua eficiência econômica (IEE) será dada pelo produto entre as medidas de eficiência técnica e de eficiência alocativa, isto é:  $IEE = IET \times IEA$ . Assim,  $IEE = OR/OR' \times OR'/OP'$ , onde IEE é a medida de eficiência econômica que depende das quantidades e dos preços dos insumos e dos produtos;

<sup>26</sup> A terminologia DMU é uma terminologia genérica da metodologia DEA, e cabe destacar que neste trabalho que ela também se apresenta como EDEE (uma terminologia equivalente), que está associada à aplicação junto ao setor elétrico, representando a abreviação para Empresa Distribuidora de Energia Elétrica.

$OR/OR' = IET$ , que é a medida de eficiência técnica que depende apenas das quantidades dos insumos e dos produtos e  $OR'/OP' = IEA$ , que é a medida de eficiência alocativa, que também depende das quantidades e dos preços dos insumos e dos produtos.

Por definição, a eficiência alocativa pressupõe a eficiência técnica. Desse modo, a medida de eficiência alocativa é derivada das medidas de eficiência econômica e de eficiência técnica. Para Bonilha e Goulart (2002), as principais fontes da ineficiência econômica são decorrentes de deficiências no gerenciamento do uso dos recursos disponíveis e nos custos de aquisição de insumos, que por sua vez, as principais fontes de ineficiência técnica estão associadas aos retornos à escala de produção (RTS - *Returns To Scale*).

Assim, de acordo Seiford e Zhu (1999), uma empresa defronta-se com custos unitários decrescentes, quando sua tecnologia de produção estiver exibindo retornos crescentes à escala de produção e defronta-se com custos unitários constantes, quando a tecnologia de produção de uma empresa estiver exibindo retornos constantes à escala de produção. E quando a tecnologia estiver exibindo retornos decrescentes à escala de produção uma empresa defronta-se com custos unitários crescentes.

Os retornos à escala de produção são avaliados pelo método do índice de eficiência de escala, que se apresenta como o mais robusto entre os métodos alternativos para avaliação de retornos à escala de produção, pois, as classificações dos retornos de escala obtidas com esse método não são afetadas quando os modelos apresentam múltiplas soluções ótimas. (SEIFORD e ZHU, 1999).

Na Figura 18, estão representadas as seguintes fronteiras de produção, no espaço insumo x produto: o raio OBC define a fronteira de produção que exhibe retornos constantes à escala (CRS); a fronteira de produção definida pelos segmentos AB, BC e CD definem a fronteira de produção que exhibe retornos variáveis à escala (VRS), isto é, retornos crescentes à escala de produção (IRS), retornos constantes à escala de produção (CRS) e retornos decrescentes à escala (DRS); os segmentos OBC ou ABC definem a fronteira que exhibe retornos não decrescentes à escala (NDRS). E os segmentos OBCD definem a fronteira que exhibe retornos não crescentes à escala (NIRS).

A classificação dos retornos à escala de produção baseia-se na posição da EDEE sobre a fronteira VRS. Caso uma EDEE seja ineficiente, sua a classificação baseia-se em sua projeção na fronteira VRS. No segmento AB prevalecem os retornos crescentes à esquerda de B e, no segmento CD, os retornos decrescentes prevalecem à direita de C. Nos pontos situados na interseção de segmentos com diferentes retornos à escala de produção prevalecem os retornos constantes. (BONILHA e GOULART, 2002).



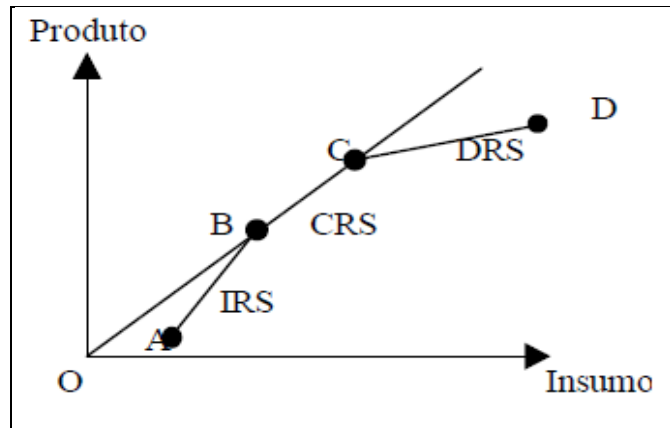


Figura 18 – Fronteiras de Produção.  
Fonte: Bonilha e Goulart (2002)

Assim, matematicamente, de acordo com Seiford e Zhu (1999), sejam  $n$  EDEE's, que empregam processos tecnológicos semelhantes para transformar  $m$  diferentes insumos em  $s$  diferentes produtos. Cada EDEE $_j$  ( $j = 1, 2, \dots, n$ ) produz  $s$  diferentes produtos  $y_{rj}$  ( $r = 1, 2, \dots, s$ ) utilizando  $m$  insumos  $x_{ij}$  ( $i = 1, 2, \dots, m$ ) sendo  $x_{ij} > 0$  e  $y_{rj} > 0$ , para todo  $j$ . A seguir são descritos os modelos DEA utilizados no trabalho.

### 3.4.1 Modelo DEA CRS (DEA CCR) orientado para o insumo

Conforme Seiford e Zhu (1999), o modelo DEA CRS (DEA CCR), orientado para o insumo é formulado como um problema de programação linear, cuja equação matemática está descrita no Quadro 3.

Quadro 3 – Modelo DEA CRS (DEA CCR) Orientado para o Insumo.

$$\begin{aligned}
 & \theta^* = \min \theta; \\
 & \text{s. t. } \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \leq \theta x_{i0}; \quad i = 1, 2, \dots, m; \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \geq y_{r0}; \quad r = 1, 2, \dots, s; \\
 & \lambda_j \geq 0; \quad j = 1, 2, \dots, n.
 \end{aligned}$$

Fonte: Seiford e Zhu (1999).

O modelo DEA CRS (DEA CCR) orientado para o insumo pressupõe uma tecnologia com retornos constantes à escala de produção. Segundo Färe et al. (1994), uma tecnologia de produção exibe retornos constantes à escala de produção, quando os planos de operação resultantes de uma contração equiproporcional, até zero, ou de uma expansão ilimitada de outro plano de operação viável, forem igualmente viáveis.

Os modelos acima são calculados para cada EDEE<sub>j</sub>, que executou o plano de operação  $[x_{ij}, y_{rj}]$ , o qual será comparado aos planos de operação formados pela combinação linear dos planos de operação das EDEE's eficientes. A EDEE0 será CRS eficiente, se e somente se:

- a)  $\theta^* = 1$ ; e
- b) todos os excessos de insumos forem iguais à zero.

Quando uma EDEE é CRS eficiente (produtivamente eficiente), nenhuma outra EDEE com seu mesmo tamanho, apresenta maior produtividade do que ela. E quando uma EDEE é CRS ineficiente, essa ineficiência também pode ser decomposta em ineficiência de escala e em ineficiência técnica.

#### 3.4.2 Modelo DEA VRS (DEA BCC) orientado para o insumo

O modelo DEA VRS (DEA BCC) orientado para o insumo foi formulado por Banker, Charnes e Cooper, em 1984, e pressupõe que a tecnologia da fronteira de eficiência exibe retornos de escala variáveis. (CHARNES et al., 1996).

E segundo Färe et al. (1993), uma tecnologia produtiva exibe retornos de escala variáveis, quando não necessariamente for viável, todo plano de operação, que corresponde à contração ou à expansão equiproporcional, de qualquer plano de operação viável.

O modelo DEA VRS (DEA BCC) é obtido ao se incluir a restrição de convexidade  $\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$ . Sendo que a formulação matemática do modelo DEA VRS (DEA BCC) está apresentada no Quadro 4.

Uma EDEE é VRS eficiente quando seu plano de operação observado  $[x_{ij}, y_{rj}] \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} ; \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj}$ , e ainda, os excessos nos insumos forem iguais a zero, ou se:

- a)  $b^* = 1$ ; e
- b) todos os excessos nos insumos forem iguais à zero.

Quadro 4 – Modelo DEA VRS (DEA BCC) Orientado para o Insumo.

$$\begin{array}{l}
 b^* = \min b ; \\
 \text{s. t. } \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \leq b x_{io} ; \quad i = 1, 2, \dots, m; \\
 \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \geq y_{ro} ; \quad r = 1, 2, \dots, s; \\
 \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1; \\
 \lambda_j \geq 0 ; \quad j = 1, 2, \dots, n.
 \end{array}$$

Fonte: Seiford e Zhu (1999).

Quando uma EDEE é VRS eficiente (produtivamente eficiente), nenhuma outra EDEE com seu mesmo tamanho, apresenta maior produtividade do que ela, mesmo que tenha retornos decrescentes. E quando uma EDEE é VRS ineficiente, essa ineficiência permite a identificação da ineficiência técnica, isolando-a da ineficiência de escala e da ineficiência produtiva.

### 3.4.3 Modelo DEA NDRS orientado para o insumo

O modelo DEA NDRS é obtido ao se acrescentar no modelo DEA CRS (DEA CCR) a restrição de convexidade  $\sum_{j=1}^n \lambda_j \geq 1$ , e a sua formulação matemática está no Quadro 5.

Em termos de classificação dos retornos à escala de produção das distribuidoras de energia elétrica, tem-se que  $\theta^*$ ,  $b^*$  e  $g^*$  representam as medidas de eficiência técnica obtidas, respectivamente, pelos modelos DEA CRS (DEA CCR), DEA VRS (DEA BCC) e DEA NDRS. E baseando-se no trabalho desenvolvido por Seiford e Zhu (1999), foram adaptadas e estabelecidas as seguintes relações entre os indicadores de eficiência na determinação do tipo de retorno de escala de produção, aplicando os modelos DEA CRS (DEA CCR), DEA VRS (DEA BCC) e DEA NDRS, como segue:

- a) se  $\theta^* = b^*$ , a empresa exibe uma tecnologia com retornos de escala constantes (CRS), ou seja, o tamanho de uma EDEE (DMU) é o mais produtivo;

- b) se  $\theta^* \neq b^*$  e  $b^* \leq g^*$ , a empresa exibe uma tecnologia com retornos de escala crescentes (IRS) e o tamanho da EDEE (DMU) é inferior ao tamanho mais produtivo;
- c) se  $\theta^* \neq b^*$  e  $b^* > g^*$ , a empresa exibe uma tecnologia com retornos de escala decrescentes (DRS) e o tamanho da EDEE (DMU) é superior ao tamanho mais produtivo.

Quadro 5 – Modelo DEA NDRS Orientado para o Insumo.

$$\begin{array}{l}
 g^* = \min g ; \\
 \text{s. t. } \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \leq f x_{io} ; \quad i = 1, 2, \dots, m; \\
 \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \geq y_{ro} ; \quad r = 1, 2, \dots, s; \\
 \sum_{j=1}^n \lambda_j \geq 1; \\
 \lambda_j \geq 0 ; \quad j = 1, 2, \dots, n.
 \end{array}$$

Fonte: Seiford e Zhu (1999).

### 3.5 Descrição da Modelagem do Índice de Produtividade de Malmquist

O Índice de Malmquist foi inicialmente proposto, em 1953, por Malmquist, para análise do comportamento do consumidor, a partir de conceitos de conjunto de possibilidade de produção e de função distância de vetores, onde o conjunto de possibilidade de produção representa o conjunto de todos os vetores de produtos, que possam ser produzidos usando o vetor dos insumos. (MARINHO et al., 2002).

Embora o índice tenha sido desenvolvido em um contexto de consumo, mais recentemente ele vem ganhando destaque num contexto de produção onde múltiplos produtos são transformados em medidas de eficiência. Desta forma, Caves et al. (1982) introduziu na análise do produtor, a utilização do Índice de Malmquist para construir índices de produtividade com orientação ao insumo ou ao produto, baseados como razão das funções de distância de insumos ou produtos. O cálculo das distâncias do Índice de Malmquist pode usar

técnicas de abordagem não paramétrica ou por abordagem paramétrica. Para fins deste trabalho, será focado o método por técnica de programação linear (abordagem não paramétrica).

Assim, o índice de produtividade Malmquist, proposto por Färe et al. (1994), é baseado na aplicação de um algoritmo de programação linear de Análise Envoltória de Dados (DEA) para a construção da fronteira de produção de um determinado período e depois para o cálculo da razão entre as distâncias de dois pontos de produção de períodos distintos de uma mesma unidade à fronteira assim construída. Determina-se, por exemplo, a distância do ponto de produção do período  $t$  à fronteira do período  $t$ , a distância do ponto de produção do período  $t+1$  à fronteira do período  $t$  e calcula-se a razão entre as distâncias.

Assim, de acordo com Ferreira e Gomes (2009) e com Costa e Sant'anna (2009), o índice de produtividade Malmquist é calculado através da média geométrica de dois índices de evolução de eficiência técnica, onde o primeiro utiliza como referência a fronteira do período  $t$  e o segundo a fronteira do período  $t+1$  (ver Equação 3). Ou seja, o primeiro é calculado substituindo e, os valores de *input* e *output* do ano  $t$ , cuja evolução da unidade de produção se deseja avaliar, pelos valores de *input* e *output* da mesma unidade de produção no período  $t+1$ .

$$\text{Índice de Produtividade de Malmquist (M)} = \frac{\text{Eficiência Técnica Total}_{(\text{período } t+1)}}{\text{Eficiência Técnica Total}_{(\text{período } t)}} \quad (3)$$

A partir daí, a primeira razão será obtida dividindo-se pelo escore de eficiência do instante  $t$  da unidade avaliada a eficiência de uma unidade de produção hipotética com os valores de *input* e *output* do ano  $t$ , substituídos pelos valores de *input* e *output* da mesma unidade de produção no período  $t+1$ . No segundo, analogamente, substituem-se os valores de *input* e *output* do período  $t$  da unidade de produção cuja evolução se deseja medir no conjunto de valores do período  $t+1$ . (ver Equação 4). (FERREIRA e GOMES, 2009; COSTA e SANT'ANNA, 2009).

$$M_0(x^{t+1}, y^{t+1}, x^t, y^t) = \sqrt{\frac{D_0^t(x^t, y^t)}{D_0^t(x^{t+1}, y^{t+1})} \frac{D_0^{t+1}(x^t, y^t)}{D_0^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}} \quad (4)$$

Onde:

$M_0$  = é o Índice de Malmquist;

$D_0^t$  = é a função da distância;

$D_0^{t+1}$  = é a função da distância no próximo período;

$x^t$  = é a quantidade de insumo utilizado pela unidade no período  $t$ ;

$x^{t+1}$  = é a quantidade de insumo utilizado pela unidade no período  $t+1$ ;

$y^t$  = é a quantidade de produto produzido pela unidade no período  $t$ ;

$y^{t+1}$  = é a quantidade de produto produzido pela unidade no período  $t+1$ ;

$t$  = é a unidade no tempo;

$t + 1$  = é a unidade no tempo posterior.

Desta forma, o Índice de Malmquist apresenta-se como a razão do indicador de eficiência técnica total em dois períodos de tempo diferentes e se caracteriza por ter a capacidade de medir a mudança, em termos de produtividade total dos fatores de produção – PTF (também chamada de *Total Factor Productivity – TFP*), entre diferentes períodos e decompor este índice em eficiência técnica e em mudança de tecnologia. Ainda, tem-se que o Índice de Malmquist emprega, portanto funções de distância de dois diferentes períodos ou tecnologias  $D_0^t$  e  $D_0^{t+1}$ , dois pares de vetores insumo-produto,  $(x^t$  e  $y^t)$  e  $(x^{t+1}$  e  $y^{t+1})$ . (FERREIRA e GOMES, 2009; VICENTE, 1997).

Contudo, de acordo com Ferreira e Gomes (2009, p.281), reformulando-se matematicamente a Equação (4), podemos ter uma decomposição em dois termos, ou seja, o Efeito da Variação de Técnica (*Catch Up Effect*) e o Efeito da Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*), como seguem na Equação (5):

$$M_0(x^{t+1}, y^{t+1}, x^t, y^t) = \frac{D_0^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^t(x^t, y^t)} \sqrt{\frac{D_0^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^t(x^t, y^t)} \frac{D_0^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^{t+1}(x^t, y^t)}} \quad (5)$$

Desta forma, apresentam-se índices parciais de produtividade, que podem fornecer subsídios para a análise de produtividade total de fatores de produção, pois possibilitam identificar se houve uma variação em termos de Efeito de Variação de Eficiência Técnica

(*Catch Up Effect*)  $\left[ \frac{D_0^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^t(x^t, y^t)} \right]$  ou se houve uma variação em termos de Efeito de Variação

de Tecnologia (*Frontier Shift Effect*)  $\left[ \sqrt{\frac{D_0^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^t(x^t, y^t)} \frac{D_0^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_0^{t+1}(x^t, y^t)}} \right]$  ou, ainda, de ambos os

termos. Logo, essas medidas de PTF<sup>27</sup> (na orientação ao insumo) podem apresentar-se com

<sup>27</sup> Em resumo, conforme FERREIRA e GOMES (2009, p.281), a partir de eficiências técnicas com orientação ao insumo, tem-se como parâmetros para análise das medidas de produtividade total de fatores o seguinte:

a) com  $M_0 < 1$  uma PTF melhor; b) com  $M_0 = 1$  uma PTF constante; e c) com  $M_0 > 1$  uma PTF pior.

resultados menores, iguais ou maiores que 1, sendo que esses resultados representam uma melhoria, uma constância ou uma piora da produtividade total dos fatores de produção ao longo do tempo. (FERREIRA e GOMES, 2009; VICENTE, 1997).

Conforme Coelli, Rao e Battese (1998), o método descrito constitui um procedimento para estimar, de maneira direta, as funções de distância e para identificar se as mudanças ocorridas em um determinado setor industrial (ou empresa) foram relativas à:

- a) Variação de Eficiência Técnica (VET) (*Catch Up Effect*): capta a mudança de eficiência técnica (a mudança na distância da fronteira eficiente de produção do período em questão), sendo que este componente mede a distância de cada DMU da fronteira, a fim de verificar se sua produção está mais próxima ou afastada da referida fronteira, entre os períodos  $t$  e  $t+1$ , indicando uma alteração tecnológica auferida pelo produtor, podendo vir a melhorar, estagnar ou regredir, em relação à melhor prática tecnológica, conforme o progresso técnico seja superior, igual ou inferior à unidade, respectivamente;
- b) Variação de Tecnologia (VT) (*Frontier Shift Effect*): captura o progresso técnico, a modificação da fronteira de produção sendo que este componente, por sua vez, e indica se houve evolução nos níveis de eficiência técnica entre os períodos  $t$  e  $t+1$ , indicando se a DMU está a aproximar ou a afastar da melhor prática tecnológica e conforme o nível de eficiência técnica seja maior, igual ou inferior à unidade verifica-se uma melhoria, estagnação ou declínio, respectivamente.





## 4 ANÁLISE E RESULTADOS DOS ÍNDICES DE EFICIÊNCIA E DE PRODUTIVIDADE

Os resultados obtidos neste estudo poderão servir de um ponto de partida para futuras investigações tanto da ANEEL como das concessionárias (que com informações mais detalhadas de seus custos operacionais regulatórios) poderão determinar possíveis fontes de ineficiência. Também poderão servir para futuras investigações sobre as diferenças de desempenho entre as DMU's avaliadas, servindo como uma fonte de informação adicional para gestores dos processos tratados, visto que contém dados de avaliação relativa imparcial de desempenho.

### 4.1 As Análises e os Resultados de Eficiência Técnica e de Retorno à Escala de Produção

Objetivo deste subitem é avaliar através dos índices de eficiência técnica (e dos retornos de escala de produção) a evolução do desempenho do conjunto das concessionárias de energia elétrica brasileiras no período entre 2003 e 2009.

A seguir, serão analisados os resultados referentes às medidas de eficiência técnica e à avaliação quanto ao retorno à escala de produção (ambos apresentados no APÊNDICE C), obtidas através modelagem DEA (rodando-se os respectivos modelos DEA para cada ano, separadamente) ao conjunto de variáveis (*input e outputs*) (ver APÊNDICE A), para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica brasileiras, considerando-se os dois cenários da modelagem, ou seja, o cenário C1, que contempla as Variáveis ANEEL (OPEX, Rede, Mercado e UC) e o cenário C2, que aborda as Variáveis ANEEL (OPEX, Rede, Mercado e UC) incluindo-se as Variáveis de Qualidade Reguladas (InvDGC + IASC).

Desta forma, analisando-se os resultados obtidos quanto à eficiência técnica, considerando o cenário C1, observa-se para o modelo DEA CRS um valor mediano de  $\theta^*$  igual a 64,19% (0,6419) de eficiência técnica. Já no modelo DEA VRS o valor mediano de  $b^*$  é igual a 75,04% (0,7504) de eficiência técnica. Para o modelo DEA NDRS o valor mediano de  $g^*$  é igual a 68,31% (0,6831) de eficiência técnica.

Já considerando o cenário C2, observa-se para o modelo DEA CRS o valor mediano de  $\theta^*$  igual a 68,18% (0,6818) de eficiência técnica. Para o modelo DEA VRS o valor mediano de  $b^*$  é igual a 80,28% (0,8028) de eficiência técnica. E para o modelo DEA NDRS verifica-se um valor mediano de  $g^*$  igual a 69,81% (0,6981) de eficiência técnica.

Assim, percebe-se que os resultados do cenário C1 (com apenas variáveis ANEEL) dos *scores* medianos de eficiência técnica, para os 3 diferentes modelos DEA utilizados, são menores que os resultados obtidos para o cenário C2, que além das variáveis ANEEL apresenta variáveis de qualidade reguladas. (ver Figura 19).

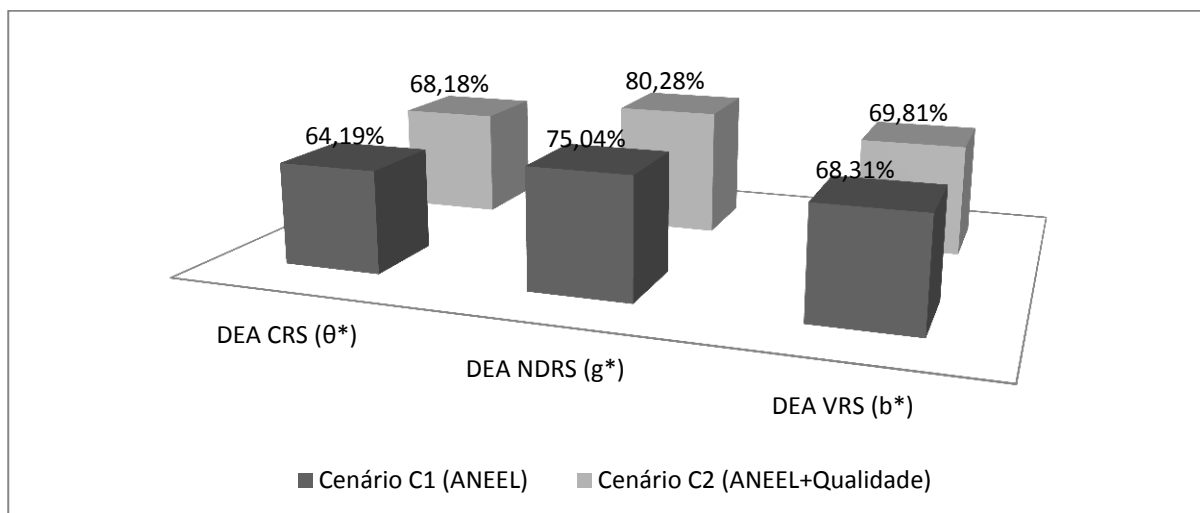


Figura 19 – *Scores* Medianos de Eficiência Técnica para Modelos DEA (Cenário C1 e Cenário C2).  
Fonte: Compilação Própria.

Contudo, as diferenças existentes entre o cenário C1 e cenário C2, para os modelos DEA CRS, DEA NDRS e DEA VRS, são decorrentes do maior número de variáveis *outputs* inseridas no modelo C2, e não representam discrepâncias significativas em termos dos valores percentuais verificados, permitindo-se avaliar que os modelos adotados nas análises no cenário C2 (modelo ANEEL + qualidade) comportam-se de forma semelhante aos modelos do cenário C1 (modelo ANEEL). O cenário C2 apresenta-se sempre com valores percentuais maiores, onde estas diferenças à maior são na ordem de: 4,20% no modelo DEA C2-CRS, de 1,42% no modelo DEA C2-NDRS e de 4,44% no modelo DEA C2-VRS.

Sob o ponto de vista de evolução dos índices de eficiência técnica das 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil (2003-2009), na Figura 20, observou-se para o cenário C1 que todas as modelagens DEA (CRS, VRS e NDRS) utilizadas na análise apresentaram uma evolução positiva (na mediana), comparando-se o ano de 2003 com o ano de 2009, embora se tenha observado oscilações (positivas e negativas) neste intervalo de tempo. E quanto ao cenário C2, observou-se situação semelhante, para todas as modelagens DEA (CRS, VRS e NDRS) utilizadas na análise, pois também apresentaram uma evolução positiva (na mediana), comparando-se o ano de 2003 com o ano 2009, embora também se tenha observado oscilações (positivas e negativas) neste intervalo de tempo.

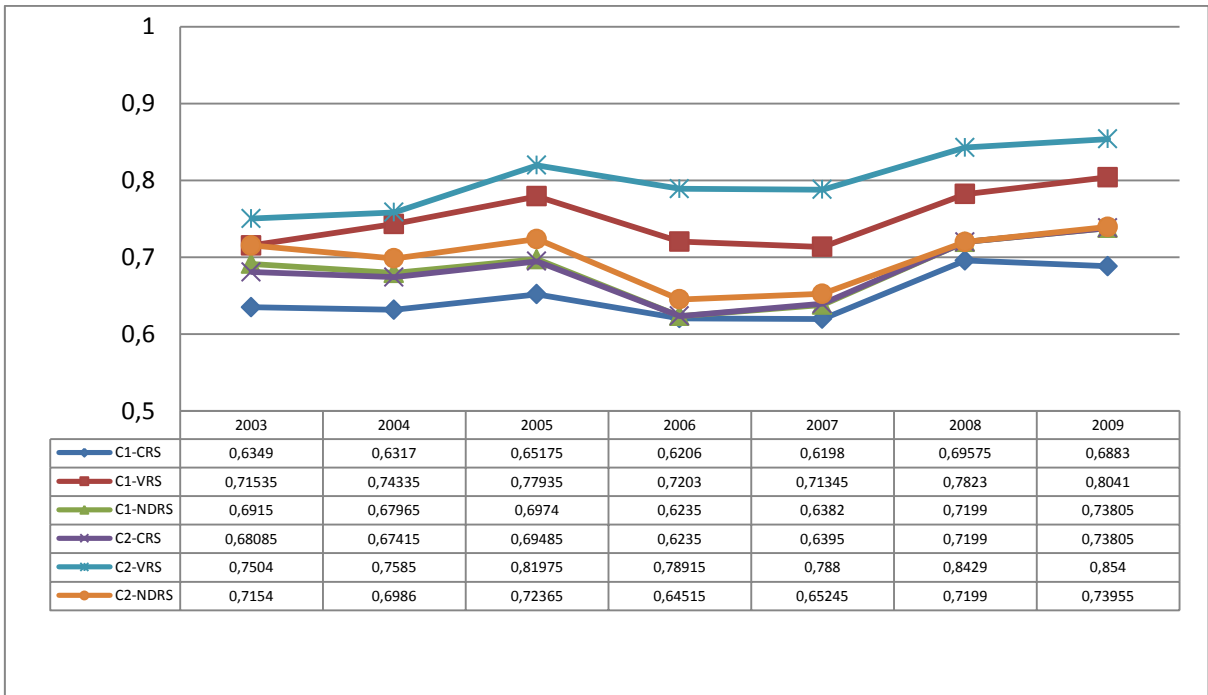


Figura 20 – Evolução dos Índices de Eficiência Técnica (Cenário C1 e Cenário C2) (Mediana) 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009)  
 Fonte: Compilação Própria. Ver informações APÊNDICE C.

Na sequência, tem-se na Figura 21 um ranking das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, considerando-se os dois cenários analisados frente à modelagem DEA CRS, a partir dos valores medianos dos índices de eficiência técnica, para os anos compreendidos entre 2003 e 2009.

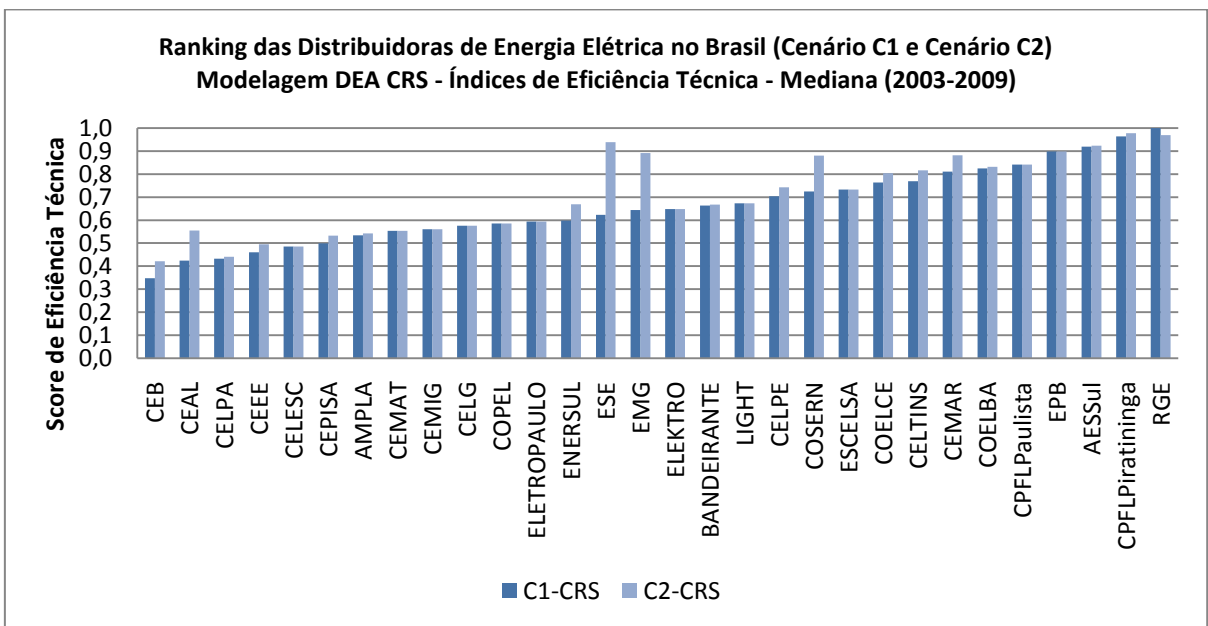


Figura 21 – Ranking das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (Cenário C1 e Cenário C2) na Modelagem DEA CRS - Índices de Eficiência Técnica - Mediana (2003-2009).  
 Fonte: Compilação Própria.

Quanto à classificação das concessionárias, utilizando-se como critério os resultados dos índices de eficiência técnica da modelagem DEA C1-CRS, tem-se que as cinco concessionárias, que estão melhores classificadas, são: 1º RGE (0,9692); 2º CPFLPiratininga (0,9638); 3º AESSul (0,9198); 4º EPB (0,8989); e 5º CPFLPaulista (0,8407). E para a modelagem DEA C2-CRS, tem-se como as cinco concessionárias, que estão melhores classificadas, as seguintes: 1º CPFL Piratininga (0,9780); 2º RGE (0,9692); 3º ESE (0,9385); 4º AESSul (0,9229); e 5º EPB (0,8989).

As cinco concessionárias que estão piores classificadas na modelagem DEA C1-CRS são: 26º CELESC (0,4849); 27º CEEE (0,4607); 28º CELPA (0,4330); 29º CEAL (0,4243); e 30º CEB (0,3476). Já as cinco concessionárias que estão piores classificadas na modelagem DEA C2-CRS são: 26º CEPISA (0,5323); 27º CEEE (0,4946); 28º CELESC (0,4849); 29º CELPA (0,4410); e 30º CEB (0,4215).

Na Figura 22, tem-se um ranking das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, considerando-se a modelagem DEA VRS, para o cenário C1 e para o cenário C2, a partir dos valores medianos dos índices de eficiência técnica, para o período compreendido entre os anos de 2003 e 2009.

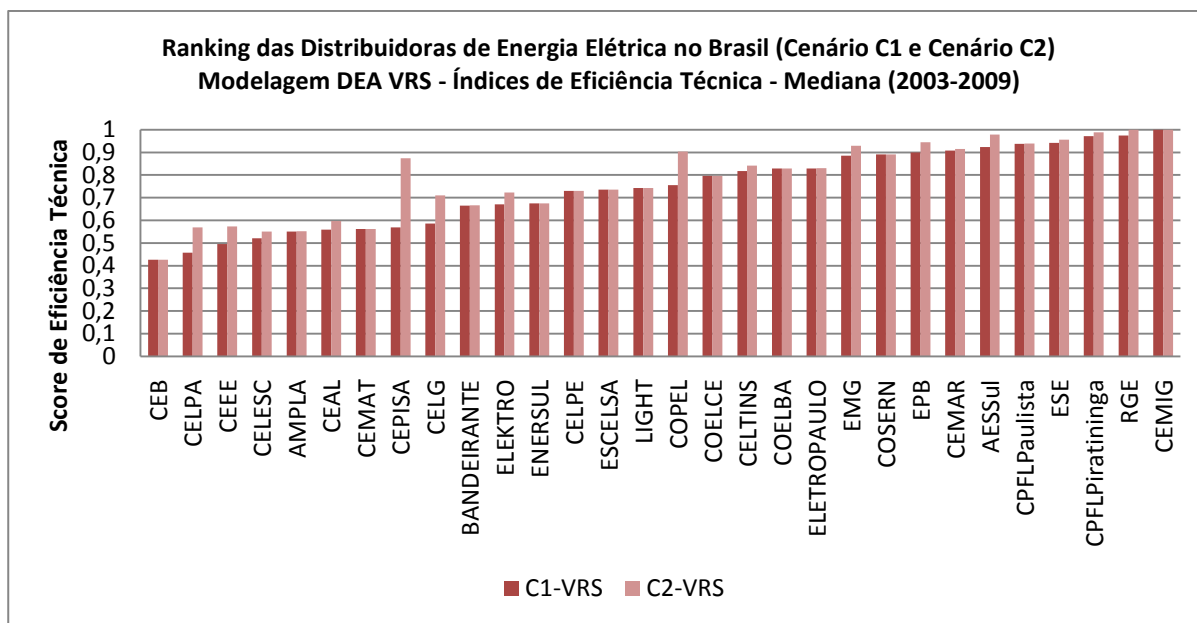


Figura 22 – Ranking das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (Cenário C1 e Cenário C2) na Modelagem DEA VRS - Índices de Eficiência Técnica - Mediana (2003-2009).

Fonte: Compilação Própria.

Quanto à classificação das concessionárias, utilizando-se como critério os resultados dos índices de eficiência técnica da modelagem DEA C1-VRS tem-se o seguinte: 1º CEMIG (1,0000); 2º RGE (0,9742); 3º CPFLPiratininga (0,9712); 4º ESE (0,9418); e 5º CPFLPaulista

(0,9384). E para a modelagem DEA C2-VRS, tem-se como as cinco concessionárias, que estão melhores classificadas, as seguintes: 1° CEMIG (1,0000); 2° RGE (1,0000); 3° CPFLPiratininga (0,9887); 4° AESSul (0,9786); e 5° ESE (0,9557).

As cinco concessionárias que estão piores classificadas na modelagem DEA C1-VRS são: 26° AMPLA (0,5499); 27° CELESC (0,5214); 28° CEEE (0,4952); 29 CELPA (0,4573); e 30° CEB (0,4269). Já as cinco concessionárias que estão piores classificadas na modelagem DEA C2-VRS são: 26° CELPA (0,5685); 27° CEMAT (0,5612); 28° AMPLA (0,5525); 29° CELESC (0,5504); e 30° CEB (0,4269).

A seguir, tem-se na Figura 23 um ranking das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, considerando-se o cenário C1 e o cenário C2 frente a modelagem DEA NDRS, a partir dos valores medianos dos índices de eficiência técnica, para o período compreendido entre os anos de 2003 e 2009.

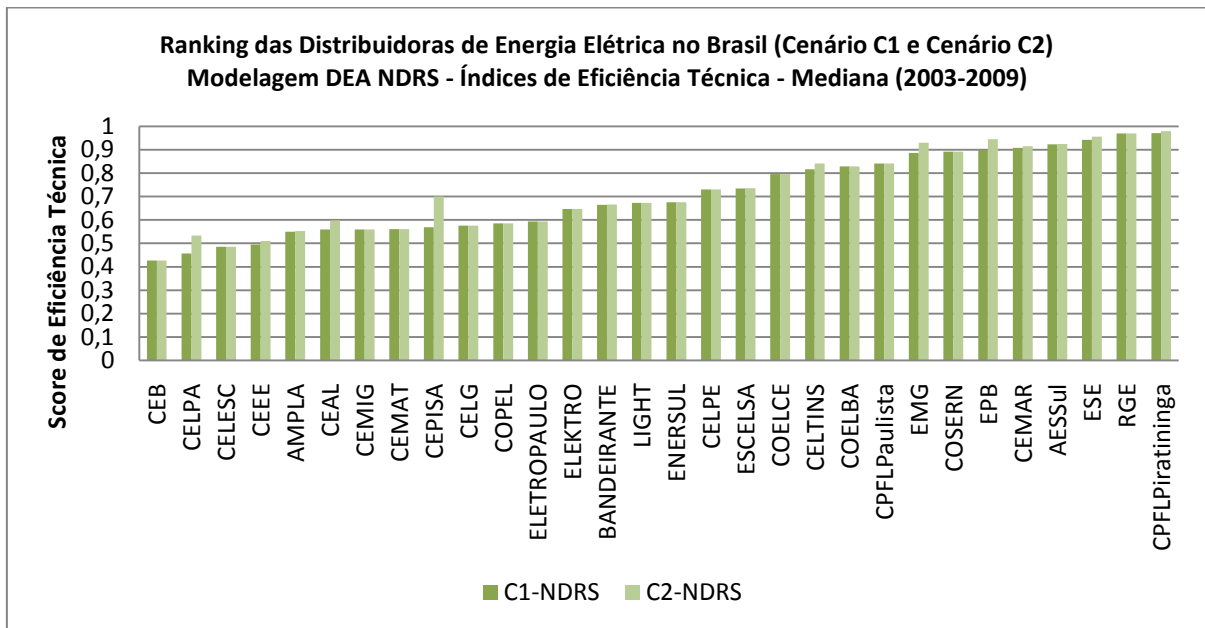


Figura 23 – Ranking das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (Cenário C1 e Cenário C2) na Modelagem DEA NDRS - Índices de Eficiência Técnica - Mediana (2003-2009).  
 Fonte: Compilação Própria.

Quanto à classificação das concessionárias, utilizando-se como critério os resultados dos índices de eficiência técnica da modelagem DEA C1-NDRS, tem-se como as cinco concessionárias, que estão melhores classificadas, são as seguintes: 1° CPFLPiratininga (0,9712); 2° RGE (0,9692); 3° ESE (0,9418); 4° AESSul (0,9229); 5° CEMAR (0,9087). Para a modelagem DEA C2-NDRS, tem-se como as cinco concessionárias, que estão melhores classificadas, as seguintes: 1° CPFLPiratininga (0,9797); 2° RGE (0,9692); 3° ESE (0,9557); 4° EPB (0,9454); e 5° EMG (0,9297).

As cinco concessionárias que estão piores classificadas na modelagem DEA C1-NDRS tem-se: 26º AMPLA (0,5499); 27º CEEE (0,4952); 28º CELESC (0,4849); 29º CELPA (0,4573); e 30º CEB (0,4269). Já as cinco concessionárias que estão piores classificadas na modelagem DEA C2-NDRS são: 26º AMPLA (0,5525); 27º CELPA (0,5337); 28º CEEE (0,5105); 29º CELESC (0,4849); e 30º CEB (0,4269).

Ademais, com os resultados obtidos nas modelagens DEA comparativas entre os cenários analisados (DEA C1-CRS e DEA C2-CRS; DEA C1-VRS e DEA C2-VRS; e DEA C1-NDRS e DEA C2-NDRS) percebe-se que existem divergências nas listagens classificatórias apresentadas, com base nas Figuras 21, 22 e 23, visando uma classificação a partir das medidas de eficiência técnica dessas empresas entre os diferentes cenários e as diferentes modelagens DEA (comparando-se as empresas similares - *benchmarking*).

Destaca-se que a discussão sobre movimentações de empresas nas listagens classificatórias (também observadas na estratificação arbitrária, do APÊNDICE C), no caso específico da CEMIG e da ELETROPAULO (empresas de grande porte empresarial), apresentaram as seguintes medidas medianas de forte de ineficiência técnica: a) na modelagem DEA CRS (CEMIG com, C1 igual a 0,5598 e C2 igual a 0,5598 e Eletropaulo com C1 igual a 0,5539 e C2 igual a 0,5539); b) na modelagem DEA NDRS (C1 igual a 0,5598 e C2 igual a 0,5598 e ELETROPAULO com C1 igual a 0,5539 e C2 igual a 0,5539); c) e na modelagem DEA VRS (CEMIG com C1 igual a 1,0000 e C2 igual a 1,0000 e ELETROPAULO com C1 igual a 0,8292 e C2 igual a 0,8309). Analisando-se os casos destas duas distribuidoras de energia elétrica tem-se que a CEMIG e a ELETROPAULO, em função das grandezas de seus produtos quantitativos (*outputs*), usados nas modelagens DEA para mensuração de eficiência técnica (que são rede, consumidores e mercado), que são claramente identificados no banco de dados como *outliers*, apontam estas como empresas reconhecidas no setor por terem um grande porte empresarial.

Para a CEMIG, tem-se que esta empresa está classificada com forte ineficiência na modelagem DEA C2-CRS e DEA C2-NDRS e com máxima eficiência pela modelagem DEA C2-VRS. Este fato explica-se devido às modelagens DEA C2-CRS e DEA C2-NDRS serem mais restritivas (pois elas não admitem que as empresas atuem na região decrescente da fronteira de produção), o que não favoreceu os resultados para a CEMIG (dado o seu grande porte empresarial), resultando em medidas de eficiência técnica menores do que os resultados da modelagem DEA C2-VRS.

Assim, percebe-se que existem ineficiências técnicas na CEMIG, uma vez que ela que apresenta retornos de escala de produção decrescentes (DRS) em todo o período de tempo

avaliado no cenário C2 (ver Anexo C), inclusive se for considerado o cenário C1. Por outro lado, aplicando-se à CEMIG a modelagem DEA C2-VRS, que se apresenta menos restritiva (pois admite que as empresas atuem na região decrescente da fronteira de produção), constata-se que ela atingiu a medida de eficiência máxima, mesmo atuando com retornos de escala de produção decrescentes (DRS).

Já para a ELETROPAULO, que também apresentou retornos de escala de produção decrescentes (DRS) em todo o período de tempo avaliado no cenário C2 (ver Anexo C), inclusive considerando-se o cenário C1, verificou-se que ela não obteve bons resultados de eficiência técnica nas três modelagens DEA analisadas. E, independentemente da modelagem DEA ser mais restritiva (CRS ou NDRS) ou menos restritiva (VRS), observou-se que ao atuar com retornos de escala de produção decrescentes (DRS), o seu grande porte empresarial pode ter impactado nos baixos resultados das suas medidas de eficiência técnica.

Complementarmente, pode-se observar a Figura 24 os resultados para ambos os cenários (destacando que esta análise ocorrerá a partir do agrupamento total dos 210 resultados obtidos nas modelagens DEA), tem-se que as DMU's que exibiram retornos de escala constantes (CRS) no cenário C1 (COELBA2009, CPFLPiratininga2008, EPB2003 e RGE2003) também apresentaram-se com retornos de escala constantes (CRS) no cenário C2. Ou seja, percebe-se na relação de DMU's, que exibiram retornos de escala constantes (CRS), no conjunto de resultados obtidos no cenário C2 é a mesma do cenário C1, com o incremento das seguintes DMU's: COELBA2003, COELBA2008, COSERN2008, CPFLPiratininga2009, EMG2003 e ESE2005.

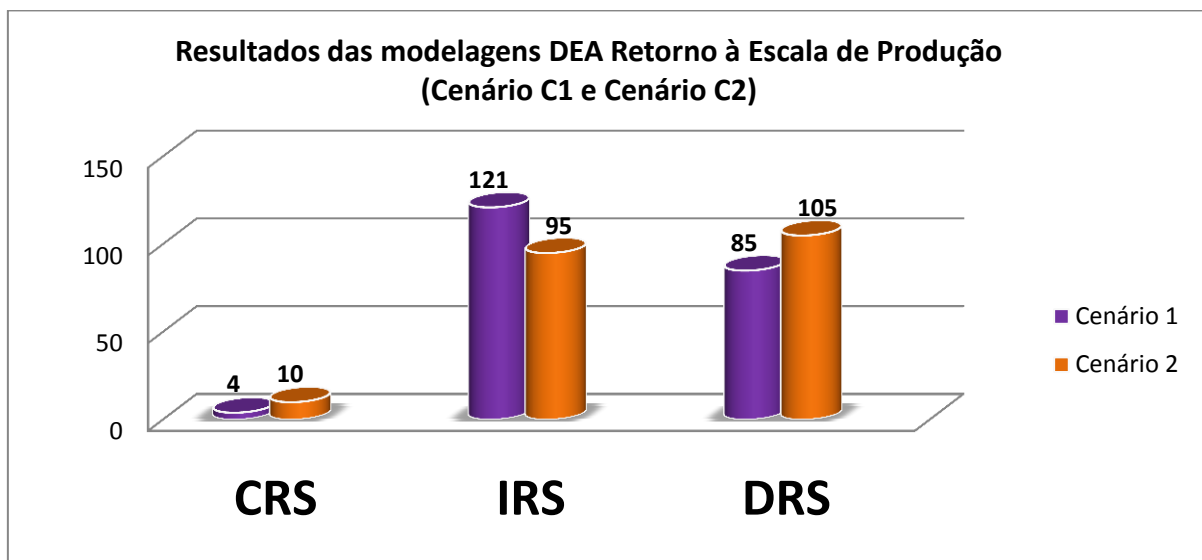


Figura 24 – Resultados das Modelagens DEA para Retornos à Escala de Produção (C1 e C2)  
Fonte: Compilação Própria.

Prosseguindo a análise, também se considerando o agrupamento dos 210 resultados obtidos nas modelagens DEA, referentes as 30 empresas distribuidoras de energia elétrica, quanto ao retorno de escala de produção (ver APÊNDICE C), constata-se que para o cenário C1 que 121 DMU's (58%) exibiram retornos de escala crescentes (IRS) e apresentam um tamanho inferior ao tamanho mais produtivo. Já 85 DMU's (40%) exibiram retornos de escala decrescentes (DRS) e apresentam um tamanho superior ao tamanho mais produtivo. E apenas 4 DMU's (2%), que são COELBA2009, CPFLPiratininga2008, EPB2003 e RGE2003, exibiram retornos de escala constantes (CRS), apresentando um tamanho produtivo eficiente.

Paralelamente, seguindo com esta análise agrupada para os 210 resultados obtidos nas modelagens DEA referentes as 30 empresas distribuidoras de energia elétrica quanto ao retorno de escala de produção (ver APÊNDICE C), observa-se no cenário C2 que 95 DMU's (45%) exibiram retornos de escala crescentes (IRS) e apresentam um tamanho inferior ao tamanho mais produtivo. Já 105 DMU's (50%) exibiram retornos de escala decrescentes (DRS) e apresentam um tamanho superior ao tamanho mais produtivo. E apenas 10 DMU's (4%), que são COELBA2004, COELBA2008, COELBA2009, COSERN2008, CPFLPiratininga2008, CPFLPiratininga2009, EMG2003, EPB2003, ESE2005 e RGE2003, exibiram retornos de escala constantes (CRS), apresentando um tamanho produtivo eficiente.

Desta forma, analisando-se a aplicação da metodologia DEA e avaliando-se paralelamente as diferentes modelagens DEA (CRS, VRS e NDRS) adotadas neste trabalho para a obtenção dos resultados de medidas de eficiência técnica e de produtividade para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, e considerando-se que a proposta da ANEEL (com o modelo DEA NDRS), mesmo seguindo a tendência mundial de utilização da metodologia DEA, não adotou como referência metodológica a modelagem DEA VRS (já amplamente utilizada pelas principais agências reguladoras europeias). Por isso sofreu críticas e recebeu sugestões por parte das concessionárias, por outros agentes vinculados ao setor de energia elétrica e também por agentes vinculadas ao meio acadêmico.

Corroborando, Banker (2011) afirma em seu relatório técnico que o modelo simplificado proposto pela ANEEL distorceria a chamada fronteira de produção verdadeira de tal forma que o pressuposto NDRS, válido para a chamada função de produção verdadeira, não pode ser sustentado para estimar a fronteira de produção simplificada (visto que não se conhece a chamada fronteira de produção verdadeira, mas somente a fronteira estimada empiricamente, ou seja, àquela estimada para os dados que são utilizados nas modelagens). No referido relatório não é proposto que a chamada função de produção verdadeira possua retornos decrescentes de escala. Mesmo quando a verdadeira função de produção exibir



retornos crescentes de escala, se o modelo de estimativa não capturar todas as complexidades de inter-relações entre múltiplas entradas e múltiplas saídas, então uma modelagem estimativa DEA VRS supera significativamente na precisão uma modelagem estimativa DEA NDRS. (BANKER, 2011).

Desta forma, Matos, Lopes e Costa (2012) destacam que uma das críticas importantes endereçadas à ANEEL foi a que se referia à utilização de um modelo DEA de retornos não decrescentes à escala (DEA NDRS), em detrimento do modelo mais comumente utilizado de retornos variáveis à escala (DEA VRS), não conseguiria representar com robustez necessária a complexidade da amostra selecionada. E os testes estatísticos realizados em seus estudos críticos com a aplicação da metodologia DEA, referentes aos retornos de escala de produção para as concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras, defendem a aplicação do modelo DEA VRS, uma vez que observaram uma maior sensibilidade dos testes estatísticos à retirada das duas maiores empresas da amostra (CEMIG e ELETROPAULO), sendo que estas empresas são as mais prejudicadas pela modelagem DEA NDRS, sugerida pela ANEEL. Ademais, Matos, Lopes e Costa (2012) argumentam que:

Para análises empíricas, o modelo [DEA] VRS é o modelo correto, mesmo quando a teoria econômica defende que retornos não decrescentes de escala prevalecem em situações de monopólio natural, como é o caso da distribuição de energia elétrica. Isto acontece porque um modelo empírico é somente uma abstração da realidade e, ao menos que se tenha uma completa especificação da função de produção entre todos os *inputs*, *outputs* e variáveis ambientais, não é apropriado impor [o modelo DEA] NDRS. (MATOS, LOPES e COSTA, 2012, p.13).

Neste sentido, os críticos do modelo adotado pela ANEEL, citando Banker (2011) e Matos, Lopes, e Costa (2012), apontam que para se obter os melhores ajustes nos resultados de eficiência técnica deve-se aplicar a modelagem DEA usando-se a fronteira de produção com retornos variáveis de escala (VRS).

O modelo DEA VRS apresenta-se como mais consistente e desejado, pelo menos até que se encontrem funções de produção mais completas (com maior número de insumos e produtos), de forma a representar de forma mais fidedigna a realidade enfrentada pelas distribuidoras de energia elétrica, visto a grande dificuldade de aplicar-se uma modelagem com muitos insumos e produtos, de modo a ampliar a representação da realidade das distribuidoras de energia elétrica. (BANKER, 2011; MATOS, LOPES, e COSTA, 2012).

Além disso, destaca-se que a modelagem DEA VRS, sendo mais permissiva, permite uma avaliação ampliada de resultados, principalmente, para concessionárias que atuam na região de retorno à escala de produção não decrescente (NDRS), refletindo a realidade

econômica das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, possibilitando a identificação das distribuidoras de energia elétrica que estão operando na escala ótima e se os retornos em escala de produção são constantes, crescentes ou decrescentes.

#### **4.2 As Análises e os Resultados de Produtividade**

O objetivo deste subitem é avaliar através dos índices de produtividade de Malmquist (PTF) e suas decomposições, ou seja, através da Variação de Eficiência Técnica (*Catch Up Effect*) e através da Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*), a evolução do desempenho do conjunto das concessionárias de energia elétrica brasileiras no período compreendido entre 2003 e 2009, destacando-se que neste contexto as análises dos índices de PTF (decorrentes das modelagens DEA com orientação pelo insumo) que são apresentados na sequência do trabalho possuem relações de quanto menor melhor e de quanto maior pior.

Destaca-se que o índice de Malmquist (PTF) destina-se a conhecer a evolução relativa da eficiência de cada uma das DMU's. Através da análise da evolução de um ano para o ano seguinte, pode ser realizada uma comparação das empresas entre si, em termos da sua evolução em relação ao ano anterior, sem precisar determinar a influência de variáveis externas (e ambientais) sobre os seus mercados. Esta independência da influência das variáveis externas (e ambientais) ocorre porque é a evolução de cada empresa, calculada dentro do seu próprio ambiente, que é comparada com a evolução das demais empresas.

Na Figura 25, apresentam-se para o cenário C1 e para o cenário C2, a evolução dos índices de produtividade de Malmquist (PTF, em mediana) para o conjunto das 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil (2003-2009). Inicialmente, observa-se a evolução destes dois índices de produtividade de Malmquist e percebe-se que os resultados de PTF, para ambos cenários analisados, sofreram leves alterações ao longo do tempo, porém o índice de PTF do cenário C1 apresenta-se com uma oscilação pouco maior do que o índice de PTF do cenário C2.

Assim, para o cenário C1 percebe-se que, a partir dos resultados observados nos períodos de 2003-2004 e 2004-2005, o índice de PTF ficou estabilizado em 1,00. Percebe-se uma pequena oscilação de piora da PTF, em 2005-2006 (PTF igual a 1,04) e depois, entre 2006-2007 e 2007-2008, uma oscilação de melhoria na PTF, passando-a para 0,99 e depois para 0,94, respectivamente. Contudo, houve um recuo no crescimento da PTF estabilizando-se novamente, em 2008-2009, com um valor de PTF igual a 1,00.

Por sua vez, nos resultados observados para o cenário C2, tem-se que nos períodos de 2003-2004, 2004-2005, 2005-2006 o índice de PTF ficou na ordem de 1,00. E percebe-se uma pequena oscilação de melhoria entre 2006-2007 e 2007-2008, com a PTF igual a 0,98 e 0,97, respectivamente. Porém, no período seguinte (2008-2009), houve um recuo na evolução do valor do índice de PTF, estabilizando-se novamente com um valor de PTF igual a 1,00.

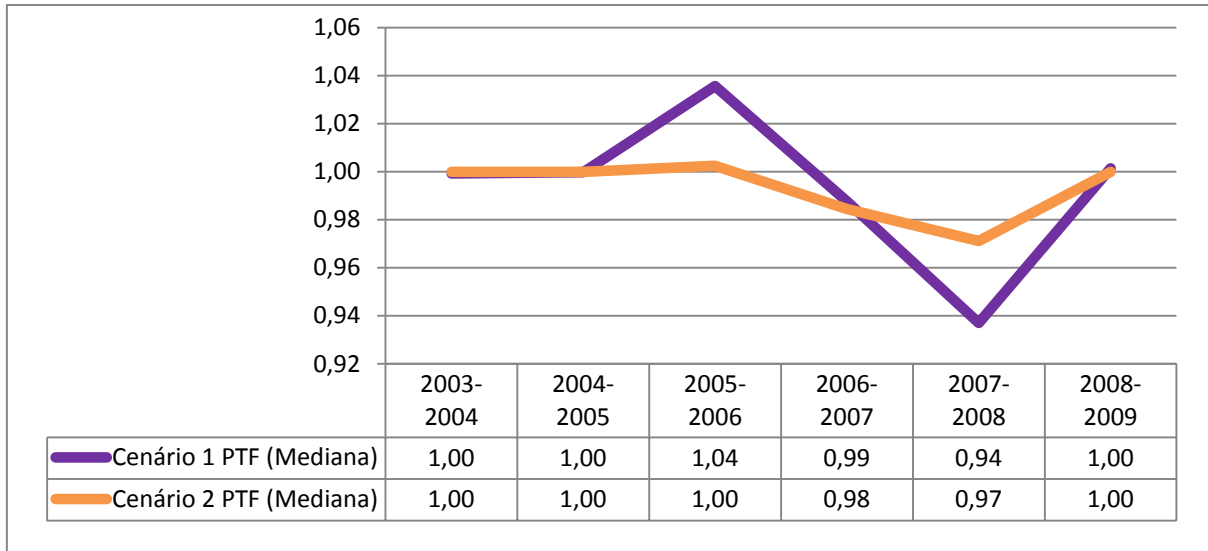


Figura 25 – Evolução dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF) (em Mediana), Cenário C1 e Cenário C2, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009).

Fonte: Compilação Própria.

Contudo, detalhando-se a decomposição das medidas de PTF do cenário C1, observa-se na Figura 26 que a estabilização do índice de PTF nos dois períodos iniciais (2003-2004 e 2004-2005) deu-se pelo fato de que as duas componentes principais não sofreram grandes alterações, ou seja, constância em termos de Variação de Eficiência Técnica (*Catch Up Effect*) e leve melhoria em termos da Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*).

Quando ocorreu a piora do índice de PTF no período de 2005-2006, por conseguinte, verificou-se que houve uma piora em termos de Variação de Eficiência Técnica (*Catch Up Effect*) e uma constância em termos de Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*).

Por outro lado, quando se iniciou o período de recuperação do índice de PTF, ou seja, de 2006-2007 até 2007-2008, observou-se um redirecionamento para a constância em termos de Variação de Eficiência Técnica (*Catch Up Effect*) e uma forte melhoria em termos de Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*).

Porém, no período de 2008-2009 observa-se um recuo ocorrido no índice de PTF, decorrente apenas da piora em termos da Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*), visto que a constância em termos de Variação de Eficiência Técnica (*Catch Up Effect*).

Em resumo, para o conjunto de distribuidoras de energia elétrica avaliadas no contexto do cenário C1, tem-se que as variações do índice de PTF, no período observado, ocorreram pelas movimentações em termos de Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*).

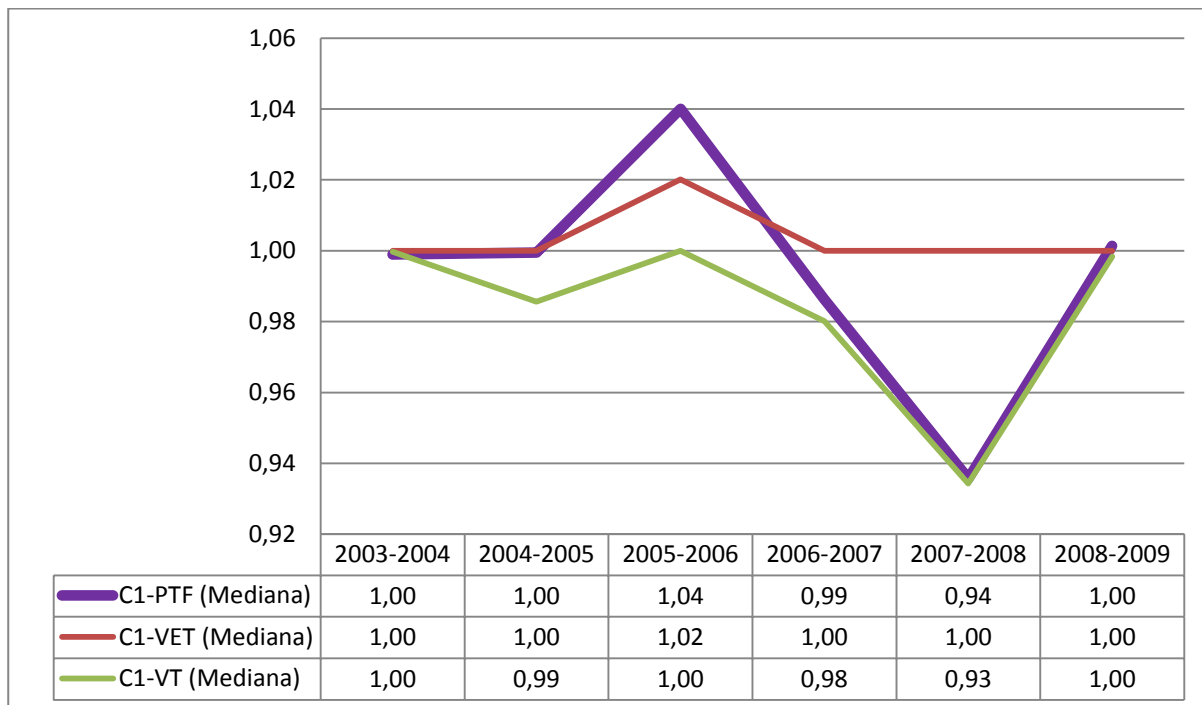


Figura 26 – Evolução dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF), de Variação de Eficiência Técnica (VET) e Variação Tecnológica (VT), (em Mediana), Cenário C1, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009).

Fonte: Compilação Própria.

Por sua vez, detalhando-se a decomposição das medidas de PTF do cenário C2, observa-se na Figura 27 que a estabilização do índice de PTF nos 3 períodos iniciais (2003-2004, 2004-2005 e 2005-2006) deu-se pelo fato de que as duas componentes principais não sofreram grandes alterações, ou seja, apresentou constância em termos de Variação de Eficiência Técnica (*Catch Up Effect*), mas em termos da Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*) observou-se no período inicial uma leve piora (com PTF igual a 0,99), sendo que em seguida recuperou a sua constância, com PTF igual a 1 para os 2 períodos subsequentes.

Quando ocorreu a melhora do índice de PTF nos dois períodos seguintes (2006-2007 e 2007-2008), por conseguinte, verificou-se que houve uma melhora em termos de Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*) e uma constância em termos de Variação de Eficiência Técnica (*Catch Up Effect*).

Porém, no período de 2008-2009 observa-se um recuo ocorrido no índice de PTF, decorrente apenas da piora em termos da Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*), visto

que permanência da tendência de constância em termos de Variação de Eficiência Técnica (*Catch Up Effect*).

Em resumo, para o conjunto de distribuidoras de energia elétrica avaliadas no contexto do cenário C2, tem-se que as variações do índice de PTF, no período observado, ocorreram basicamente pelas movimentações em termos de Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*).

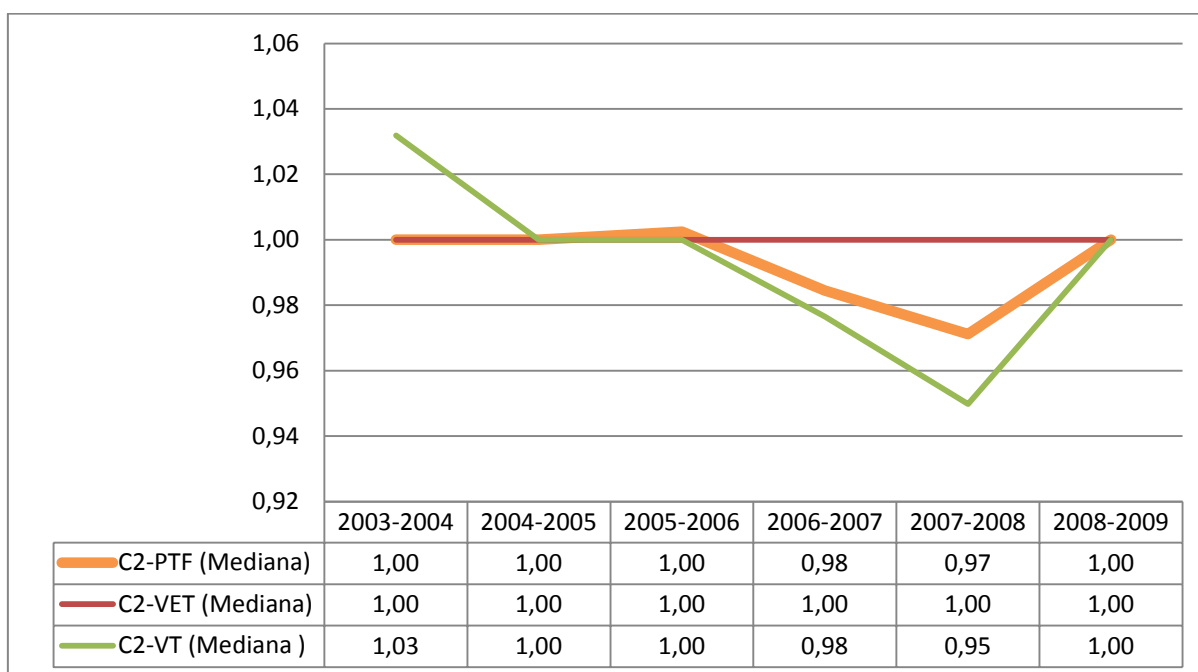


Figura 27 – Evolução dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF), de Variação de Eficiência Técnica (VET) e Variação Tecnológica (VT), (em Mediana), Cenário C2, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009).

Fonte: Compilação Própria.

Desta forma, contextualizando estas movimentações em termos de Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*), que impactaram as medidas de PTF, tanto no cenário C1 como no cenário C2, pode-se destacar a influência das inovações tecnológicas junto às distribuidoras de energia elétrica. Dentre estas novas tecnologias destaca-se a inserção de redes inteligentes (*Smart Grids*), sendo que, em termos gerais, o conceito de *Smart Grids*, conforme Falcão (2009) pode ser entendido como a aplicação intensiva de tecnologia da informação no sistema elétrico de potência (SEP), integrando sistemas de comunicação ao gerenciamento da infraestrutura de distribuição de energia elétrica automatizada (subestação, rede de distribuição, medição de energia elétrica, etc.), focando na sustentabilidade tanto para as concessionárias como para os clientes.

De modo a complementar esta análise sobre produtividade, também se observaram os resultados individuais referentes aos *scores* medianos de PTF para cada uma das 30 maiores

distribuidoras de energia elétrica do Brasil (2003-2009), considerando-se inicialmente o cenário C1, que contempla as Variáveis ANEEL (OPEX, Rede, Mercado e UC), obtidas através da aplicação da metodologia DEA, que são apresentados na Figura 28.

Analisando os índices de produtividade Malmquist (PTF), obtidos no cenário C1, em valores medianos, para as 30 maiores concessionárias de energia elétrica, tem-se:

- 18 empresas obtiveram crescimento de produtividade ( $PTF < 1$ ), destacando-se a LIGHT (0,8700), a CEMAT (0,9343), a CEB (0,9461), a CELESC (0,9496), a ENERSUL (0,9540), a CELTINS (0,9548), a CELPE (0,9596), CEMAR (0,9610), a COSERN (0,9686), a BANDEIRANTE (0,9703), a COELBA (0,9713), a ELEKTRO (0,9737), a ELETROPAULO (0,9803), a CPFL Piratininga (0,9845), a CPFL Paulista (0,9851), a COELCE (0,9868), a RGE (0,9987) e a CEEE (0,9992);
- 1 empresa que obteve uma produtividade constante ( $PTF = 1$ ), evidenciando-se a CEMIG (1,0000);
- 11 empresas obtiveram decréscimo de produtividade ( $PTF > 1$ ), destacando-se a EPB (1,0043), a ESE (1,0128), a AES Sul (1,0145), a EMG (1,0295), a COPEL (1,0308), a CELPA (1,0339), a AMPLA (1,0358), a ESCELSA (1,0452), a CEPISA (1,0517), a CELG (1,0701) e a CEAL (1,0779).

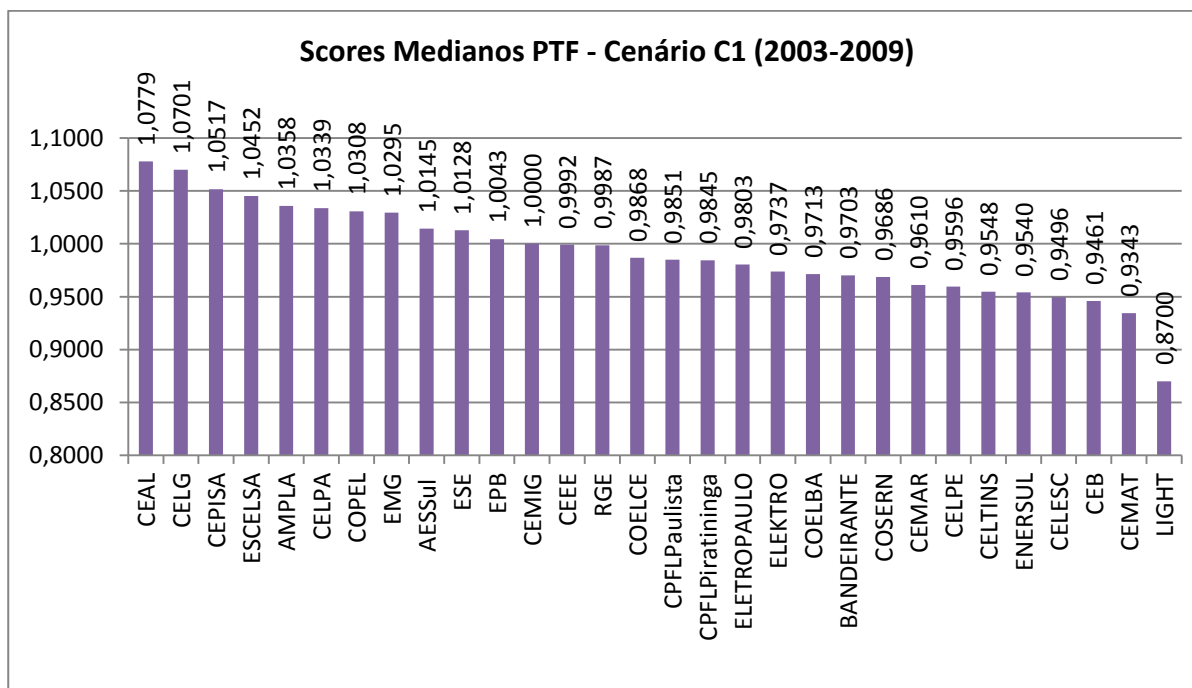


Figura 28 – Scores Medianos dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF), Cenário C1, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009).

Fonte: Compilação Própria.

Os resultados desta análise de produtividade para o cenário C1 também indicam que, no intervalo de tempo analisado, a LIGHT (PTF igual a 0,8700) apresentou o maior ganho mediano de produtividade dentre as 30 maiores concessionárias de energia elétrica. Por outro lado, a CEAL (PTF igual a 1,0770) apresentou o menor ganho mediano de produtividade, dentre as 30 maiores concessionárias de energia elétrica.

Prosseguindo com estas análises de produtividade, observaram-se os resultados individuais referentes aos *scores* medianos de PTF para cada uma das 30 maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil (2003-2009), considerando-se o cenário C2, que contempla as Variáveis ANEEL (OPEX, Rede, Mercado e UC) mais as Variáveis Qualidade Reguladas (InvDGC + IASC), obtidas através da aplicação da metodologia DEA, que são apresentados na Figura 29.

Analisando os índices de produtividade Malmquist (PTF), obtidos no cenário C2, em valores medianos, para as 30 maiores concessionárias de energia elétrica, tem-se:

- a) 11 empresas obtiveram crescimento de produtividade ( $PTF < 1$ ), destacando-se a CEMAT (0,9106), a ENERSUL (0,9274), a LIGHT (0,9302), a CEB (0,9439), a CEEE (0,9599), a CEMAR (0,96200), a CELTINS (0,9806), a COELCE (0,9948), a CELPE (0,9972), a RGE (0,9987) e a BANDEIRANTE (0,9998);
- b) 7 empresas obtiveram produtividade constante ( $PTF = 1$ ), destacando-se a COSERN (1,0000), a COELBA (1,0000), a ELETROPAULO (1,0000), a CPFL Piratininga (1,0000), a CPFL Paulista (1,0000), a CEMIG (1,0000) e a ESE (1,0000);
- c) 12 empresas obtiveram decréscimo de produtividade ( $PTF > 1$ ), destacando-se a ELEKTRO (1,0014), a AES Sul (1,0077), a COPEL (1,0104), a EMG 1,0108), a EPB (1,0113), a ESCELSA (1,0237), a AMPLA (1,0342), a CELPA (1,0377), a CELESC (1,0447), a CELG (1,0475), a CEPISA (1,0517) e a CEAL (1,0643).

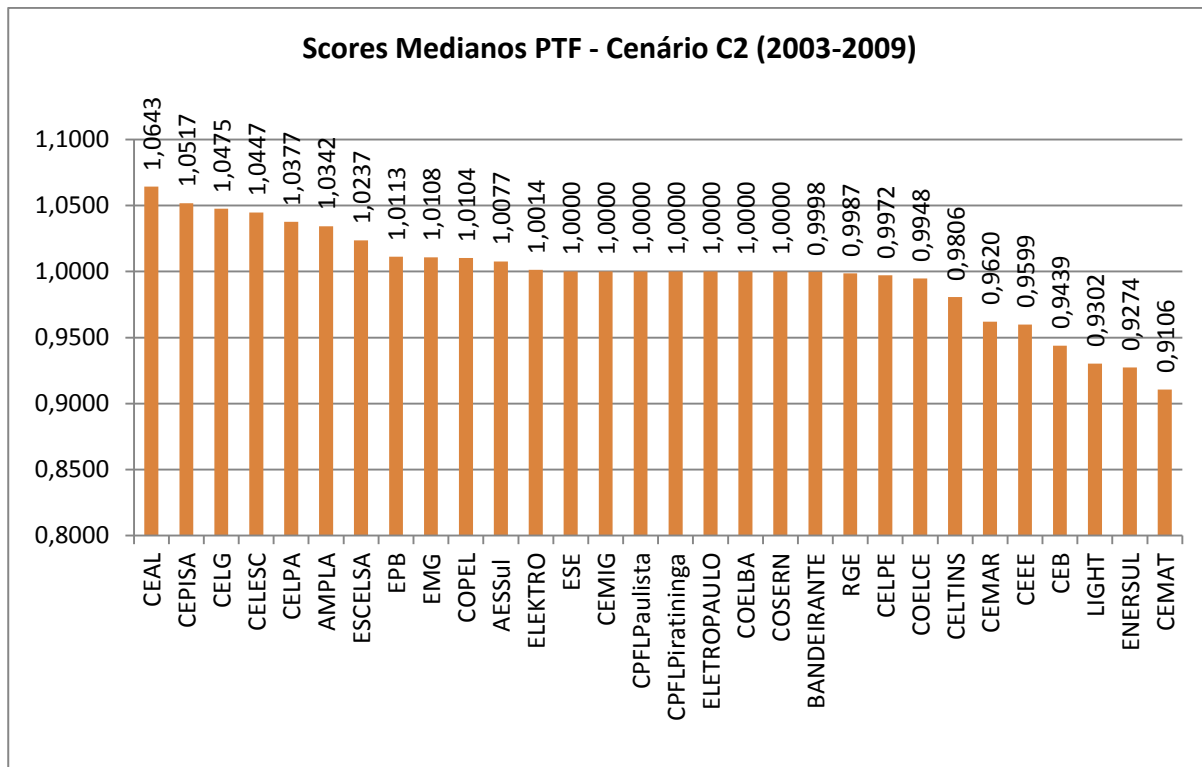


Figura 29 – Scores Medianos dos Índices de Produtividade de Malmquist (PTF), Cenário C2, para as 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009).

Fonte: Compilação Própria.

Os resultados desta análise de produtividade para o cenário C2 também indicam que, no intervalo de tempo analisado, a CEMAT (PTF igual a 0,9106) apresentou o maior ganho mediano de produtividade dentre as 30 maiores concessionárias de energia elétrica. Por outro lado, a CEAL (PTF igual a 1,0643) apresentou o menor ganho mediano de produtividade, dentre as 30 maiores concessionárias de energia elétrica.



## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

### 5.1 Considerações Finais

A definição de custos operacionais eficientes é um ponto central na regulação por incentivos, que foi a vertente de regulação de monopólios naturais estabelecida para o setor elétrico brasileiro após as privatizações na década de 90. Este trabalho buscou avaliar o desempenho das concessionárias baseando-se nos indicadores de eficiência técnica e de produtividade entre os anos de 2003 e 2009, de modo a responder as questões levantadas na pesquisa.

Desta forma, dada a hipótese de trabalho que considerava, com o passar do tempo, a evolução do marco regulatório existente no Brasil (que vem buscando a maximização da eficiência econômica e, por conseguinte, uma melhoria na qualidade no fornecimento e na satisfação dos clientes do serviço de energia elétrica), e considerando-se especificamente os cenários modelados pelas variáveis de pesquisa (quantitativas e qualitativas), o conjunto das 30 empresas distribuidoras de energia elétrica do país apresentou movimentos de crescimento (evolução positiva) em seus índices de eficiência técnica e movimentos de estabilização em seus índices de produtividade, embora se tenha verificado movimentos oscilatórios dessas medidas (estabilização, decréscimo e crescimento), em ambas as análises de desempenho, decorrentes de mudanças importantes no segmento de distribuição de energia elétrica.

Na avaliação de índices de eficiência técnica (IET), e também sobre o retorno à escala de produção, das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil, no período observado de 2003 até 2009, observou-se movimentos de crescimento (evolução positiva) do IET. E particularmente os comentários sobre a Figura 20 mencionam esta evolução positiva, pois as linhas formadas por esta figura parecem formar um U indicando uma recuperação após 2006. Essa recuperação se refere a 50% das empresas, pois é isso que a mediana apresenta. Desta forma, se metade das empresas melhoraram seus desempenhos de eficiência técnica, então, tem-se efetivamente uma melhoria global para o setor.

Considerando-se primeiramente o cenário C1 (que contempla as Variáveis ANEEL, que são: OPEX, Rede, Mercado e UC), verificou-se para o modelo DEA CRS um valor mediano de  $\theta^*$  igual a 64,19% (0,6419) de eficiência técnica. Já para o modelo DEA VRS o valor mediano de  $b^*$  é igual a 75,04% (0,7504) de eficiência técnica. E para o modelo DEA NDRS o valor mediano de  $g^*$  é igual a 68,31% (0,6831) de eficiência técnica.

Em seguida, considerando-se o cenário C2 (que contempla as Variáveis ANEEL, que são: OPEX, Rede, Mercado e UC; mais as Variáveis Qualidade Reguladas, que são: InvDGC e IASC), verificou-se para o modelo DEA CRS o valor mediano de  $\theta^*$  igual a 68,18% (0,6818) de eficiência técnica. Já para o modelo DEA VRS o valor mediano de  $b^*$  é igual a 80,28% (0,8028) de eficiência técnica, e para o modelo DEA NDRS verifica-se um valor mediano de  $g^*$  igual a 69,81% (0,6981) de eficiência técnica.

Desta análise, tem-se para a modelagem proposta pela ANEEL (Cenário C1) que os resultados de eficiência técnica apresentam-se da modelagem DEA mais restritiva (com menor valor mediano de eficiência técnica) para a modelagem DEA menos restritiva (com maior valor mediano de eficiência técnica), conforme segue: DEA C1-CRS, DEA C1-NDRS e DEA C1-VRS. Este fato também se observou a partir da modelagem DEA proposta com a inserção de variáveis de qualidade reguladas no Cenário C2, conforme segue: DEA C2-CRS, DEA C2-NDRS e DEA C2-VRS.

Ainda, observando-se a Figura 20 percebe-se que os escores medianos do modelo C1-NDRS se confundem com o C2-CRS. Isso significa que a modelagem NDRS representa uma hipótese forte para a tecnologia do setor, pois pune severamente os retornos decrescentes. O que essa figura deixou claro é que o melhor cenário, do ponto de vista da avaliação do desempenho setorial, sempre será a modelagem VRS, por todas as razões já discutidas anteriormente. Isso explica porque as empresas devem tender a defender a modelagem VRS, simplesmente porque apresentarão melhores índices de eficiência. Sendo assim, possuem bons argumentos para defender tal escolha. O principal é que é muito difícil afirmar qual é a melhor representação da tecnologia do setor, ou seja, são modelados pela metodologia DEA apenas as fronteiras de produção empíricas.

Com a realização de uma abordagem classificatória usando-se uma estratificação arbitrária para os níveis de eficiência técnica (ou ineficiência técnica), considerando-se as modelagens DEA CRS, VRS e NDRS, observou-se que os resultados obtidos na modelagem DEA VRS são menos restritivas, refletindo a realidade econômica das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Cabe destacar que o cenário C2 ao agregar variáveis de qualidade ao Cenário C1 (ANEEL) aproxima-se também desta realidade econômica, buscada pelo órgão regulador através da mensuração dos custos operacionais regulatórios associados aos indicadores de qualidade na prestação dos serviços à comunidade. (ver APÊNDICE C Quadro C)

Por fim, evidencia-se que ocorreu uma evolução em termos de crescimento positivo das medidas de eficiência técnica (IET), visto todas as modelagens DEA, embora se tenha observado oscilações no intermédio do período analisado (2003-2009).

Na avaliação do índice de produtividade Malmquist (PTF) das empresas distribuidoras de energia elétrica, os índices medidos indicam movimentos de estabilização. Contudo, em função dos movimentos oscilatórios observados na Figura 25, pode-se comentar que não há razão para se esperar um crescimento positivo contínuo nesses índices, pois o intervalo de tempo para análise de produtividade é relativamente curto, já que o tempo requerido para implementação de inovações tecnológicas e a obtenção de seus potenciais efeitos positivos sobre a produtividade pode ser mais longo.

Assim, no cenário C1 (de 2003 até 2009) observaram-se resultados para os períodos de 2003-2004 e 2004-2005 onde o índice de PTF ficou estabilizado em 1,00. Perceberam-se uma pequena oscilação de piora na PTF, em 2005-2006 (PTF igual a 1,04) e, depois, entre 2006-2007 e 2007-2008, uma melhoria na PTF, passando-a para 0,99 e depois para 0,94, respectivamente. Contudo, houve um recuo no crescimento da PTF estabilizando-se novamente, em 2008-2009, com um valor de PTF igual a 1,00.

Por sua vez, nos resultados observados para o cenário C2 (de 2003 até 2009), ressaltou-se que nos períodos iniciais de 2003-2004, 2004-2005 e 2005-2006 os índices de PTF ficaram estabilizados no valor de PTF igual a 1,00. Percebeu-se uma pequena oscilação de melhoria entre 2006-2007 e 2007-2008, com a PTF igual a 0,98 e 0,97, respectivamente. Porém, no período seguinte de 2008-2009, houve um recuo na evolução do valor do índice de PTF, estabilizando-se novamente com um valor de PTF igual a 1,00.

Quanto aos valores medianos dos índices de produtividade de Malmquist (PTF), para os cenários C1 e C2, verificou-se para ambos os cenários uma estabilização no valor mediano do índice de produtividade de Malmquist, pois em 2003 tinha-se uma PTF igual a 1,00 e em 2009 observou-se uma PTF igual a 1,00. Ampliando-se esta análise, verificou-se, tanto no cenário C1 como no cenário C2, que as pequenas variações do índice de produtividade Malmquist (PTF) ocorreram em ambos os casos, basicamente, pelas pequenas movimentações em termos de Variação de Tecnologia (*Frontier Shift Effect*), visto que não ocorreram movimentações em termos de Variação de Eficiência Técnica (*Catch Up Effect*).

Assim, pode-se concluir que a PTF no segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil deu-se principalmente através de incrementos de Variação Tecnológica (*Frontier Shift Effect*), ou seja, está ligada ao progresso técnico (inserção de novas tecnologias). Ainda, pode-se inferir que essas tecnologias se propagam e se disseminam através de congressos e eventos

técnicos e científicos, como por exemplo, o Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, que conta com a participação massiva das concessionárias, entre outros.

Conectando-se a evolução dos índices de eficiência técnica e de produtividade para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil com a temática de regulação econômica vivenciada no país, verificou-se que este conjunto de empresas, na mediana, operou com crescimento da medida de eficiência técnica (com pequenas oscilações verificadas no intermédio do período) e operou com estabilização na produtividade (mesmo com oscilações nas medidas de PTF) considerando-se o início do período em 2003 e o fim do período em 2009, foram decorrentes de mudanças importantes no segmento de distribuição de energia elétrica, ocorridas através da implantação de inovações tecnológicas associadas às inovações na gestão empresarial (paradigma público x privado), visando-se as melhores estratégias para que sejam obtidas as maiores vantagens competitivas para as empresas para que pudessem enfrentar as constantes mudanças regulatórias.

Observando-se as atuais discussões sobre o aparato regulatório do setor de energia elétrica brasileiro, identifica-se a existência de uma forte pressão por parte do órgão regulador (ANEEL), no que se refere à inserção de novas tecnologias (progresso técnico) no processo produtivo das distribuidoras de energia elétrica, mas que também retomaram as temáticas relacionadas com a redução das tarifas de energia elétrica e com aumento na qualidade dos serviços.

Em termos de progresso técnico, ou seja, efeito positivo na variação tecnológica, o foco dar-se-á pela implantação do conceito de redes inteligentes (*Smart Grids*), de novas tecnologias no segmento de distribuição de energia elétrica através da automação das redes de distribuição de energia elétrica (detecção e isolamento automático de faltas, reconfiguração e restauração de serviço), com a implantação de sistemas automatizados de medição (*Advanced Metering Infrastructure*) e com a instalação de medidores eletrônicos de consumo de energia elétrica (*Smart Meters*). Além disso, destacam-se outras inovações tecnológicas relacionadas com a geração distribuída (representando fonte alternativa e reserva descentralizada de energia elétrica) e com o desenvolvimento de projetos de P&D, envolvendo as concessionárias e demais parceiros, por exemplo, na construção de carros elétricos e na construção de casas eficientes (com princípios de adequação ambiental, uso racional da água e eficiência energética).

Com isso, serão produzidas condições básicas de sustentabilidade sócio-econômico-ambiental, tanto para a concessionária como para os clientes, implementando-se um cenário com grande potencial para a melhoria no desempenho desses sistemas no que diz respeito à

confiabilidade e à qualidade do suprimento, na economia na operação e expansão, na redução de emissões e com a participação ativa dos clientes. Ademais, existirá a possibilidade de redução significativa das perdas das concessionárias. Isso porque a rede de distribuição de energia elétrica automatizada, com controle dos níveis de tensão, permitirá uma redução significativa das perdas técnicas; já a automatização da medição de energia elétrica, dará ferramentas de controle ao consumidor, mas também dará ferramentas de controle às concessionárias, que poderão identificar com facilidade os pontos de furtos de energia (perdas não técnicas).

Já em termos de redução de tarifas de energia elétrica, percebe-se que as distribuidoras de energia elétrica estão atentas ao processo de formulação metodológica da ANEEL para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, que provavelmente manterá as premissas de foco em eficiência operacional e na qualidade dos serviços. Contudo, percebe-se um conflito de interesses entre modicidade tarifária (ANEEL) versus sinalização para incentivar investimentos (Concessionária), pois as possibilidades de redução da remuneração sobre capital investido poderão gerar um potencial desequilíbrio entre o valor das tarifas de energia elétrica e a necessidade crescente de investimento e financiabilidade do setor elétrico brasileiro.

Do mesmo modo, destaca-se que a necessidade de competitividade relativa das tarifas de energia elétrica é afetada significativamente pela a carga tributária crescente, onde a tarifa observada pelos consumidores, sendo que somente 25% da receita destinam-se à remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica. Constata-se ainda que o principal fator da elevação das tarifas de energia elétrica tem sido o aumento dos tributos e encargos setoriais.

Em termos de qualidade dos serviços prestados, além dos indicadores regulados referentes ao nível de continuidade do fornecimento de energia elétrica (DGC, DEC, FEC, entre outros) e ao nível de satisfação do consumidor residencial (IASC), tem-se a implantação da regulamentação para os indicadores DER (Duração Equivalente de Atendimento à Reclamação, que se refere ao tempo médio para solução das reclamações procedentes) e FER (Frequência Equivalente de Atendimento à Reclamação, que se refere à frequência de ocorrência de uma reclamação procedente a cada mil unidades consumidora) referentes ao nível de qualidade do atendimento (tratamento das reclamações) previstas na Resolução Normativa ANEEL 414/2010. Como as concessionárias devem apurar os indicadores DER e o FER, através de um processo certificado, a ANEEL poderá até mesmo utilizar estes novos indicadores de modo a compor uma possível nova modelagem de determinação dos índices de eficiência técnica e produtividade das concessionárias de energia elétrica.

Finalizando, verificou-se que avanços significativos foram alcançados no decorrer do período, destacando-se o aperfeiçoamento do modelo do setor elétrico brasileiro, através da garantia de segurança para novos investimentos (leilões com setor contratos de longo prazo), com o monitoramento e planejamento investimento das concessionárias para maior segurança do suprimento, com o incentivo às novas fontes de geração e com os programas de financiamento. Mas é necessário aprimorar alguns pontos, que representam desafios para garantia do equilíbrio entre modicidade tarifária e sustentabilidade do setor elétrico, primeiramente sob o ponto de vista da ANEEL, como por exemplo, buscando-se: a) o equilíbrio econômico-financeiro para os próximos ciclos de revisão tarifária periódica; b) a manutenção da financiabilidade do setor elétrico, através da sustentabilidade da capacidade de investimento das empresas e a atração de capital privado vis-à-vis participação do governamental em projetos estruturantes; e c) a desoneração fiscal junto ao Governo.

Sob o ponto de vista das concessionárias, tem-se como necessidade principal a busca pela excelência na gestão empresarial, visando à sustentabilidade sócio-econômico-ambiental (com a ampliação dos níveis de eficiência técnica e de produtividade) e, por conseguinte, resultando na melhoria dos indicadores econômicos-financeiros e de qualidade dos serviços, através de: a) readequação dos níveis de endividamento em função da mudança dos cenários econômicos; b) reconhecimento dos custos operacionais regulatórios ANEEL (*benchmarking*), para reduzir custos de PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros); c) ajustamento da estrutura organizacional com foco no negócio (otimização de processos com ampliação recursos e ambientes corporativos informatizados); d) potencialização da rentabilidade dos ativos (implantando-se uma gestão de ativos associado ao *smart grid*); e) investimentos em inovação tecnológica (em níveis superiores à depreciação dos ativos); e f) desenvolvimento e valorização do capital humano das empresas do setor elétrico.

## **5.2 Trabalhos Publicados, Apresentados e Submetidos em Eventos Científicos**

O projeto de pesquisa desta dissertação foi submetido à avaliação, sendo aceito, apresentado e publicado em evento científico, com o objetivo de receber críticas e sugestões de pesquisadores e profissionais (nacionais e internacionais) que atuam junto ao referido tema. A seguir, apresenta-se a referência bibliográfica registrada nos anais do evento:

- 1) 10ª Conferência Internacional sobre Análise Envoltória de Dados (evento internacional), realizado em Natal, estado do Rio Grande do Norte, Brasil, de 27 a 30 de Agosto de 2012.

GOULART, D. D.; SPERANDIO, M.; BERNARDON, D. P.; BONILHA, U. **Data Envelopment Analysis (DEA) apply to measurement of rates of efficiency and productivity of electricity distribution companies about the perspective of economic regulation in Brazil**. 10th International Conference on Data Envelopment Analysis. (iDEAs 2012). Book of Abstracts. Natal/RN – Brazil, 2012.

Além disso, o resumo desta dissertação foi submetido à avaliação de comitês organizadores de dois eventos científicos, que ocorrerão em 2014:

- 2) Congresso Internacional de Distribución Eléctrica (evento internacional) a ser realizado na Argentina (Buenos Aires), em 2014.

GOULART, D. D.; SPERANDIO, M.; BERNARDON, D. P.; BONILHA, U. **Avaliação sobre Eficiência Técnica e Produtividade de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil, sob a Perspectiva da Regulação Econômica (2003-2009)**. Congresso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL). Buenos Aires – Argentina, 2014.

- 3) V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (evento nacional), fórum para o intercâmbio de informações científicas e tecnológicas na área de sistemas elétricos, a ser realizado em Foz do Iguaçu, estado do Paraná, Brasil, de 22 a 25 de Abril de 2014.

GOULART, D. D.; SPERANDIO, M. **Avaliação sobre Eficiência Técnica e Produtividade de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil**. V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (V SBSE). Foz do Iguaçu/PR – Brasil, 2014.

### 5.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

Destaca-se entre as dificuldades enfrentadas, sobre a determinação das variáveis representativas a serem empregadas no desenvolvimento deste trabalho, deu-se principalmente pela dificuldade em acessar bibliografias atualizadas referente à avaliação quantitativa do desempenho relativo (eficiência técnica e produtividade) de empresas distribuidoras de energia elétrica no país.

Contudo, reconhece-se que é necessário explorar outros modelos e especificações da modelagem DEA de forma a refletir com mais precisão o processo de produção relacionado com a distribuição de energia elétrica no Brasil. E sobre o ponto de vista da aplicação de outros modelos DEA, pode-se utilizá-los a partir de um contexto sócio-econômico, que usam transformação de dados, ou até mesmo de através de modelagens específicas aplicando-se restrições aos pesos às variáveis selecionadas.

Assim, pode-se incluir com o desmembramento da variável OPEX *input*, na sua representação PMSO, ou seja, usando-se variáveis como Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros para avaliar os resultados da modelagem DEA sob a perspectiva da concessionária. E ampliando-se a discussão sobre os custos operacionais regulatórios pode-se acrescentar à variável OPEX a variável CAPEX, de modo a ter uma variável TOTEX como *input*. Pelo lado dos *outputs*, podem-se inserir como sugestão para trabalhos futuros, os indicadores de qualidade referentes ao tratamento de reclamações de clientes, ou seja, o DER e o FER, já estabelecida meta ANEEL por Audiência Pública e pela Resolução Normativa 414/2010.

Por fim, fica como sugestão para a realização de novos estudos de eficiência técnica e produtividade analisando-se através da modelagem DEA, sob o ponto de vista dos principais agentes envolvidos no processo (ANEEL e Concessionárias), analisando-se os impactos e reflexões das novas regulamentações para o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil. Uma vez que estas legislações direcionam-se sobre as concessões de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica, notadamente com o advento da MP 579/2012, que dispõe sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, entre outras providências, e da Lei 12.783/2013, que determinou a realização de uma revisão tarifária extraordinária para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, de modo a estabelecer as bases de antecipação de algumas concessões em troca da redução tarifária por parte das concessionárias.



## REFERÊNCIAS

AGLIETTA, Michel. **Regulación y crisis del capitalismo**. Siglo Veintino de España Editores S.A. Madrid. 1991.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica Nº 166/2006 – SRE/ANEEL – Metodologia de determinação de custos operacionais para revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica**. Brasília, DF. 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: fev. 2012

\_\_\_\_\_. **Cartilha com perguntas e respostas sobre tarifas das distribuidoras de energia elétrica**. Brasília, DF. 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: fev. 2012

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica Nº 265/2010 –SRE/ANEEL – Proposta de metodologia de cálculo de custos operacionais regulatórios a ser aplicada no terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias de distribuição de energia elétrica (3CRTP)**. Brasília, DF. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: fev. 2012.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica Nº 293/2011 –SRE/ANEEL – Procedimentos Gerais: Metodologia geral de reposicionamento tarifário a ser adotada no Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – 3CRTP. (Conclusão da Audiência Pública Nº 040/2010SRE/ANEEL)**. Brasília, DF. 2011(a). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: fev. 2012.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica Nº 294/2011 –SRE/ANEEL – Proposta de metodologia de cálculo de custos operacionais regulatórios a ser aplicada no terceiro ciclo de revisões tarifárias das concessionárias de distribuição de energia elétrica (3CRTP). (Conclusão da Audiência Pública Nº 040/2010SRE/ANEEL)**. Brasília, DF. 2011(b). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: fev. 2012.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Módulo 2: Submódulos 2.1 e e Submódulo 2.2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. ANEEL**. Brasília, DF. 2011(c). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: fev. 2012.

\_\_\_\_\_. **Apresentação Técnica – Setor elétrico brasileiro**. Brasília, DF. 2011(d). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: fev. 2012.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica Nº 054/2012 –SRD/ANEEL – Resultados da apuração do indicador de desempenho global de continuidade de 2011**. Brasília, DF. 2012(a). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: jul. 2012.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST , Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica (Revisão 4, de 01/02/2012)**. Brasília, DF. 2012(b). Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8\\_Revis%C3%A3o\\_4.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf)>. Acesso em: jan. 2013.

\_\_\_\_\_. **Relatório Brasil do Prêmio IASC 2012 (Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor Residencial)**. Brasília, DF. 2012(c). Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/RELATORIO\\_BRASIL\\_IASC%202012.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/RELATORIO_BRASIL_IASC%202012.pdf)>. Acesso em: jan. 2013.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica Nº 038/2013 –SRE/ANEEL – Indicador de Desempenho Global de Continuidade de 2012 e Variação Anual dos Indicadores DEC e FEC de 2012**. Brasília, DF. 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: Abr. 2013.

ANGULO MEZA, L.; SOARES DE MELLO, J.C.C.B.; GOMES, E.G.; FERNANDES, A. J. S. **Seleção de variáveis em DEA aplicada a uma análise do mercado de energia elétrica**. *Investigação Operacional*, 27; 21-36. (2007).

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE), *website*. Disponível em: <[www.abradee.com.br](http://www.abradee.com.br)>. Acesso em: mar. 2013.

AMARAL FILHO, J. B. S. **Reforma e modelo do setor elétrico brasileiro**. VI Seminário Internacional do Setor de Energia Elétrica (IV SISEE). GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro. 2010. BAIN, J. S. *Organización industrial*. Omega, 679p. Barcelona 1963.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). **Setor elétrico: perfil das maiores empresas, volume II. Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 1998.

\_\_\_\_\_. **Setor elétrico: perfil das maiores empresas, volume II. Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 1999.

\_\_\_\_\_. **Setor elétrico: perfil das maiores empresas, volume II. Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 2000.

\_\_\_\_\_. **Setor elétrico: perfil das maiores empresas, volume II. Cadernos de infra-estrutura BNDES**, Rio de Janeiro, 2001.

BANKER, R. **Report on ANEEL's proposal for electricity distribution tariff regulation technical**. Relatório Técnico. n. 101, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Brasília. DF, jun. 2011.

BAUMOL, W.J. **Contestable markets and the theory of industrial structures**. *American Economic Review*, n. 73 (3), p. 491-496, jun. 1983.

BELLONI, J. A. **Avaliação da eficiência produtiva de universidades federais brasileiras: uma aplicação de análise por envoltória de dados**. Florianópolis, SC. 1999. 99f. Projeto de Pesquisa (Exame de Qualificação para Doutorado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

BOGETOFT, P.; NIELSEN, K. **DEA based yardstick competition in natural resource management**. In: HELLE, F.; STRANGE, N. and WICHMANN, L. *Recent*

Accomplishments in Applied Forest Economics Research. Kluwer Academic Publisher. 2003. p.103-126.

BONILHA, U.; GOULART, D. D. **Uma avaliação do desempenho de empresas do setor de distribuição de energia elétrica**. Revista Economia e Desenvolvimento – Universidade Federal de Santa Maria – UFSM. (Santa Maria), N° 14, p. 41-60, 2002.

BORENSTEIN, C. R. (Coord.); CAMARGO, C. C. de B.; CUNHA, C. J. C. A.; SANTANA, E. A. de; PINTO JÚNIOR, H. Q.; ARAÚJO, J. L. R. de. **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999. 280p.

BRAEUTIGAM, R. R. **Optimal policies for natural monopolies**. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, R. Handbook of Industrial Organization. North-Holland, Amsterdam, v.2, 1989.

BRUYNE, P. de; HERMAN, J.; SCHOUTHEETE, M. de. **Dinâmica da pesquisa em ciências sociais: os pólos da prática metodológica**. 2.ed. Rio de Janeiro: Francisco Alves, 1982. 251p.

CAVES, D. W.; CHRISTENSEN, L.; DIEWERT, W. E. **The economic theory of index numbers and the measurement of input, output and productivity**. Econometrica, v. 50, n. 6, p. 1393-1414, Nov. 1982

COELLI, T.; RAO, D. S. P.; BATESE, G. E. **An introduction to efficiency and productivity analysis**. Ed. Kluwer Academics Publishers. Boston. 1998.

COSTA, G. A. N. da; SANT'ANNA, A. P. **Análise da eficiência das concessionárias distribuidoras de energia do sistema elétrico brasileiro**. Relatórios de Pesquisa em Engenharia de Produção da Universidade Federal Fluminense (UFF). Niterói - RJ. v. 9, n. 1, 2009. Disponível em: <<http://www.producao.uff.br/conteudo>>. Acesso em: fev. 2013.

DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICAS E ESTUDOS SÓCIOECONÔMICOS (DIEESE). **Nota Técnica N° 058/2007 – DIEESE – As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores**. São Paulo, SP. 2007. Disponível em: <<http://www.dieese.org.br>>. Acesso em: set. 2012

ESTELLITA LINS, M. P.; SOLLERO, M. K. V. **Avaliação de eficiência de distribuidoras de energia elétrica através da análise envoltória de dados com restrições aos pesos**. XXXVI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO/2004), São João Del Rei - MG. Brasil, 2004. <<http://www.din.uem.br/sbpo/sbpo2004/pdf/arq0039.pdf>>. Acesso em: mai. 2013.

FALCÃO, D.M. **Smart Grid e Microrredes: O Futuro já é presente**. Anais do III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE/2010), Belém - PA, Brasil, 2010. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/III%20SBSE%20-%202010/PDF/SBSE2010-0241.PDF>>. Acesso em: Jul 2013.

FÄRE, R.; GROSSKOPF, S.; NORRIS M.; ZHANG, Z. **Productivity growth, technical progress and efficiency change in industrialized countries**. American Economic Review, vol. 84, p.66–83, 1994.

FERREIRA, C. M. de C.; GOMES, A. P. Introdução à Análise Envoltória de Dados: **Teoria, Modelos e Aplicações**. Viçosa, RJ: Editora UFV, 2009. 389p.

GIL, A. C. **Técnicas de pesquisa em economia**. 2. ed. São Paulo, SP: Atlas, 1990. cap. 1 e 2, p. 15-49.

GOMES, A. A. C. **A reestruturação das indústrias de rede**: uma avaliação do setor elétrico brasileiro. Florianópolis, SC. 1998. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Florianópolis, 1998.

HIRSCHHAUSEN, C.; CULMANN, A.; KAPPELER A. **Efficiency analysis of German electricity distribution utilities**: non-parametric and parametric tests. Applied Economics, Taylor and Francis Journals, v. 38, n. 21, p. 2553-2566. 2006.

HJALMARSSON, L; VEIDERPASS, A. Efficiency and Ownership in Swedish Electricity Retail Distribution. **Journal of Productivity Analysis**. n. 3, p. 7-23. 1992.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Análise do Processo de Revisão Tarifária e da Regulação por Incentivos. **Cadernos de Política Tarifária**, n. 1. Rio de Janeiro, 2007.

JAMASB, T.; POLLITT, M.; HATTORI, T. Electricity distribution in the UK and Japan: a comparative efficiency analysis 1985-1998. **The Energy Journal, International Association for Energy Economics**, v. 0, n. 2, p. 23-48. 2005.

KON, A. **Economia Industrial**. São Paulo: Nobel, 1994. 212p.

KASSAI, Sylvia. **Utilização da Análise por Envoltória de Dados (DEA) na Análise de Demonstrações Contábeis**. São Paulo, SP. 2003. Tese (Doutorado). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

LANZER, E. A.; PEREIRA, M. F.; SILVEIRA, J. S. T. Indicadores de desempenho técnico de uma empresa de confecções, frente a implantação de inovações tecnológicas. 1998.

Disponível em:

<[http://www.academia.edu/1863064/Indicadores\\_de\\_desempenho\\_tecnico\\_de\\_uma\\_empresa\\_de\\_confecoes\\_frente\\_a\\_implantacao\\_de\\_inovacoes\\_tecnologicas](http://www.academia.edu/1863064/Indicadores_de_desempenho_tecnico_de_uma_empresa_de_confecoes_frente_a_implantacao_de_inovacoes_tecnologicas)>. Acesso em: mai. 2012.

LOVELL, C. A. K. Production frontiers and productive efficiency. In: FRIED, H. O. et al.. **The measurement of productive efficiency**: techniques and applications. New York: Oxford University Press, 1993. cap.1, p. 1-55.

MARINHO, E. L. L.; ATALIBA, F.; LIMA, F. **Produtividade, variação tecnológica e variação de eficiência técnica das regiões e estados brasileiros**. Estudos Econômicos. Instituto de Pesquisas Econômicas, São Paulo, v. 32, p. 367-407, 2002.

MATOS, G. B. B. de P.; LOPES, A. L. M.; COSTA, M. A. C. **Avaliação do modelo de benchmarking proposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica para o terceiro ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras no Brasil**. XXXVI Encontro da ANPAD, Rio de Janeiro. Brasil, 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Modelo institucional do setor elétrico. Brasília, DF. 17 de Dezembro de 2003. Disponível em: <[http://ucel.eln.gov.br/gse\\_doc/Modelo\\_Energia.pdf](http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/Modelo_Energia.pdf)>. Acesso em: jan. 2012.

NORMAN, M.; STOCKER, B. **Data envelopment analysis the assessment of performance**. Chichester, England: John Wiley & Sons, 1991.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). O setor elétrico brasileiro. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/institucional/modelo\\_setorial.aspx](http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx)>. Acesso em: ago. 2013.

PAREDES, E. B. **Análise de componentes principais e procedimento de Norman e Stocker**. Florianópolis, SC. 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

PESSANHA, J. F. M.; SOUZA, R.; LAURENCEL, L. **Usando DEA na avaliação da eficiência operacional das distribuidoras do setor elétrico brasileiro**. XII Congresso Latino-Americano de Investigación de Operaciones y Sistemas, Ciudad de La Havana, Cuba, 2004. 6p.

PESSANHA, J. F. M.; MELLO, M. A. R. F. de; SOUZA, M. B. R. C. **Avaliação dos custos operacionais eficientes das empresas de transmissão do setor elétrico brasileiro: uma proposta de adaptação do modelo DEA adotado pela ANEEL**. Pesquisa Operacional, Rio de Janeiro, v. 30, p. 521-545, 2010..

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. São Paulo: Makron Books, 1994. 968p.

PINTO JÚNIOR, H. Q. O papel das inovações financeiras e a entrada do capital privado: as mutações do contexto de financiamento da indústria de energia elétrica brasileira. In: BORENSTEIN, C. R. (Coord.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999. cap. 8, p. 159-180.

PINTO JÚNIOR, H. Q.; ALMEIDA, E. F. de; BOMTEMPO, J. V.; IOOTTY, M.; BICALHO, R. G. **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica, e organização industrial**. Rio de Janeiro. Elsevier, 2007. 343p.

PINTO JÚNIOR, H. Q.; FIANI, R. Regulação econômica. In: KUPFER, D. e HASENCLEVER, L. (Coord.). **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro. Elsevier, 2013. cap. 23, p. 299-312.

PIRES, J.C.L. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro. **Textos para Discussão BNDES**. n. 76, 2000. 45p.

PIRES, J.C.L.; PICCININI, M. S. Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. Rio de Janeiro. **Textos para Discussão BNDES**. n. 64, 1998. 56p.

PONTES, J. R. A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação. In: BORENSTEIN, C. R. (Org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999. cap. 2, p. 33-53.

\_\_\_\_\_. **A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação**. Florianópolis, SC. 1998. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

POSSAS, M. L. **Estrutura de mercado em oligopólio**. 2. ed. São Paulo: Hucitec, 1990. 191p.

POSSAS, M. L.; PONDÉ, J. L.; FAGUNDES, J. Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. In: REZENDE, F. e PAULA, T. B. de (Coord.). **Infra-estrutura e perspectivas de reorganização - regulação**. Brasília. IPEA, 1997. cap. 3, p. 81-114.

QUIVY, R.; CAMPENHOUDT, L. V. **Manual de investigação em ciências sociais**. Lisboa: Gradiva, 1992. 275p.

RAMOS-REAL, F. J.; TOVAR, B.; IOOTTY, M.; ALMEIDA, E. F. de; PINTO JÚNIOR, H. Q. **The evolution and main determinants of productivity in brazilian electricity distribution 1998–2005: An empirical analysis**. Energy Economics. Ed. Elsevier, vol. 31 (2), p. 298–305, mar. 2009. Disponível em: <<http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/fjramos-real2.pdf>>. Acesso em: mai. 2013.

RESENDE, M. **Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in brazilian electricity distribution**. Energy Policy. ed.. v. 30, n. 8, p. 637–647. 2002. Disponível em: <<http://www.ingentaconnect.com/content/els;jsessionid=11ctvnrqgzuh.victoria>>. Acesso em: mai. 2013.

REIS, E. A.; REIS, I. A. **Análise Descritiva de Dados Síntese Numérica**. Relatório Técnico (Série Ensino). n. 02, Instituto de Ciências Exatas / Departamento de Estatística / Universidade Federal de Minas Gerais (ICE / DE / UFMG), Belo Horizonte, jul. 2002.

RIBEIRO, S.; FALCÃO, M. I. S. D. O modelo tarifário brasileiro. In: LANDAU, E. (Coord.). **Regulação jurídica do setor elétrico**. Rio de Janeiro. Lumen Juris, 2006. Parte Especial. p. 287-300.

SANTANA, E. A. de; GOMES, A. A. C. A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro. In: BORENSTEIN, C. R. (Coord.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999. cap. 4, p. 73-93.

SANTANA, E. A. de; OLIVEIRA, C. N. V. de O. Regulação e coordenação: duas fontes de ineficiência da indústria de energia elétrica. In: BORENSTEIN, C. R. (Coord.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999a. cap. 3, p. 57-72.



\_\_\_\_\_. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil. In: BORENSTEIN, C. R. (Org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre. Sagra-Luzzatto, 1999b. cap. 5, p. 95-123.

SCHERER, F. M.; ROSS, D. **Industrial marketing structure and economic performance**. 3. ed. Chicago: Rand McNally, 1990. cap. 1, p. 1-13.

SEIFORD, L.M.; ZHU, J. An investigation of returns to scale in data envelopment analysis. **The International Journal of Management Science**. n. 27, p.1-11, 1999.

SENRA, L.F.A.C.; SOARES DE MELLO, J.C.C.B. **Uso de Técnicas de Seleção de Variáveis em DEA para analisar o Setor Elétrico**. Relatórios de Pesquisa em Engenharia de Produção da Universidade Federal Fluminense (UFF). Niterói – RJ. v. 4 n. 4, 2004. Disponível em: <<http://www.producao.uff.br/conteúdo>>. Acesso em: jan. 2013.

SILVA, E. L da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra-Luzzatto, 2001. 183p.

SILVA, E. L.; MENEZES, E. M. Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina, 2001. Disponível em: <<http://www.eps.ufsc.br>>. Acesso em: jun. 2011.

THANASSOULIS, E. **Introduction to the Theory and Application of Data Envelopment Analysis: A foundation text with integrated software**. Kluwer Academic Publishers, Boston, Hardbound, EUA, 2001. 312 p.

THEIS, I. M. **Crescimento econômico e demanda de energia no Brasil**. Florianópolis/Blumenau: UFSC/FURB, 1990. 206p.

THEOTÔNIO, R. da C. R. **Princípio de análise da reforma do setor elétrico: um estudo comparativo**. Florianópolis, SC. 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA. Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa. **Estrutura e apresentação de monografias, dissertações e teses**. 5. ed. Santa Maria, 2000. 73p.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA. **Manual de Normalização de Trabalhos Acadêmicos**: Conforme Normas da ABNT. Organização: ARAÚJO, Cátia Rosana L. de; MARQUES, Dilva Carvalho. 3. ed. rev. e ampl. - Bagé: UNIPAMPA, 2013. 107f. : il.

VARIAN, H. R. **Microeconomia**. 7 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2003.

VICENTE, E. A. S. **Determinantes da adoção de tecnologia e da eficiência na produção agrícola paulista**. São Paulo, SP. 1997. Tese (Doutorado em Economia) – Faculdade de Economia e Administração / Universidade de São Paulo (FEA/USP), São Paulo, 1997.

VINHAES, E. A. S. **A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: uma avaliação da possibilidade de competição através da teoria de mercados contestáveis**.

Florianópolis, SC. 1999. 120f. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

ZHU, J. **Quantitative Models for Performance Evaluation and Benchmarking: Data Envelopment Analysis with Spreadsheets** International Series in Operations Research and Management Science. ed. Springer Science + Business Media. p.13. 2009.



## **APÊNDICE**

**APÊNDICE A: Tabela A1 – Banco de Dados das Variáveis de Pesquisa**

<b>DMU's</b>	<b>OPEX</b>	<b>Rede</b>	<b>Mercado</b>	<b>UC</b>	<b>DGC</b>	<b>InvDGC</b>	<b>IASC</b>
<b>AESSul2003</b>	157015107,47	63547,17	6925135,03	995650	0,78	1,28	60,80
<b>AESSul2004</b>	161050449,15	65764,47	7214026,52	1022899	0,65	1,54	63,74
<b>AESSul2005</b>	170444674,27	67809,57	7071159,79	1046499	0,94	1,06	66,12
<b>AESSul2006</b>	174146204,19	70727,87	7160008,26	1071900	0,86	1,16	65,55
<b>AESSul2007</b>	183240409,16	72704,37	7350552,07	1100115	1,01	0,99	69,83
<b>AESSul2008</b>	198052980,62	74704,76	7739746,57	1128252	1,06	0,94	67,77
<b>AESSul2009</b>	206122961,78	76133,22	7616460,20	1150518	1,11	0,90	69,38
<b>AMPLA2003</b>	330777274,11	42653,51	7344520,89	1948127	0,98	1,02	60,25
<b>AMPLA2004</b>	370298255,29	44113,19	7768554,31	2036052	0,86	1,16	59,27
<b>AMPLA2005</b>	417718740,93	45263,78	8470064,41	2120262	0,94	1,06	59,54
<b>AMPLA2006</b>	462115666,66	47207,18	9055472,68	2150376	0,76	1,32	57,90
<b>AMPLA2007</b>	475586924,41	48708,89	9108489,96	2218679	0,69	1,45	60,94
<b>AMPLA2008</b>	444345606,51	50230,90	9271567,10	2351251	0,65	1,54	57,58
<b>AMPLA2009</b>	436532756,10	51050,29	9506961,35	2365558	0,96	1,04	64,03
<b>BANDEIRANTE2003</b>	253814373,66	25595,57	9958394,30	1243346	0,66	1,52	68,82
<b>BANDEIRANTE2004</b>	281405785,22	25657,10	12007985,91	1272668	0,54	1,85	56,63
<b>BANDEIRANTE2005</b>	274193124,26	25890,37	12043756,29	1283446	0,69	1,45	59,97
<b>BANDEIRANTE2006</b>	320036160,54	26813,69	12564274,12	1364735	0,64	1,56	62,32
<b>BANDEIRANTE2007</b>	297525567,49	27017,58	12994289,14	1401444	0,69	1,45	66,69
<b>BANDEIRANTE2008</b>	298475069,87	27216,18	13456613,56	1438804	0,81	1,23	67,22
<b>BANDEIRANTE2009</b>	286832273,15	27496,38	12536237,22	1482518	0,91	1,10	69,67
<b>CEAL2003</b>	125984952,21	23420,06	1910847,33	635941	1,01	0,99	67,25
<b>CEAL2004</b>	141117050,03	24728,47	1946967,85	657908	0,99	1,01	54,89
<b>CEAL2005</b>	147696385,93	25933,04	2120995,88	696124	0,97	1,03	56,45
<b>CEAL2006</b>	165515275,19	26916,70	2205426,61	733731	0,92	1,09	62,24
<b>CEAL2007</b>	183407030,77	27863,88	2305792,81	771369	0,9	1,11	56,15
<b>CEAL2008</b>	179156036,14	30214,50	2432251,49	804967	0,84	1,19	63,08
<b>CEAL2009</b>	221152028,06	32079,00	2453674,24	831711	0,93	1,08	69,45
<b>CEB2003</b>	291208047,62	14825,06	3594518,75	663731	0,53	1,89	62,55
<b>CEB2004</b>	294488153,89	15436,55	3835923,30	701977	0,61	1,64	65,80
<b>CEB2005</b>	238229110,04	15510,18	4106409,31	730385	0,54	1,85	55,47
<b>CEB2006</b>	255538057,60	15812,07	4303206,72	747399	0,65	1,54	61,42
<b>CEB2007</b>	242920882,01	16001,38	4630223,00	766497	0,83	1,20	63,13
<b>CEB2008</b>	204722459,43	16141,76	4917793,73	794227	0,94	1,06	61,14
<b>CEB2009</b>	221978914,57	17064,54	5210862,75	826730	1,00	1,00	70,33
<b>CEEE2003</b>	303622886,73	45335,73	6170515,56	1282035	0,87	1,15	63,22
<b>CEEE2004</b>	310007724,71	49856,11	6333767,57	1307291	0,79	1,27	62,45
<b>CEEE2005</b>	317508776,74	54076,74	6564007,65	1330490	0,92	1,09	66,88
<b>CEEE2006</b>	310952455,13	58320,37	6713070,58	1355105	1,12	0,89	67,49
<b>CEEE2007</b>	328836937,21	62545,43	7079139,49	1383114	1,17	0,85	71,77
<b>CEEE2008</b>	324673495,82	66713,96	7312179,84	1410821	1,11	0,90	61,65
<b>CEEE2009</b>	385990997,10	71892,26	7277929,22	1438072	1,14	0,88	69,43

Continua...

... Continuação  
Tabela A1

<b>DMU's</b>	<b>OPEX</b>	<b>Rede</b>	<b>Mercado</b>	<b>UC</b>	<b>DGC</b>	<b>InvDGC</b>	<b>IASC</b>
<b>CELESC2003</b>	569879223,45	94610,19	14317644,56	1958232	0,88	1,14	65,22
<b>CELESC2004</b>	605494252,96	102761,17	14355951,77	1972461	0,81	1,23	64,05
<b>CELESC2005</b>	602315246,04	110929,14	15128878,06	2061637	0,67	1,49	61,14
<b>CELESC2006</b>	712158152,72	119115,12	15849323,20	2079770	0,68	1,47	58,60
<b>CELESC2007</b>	756184574,27	127346,10	17130667,29	2148092	0,76	1,32	72,25
<b>CELESC2008</b>	744858775,30	135528,07	17797188,54	2207083	0,71	1,41	63,71
<b>CELESC2009</b>	721455273,94	144896,32	18105811,33	2237127	0,66	1,52	75,98
<b>CELG2003</b>	408293811,99	153779,54	7167974,85	1795060	0,86	1,16	62,47
<b>CELG2004</b>	517886510,47	168190,89	7237738,01	1852694	0,89	1,12	52,93
<b>CELG2005</b>	641922398,88	173433,65	7573657,31	1915502	1,06	0,94	57,73
<b>CELG2006</b>	773112531,65	178218,10	7861068,40	1977910	0,91	1,10	57,99
<b>CELG2007</b>	736354226,62	184006,69	8626988,05	2048265	1,01	0,99	62,38
<b>CELG2008</b>	655696683,27	197271,40	9013857,74	2133452	1,05	0,94	60,51
<b>CELG2009</b>	691472253,23	199494,10	9344290,61	2213198	1,12	0,89	61,36
<b>CELPA2003</b>	302366488,07	35882,20	4183195,65	1183353	0,86	1,16	53,97
<b>CELPA2004</b>	255012401,93	37652,21	4439698,40	1262644	0,84	1,19	61,13
<b>CELPA2005</b>	281752588,14	41160,98	4739803,41	1314656	0,95	1,05	51,75
<b>CELPA2006</b>	329912021,45	44097,68	4931037,71	1392942	1,15	0,87	50,27
<b>CELPA2007</b>	355686347,25	61716,86	5334125,34	1498159	1,61	0,62	56,93
<b>CELPA2008</b>	337057121,49	81759,38	5694588,31	1550651	1,97	0,51	42,03
<b>CELPA2009</b>	431929511,47	92616,60	5734325,47	1666664	2,15	0,47	50,89
<b>CELPE2003</b>	325952299,11	97211,67	7573230,47	2335152	0,36	2,78	65,39
<b>CELPE2004</b>	317498423,85	100005,02	7392865,55	2364115	0,47	2,13	60,95
<b>CELPE2005</b>	335839264,45	104034,14	8261632,70	2444743	0,43	2,33	55,33
<b>CELPE2006</b>	386762099,21	109806,65	8629157,06	2539830	0,49	2,04	61,46
<b>CELPE2007</b>	386726940,20	114774,26	9125768,74	2678068	0,5	2,00	61,67
<b>CELPE2008</b>	340768491,76	118391,97	9581446,41	2818524	0,53	1,89	65,30
<b>CELPE2009</b>	350651684,28	120427,84	10001560,01	2994259	0,58	1,72	64,25
<b>CELTINS2003</b>	90897763,06	27371,00	794465,25	281523	0,79	1,27	65,28
<b>CELTINS2004</b>	103952300,20	33030,90	882697,60	298782	0,76	1,32	66,69
<b>CELTINS2005</b>	97114126,82	37478,43	933619,78	316667	0,69	1,45	56,30
<b>CELTINS2006</b>	116479401,01	42356,82	966762,25	344989	0,88	1,14	51,88
<b>CELTINS2007</b>	131176957,47	53763,43	1069374,28	372548	0,94	1,06	57,76
<b>CELTINS2008</b>	133049903,49	58889,24	1149060,73	393215	1,04	0,96	56,88
<b>CELTINS2009</b>	127969357,67	63436,47	1232500,69	417952	1,28	0,78	63,37
<b>CEMAR2003</b>	191744043,10	44357,30	2507534,01	1119136	0,63	1,59	56,21
<b>CEMAR2004</b>	188895187,93	52640,26	2585225,07	1164576	0,68	1,47	48,68
<b>CEMAR2005</b>	162966535,67	60279,09	2783687,45	1254413	0,69	1,45	48,52
<b>CEMAR2006</b>	157905992,76	63112,77	2893109,42	1348912	0,61	1,64	45,67
<b>CEMAR2007</b>	156910502,99	74093,66	3221270,72	1437832	0,5	2,00	50,53
<b>CEMAR2008</b>	178373848,39	79947,10	3351862,89	1535236	0,5	2,00	48,08
<b>CEMAR2009</b>	193088945,94	89929,45	3571717,73	1687939	0,51	1,96	68,91

Continua...

Continuação  
Tabela A1

<b>DMU's</b>	<b>OPEX</b>	<b>Rede</b>	<b>Mercado</b>	<b>UC</b>	<b>DGC</b>	<b>InvDGC</b>	<b>IASC</b>
<b>CEMAT2003</b>	225382950,86	40550,01	3665052,90	706456	0,52	1,92	60,71
<b>CEMAT2004</b>	255726431,37	43982,11	4052551,93	750402	0,64	1,56	58,68
<b>CEMAT2005</b>	223000879,15	60774,82	4330854,96	791593	0,64	1,56	54,49
<b>CEMAT2006</b>	256522274,57	67135,51	4363421,40	827675	0,69	1,45	57,95
<b>CEMAT2007</b>	262767921,55	78206,30	4844085,39	875350	0,73	1,37	66,69
<b>CEMAT2008</b>	257691582,06	93831,45	5257494,57	940021	0,74	1,35	51,77
<b>CEMAT2009</b>	286211049,75	106111,71	5570386,63	992365	0,82	1,22	65,60
<b>CEMIG2003</b>	1319752852,39	373893,90	35883166,74	5744213	0,75	1,33	66,01
<b>CEMIG2004</b>	1419901832,30	382025,60	39148775,49	5874993	0,71	1,41	60,92
<b>CEMIG2005</b>	1498763149,60	393937,70	34719145,30	5999467	0,77	1,30	63,39
<b>CEMIG2006</b>	1660666330,68	409847,12	36622858,71	6240029	0,8	1,25	68,03
<b>CEMIG2007</b>	1774784778,45	433857,80	38125555,59	6439993	0,81	1,23	71,63
<b>CEMIG2008</b>	1699703652,50	455439,67	39453498,69	6690189	0,85	1,18	69,68
<b>CEMIG2009</b>	1682334644,33	460219,00	37476802,08	6832546	0,88	1,14	68,14
<b>CEPISA2003</b>	123114268,27	34109,10	1451469,46	667824	1,22	0,82	54,81
<b>CEPISA2004</b>	138621245,54	34274,00	1492129,28	695555	1,51	0,66	47,04
<b>CEPISA2005</b>	160922797,95	35827,86	1585360,39	728840	1,58	0,63	47,76
<b>CEPISA2006</b>	168413837,10	41085,30	1605507,09	768532	1,48	0,68	45,58
<b>CEPISA2007</b>	171920463,30	43465,30	1738696,43	812268	1,36	0,74	44,26
<b>CEPISA2008</b>	179260048,99	46959,65	1831085,28	848763	1,52	0,66	50,04
<b>CEPISA2009</b>	205474266,13	48288,15	1894081,72	892390	1,39	0,72	58,20
<b>COELBA2003</b>	452879836,51	128742,31	9794555,86	3342652	0,5	2,00	63,73
<b>COELBA2004</b>	437101457,14	143245,61	10701576,64	3459314	0,47	2,13	59,96
<b>COELBA2005</b>	420384684,90	153188,22	11539707,86	3652987	0,49	2,04	60,31
<b>COELBA2006</b>	469289482,69	169646,32	12080484,26	3913780	0,46	2,17	57,37
<b>COELBA2007</b>	478376238,17	187114,20	12828799,55	4174569	0,47	2,13	57,60
<b>COELBA2008</b>	418981222,05	201862,31	13684919,24	4407561	0,46	2,17	71,35
<b>COELBA2009</b>	436436013,73	215001,47	14286757,00	4622046	0,54	1,85	67,44
<b>COELCE2003</b>	279036160,14	78278,46	5836870,65	2123849	0,56	1,79	59,81
<b>COELCE2004</b>	270114374,90	85310,74	6280695,93	2230282	0,53	1,89	56,01
<b>COELCE2005</b>	287444169,66	94627,00	6747347,94	2325686	0,47	2,13	56,36
<b>COELCE2006</b>	307266295,06	95997,00	6898065,40	2416184	0,44	2,27	56,30
<b>COELCE2007</b>	335335958,60	106140,00	7362090,58	2490241	0,38	2,63	66,89
<b>COELCE2008</b>	331646406,53	114973,78	7676947,87	2683269	0,37	2,70	56,51
<b>COELCE2009</b>	316166875,97	120299,97	7929212,21	2744830	0,38	2,63	78,98
<b>COPEL2003</b>	650588873,09	201064,70	17705374,07	3095491	1,13	0,88	68,85
<b>COPEL2004</b>	719446562,50	205738,74	19382602,10	3180079	0,98	1,02	61,51
<b>COPEL2005</b>	782854616,91	209302,59	20151637,93	3256589	0,92	1,09	74,44
<b>COPEL2006</b>	819373557,37	212515,67	20737581,52	3345347	1	1,00	69,96
<b>COPEL2007</b>	856222030,42	216863,10	22069891,71	3437093	0,96	1,04	70,87
<b>COPEL2008</b>	878914610,52	220791,38	23266889,04	3523573	0,88	1,14	65,50
<b>COPEL2009</b>	1018866491,07	224817,29	23525040,18	3628209	0,87	1,15	69,89

Continua...

... Continuação  
Tabela A1

<b>DMU's</b>	<b>OPEX</b>	<b>Rede</b>	<b>Mercado</b>	<b>UC</b>	<b>DGC</b>	<b>InvDGC</b>	<b>IASC</b>
<b>COSERN2003</b>	121510494,53	32470,81	3016566,36	789339	0,44	2,27	70,33
<b>COSERN2004</b>	114240365,23	32803,11	3211705,86	816699	0,53	1,89	60,56
<b>COSERN2005</b>	114190502,83	34053,26	3509180,54	857662	0,55	1,82	61,85
<b>COSERN2006</b>	136600393,09	37049,37	3736182,72	913486	0,52	1,92	61,42
<b>COSERN2007</b>	136136809,75	40066,22	3991726,30	963493	0,56	1,79	71,37
<b>COSERN2008</b>	118751243,62	41722,22	4080880,28	1006818	0,55	1,82	70,74
<b>COSERN2009</b>	123013652,98	43272,17	4130635,61	1075590	0,59	1,69	66,19
<b>CPFLPaulista2003</b>	473263718,96	77739,40	19638882,82	3027991	0,56	1,79	69,35
<b>CPFLPaulista2004</b>	455444591,19	80013,23	21025223,27	3093497	0,55	1,82	59,69
<b>CPFLPaulista2005</b>	486284196,83	81255,60	22196144,94	3172500	0,62	1,61	65,35
<b>CPFLPaulista2006</b>	471679068,74	83769,52	23065652,97	3250301	0,66	1,52	66,55
<b>CPFLPaulista2007</b>	500193755,45	86816,78	24419598,70	3335015	0,72	1,39	62,85
<b>CPFLPaulista2008</b>	486380022,69	89019,73	25287667,34	3427898	0,71	1,41	73,76
<b>CPFLPaulista2009</b>	497290781,90	89879,00	25267579,26	3502793	0,75	1,33	68,15
<b>CPFLPiratininga2003</b>	202995724,40	20007,95	10507415,14	1151780	0,6	1,67	66,99
<b>CPFLPiratininga2004</b>	202756242,68	20506,08	12694450,61	1193663	0,63	1,59	55,79
<b>CPFLPiratininga2005</b>	195330179,02	20676,88	12888798,42	1216243	0,71	1,41	68,45
<b>CPFLPiratininga2006</b>	196126531,20	21096,02	13215702,58	1250094	0,64	1,56	63,61
<b>CPFLPiratininga2007</b>	214482135,94	21705,49	12782545,35	1286491	0,67	1,49	70,63
<b>CPFLPiratininga2008</b>	194183405,68	21712,91	13295003,96	1328159	0,65	1,54	66,52
<b>CPFLPiratininga2009</b>	195789961,03	22235,63	13013378,29	1367488	1,01	0,99	69,08
<b>ELEKTRO2003</b>	364192348,83	95306,45	10670299,83	1819607	0,8	1,25	66,33
<b>ELEKTRO2004</b>	359348119,48	96773,45	11725173,09	1862598	0,79	1,27	57,91
<b>ELEKTRO2005</b>	397201045,28	98699,95	11804866,58	1904639	0,81	1,23	65,68
<b>ELEKTRO2006</b>	430692725,51	101211,22	12248622,55	1954422	0,79	1,27	63,60
<b>ELEKTRO2007</b>	424867304,51	103791,15	12918860,73	2005109	0,74	1,35	73,24
<b>ELEKTRO2008</b>	411222070,42	105825,19	13455777,96	2067357	0,7	1,43	72,67
<b>ELEKTRO2009</b>	414602018,28	107115,75	13398558,26	2123670	0,88	1,14	70,21
<b>ELETROPAULO2003</b>	1310777756,64	39392,96	33308269,94	5056795	0,7	1,43	60,01
<b>ELETROPAULO2004</b>	1055561325,44	41778,19	35117392,59	5147420	0,7	1,43	57,33
<b>ELETROPAULO2005</b>	1088800746,94	42333,70	35916507,56	5300106	0,73	1,37	58,42
<b>ELETROPAULO2006</b>	1168654491,73	44058,65	37183977,05	5468760	0,64	1,56	64,70
<b>ELETROPAULO2007</b>	1139787894,34	44529,97	38845837,62	5651915	0,71	1,41	65,52
<b>ELETROPAULO2008</b>	1044552699,01	44913,37	40259597,21	5830961	0,73	1,37	65,10
<b>ELETROPAULO2009</b>	1249143612,84	45212,99	39922709,71	5987873	1,24	0,81	71,51
<b>EMG2003</b>	58286371,56	20038,12	989514,32	297962	0,68	1,47	67,43
<b>EMG2004</b>	70203411,17	20333,18	1030711,25	306258	0,71	1,41	63,00
<b>EMG2005</b>	75874746,02	20683,71	1066376,72	316478	0,69	1,45	61,96
<b>EMG2006</b>	67159304,21	21608,39	1140168,77	331403	0,77	1,30	56,22
<b>EMG2007</b>	72810547,80	22958,01	1200142,82	341790	0,88	1,14	71,73
<b>EMG2008</b>	69533658,62	24291,49	1258560,31	359084	1,13	0,88	74,88
<b>EMG2009</b>	74652712,68	25338,27	1295719,67	371253	1,28	0,78	68,15

Continua...

... Continuação  
Tabela A1

<b>DMU's</b>	<b>OPEX</b>	<b>Rede</b>	<b>Mercado</b>	<b>UC</b>	<b>DGC</b>	<b>InvDGC</b>	<b>IASC</b>
<b>ENERSUL2003</b>	136694258,30	38254,90	2821995,54	620344	0,62	1,61	61,92
<b>ENERSUL2004</b>	143887689,21	42494,90	3014684,01	645904	0,52	1,92	55,46
<b>ENERSUL2005</b>	167343092,99	47453,12	3051935,80	664182	0,62	1,61	57,69
<b>ENERSUL2006</b>	214079932,47	54076,19	3068649,53	695132	0,76	1,32	55,43
<b>ENERSUL2007</b>	222750745,88	66680,52	3204095,39	716958	0,72	1,39	61,47
<b>ENERSUL2008</b>	204320820,17	70894,32	3349998,33	748000	0,68	1,47	53,61
<b>ENERSUL2009</b>	202460582,59	74503,98	3441581,44	784816	0,75	1,33	61,09
<b>EPB2003</b>	99557723,83	49964,65	2278965,19	831609	0,41	2,44	57,21
<b>EPB2004</b>	115934755,60	52299,96	2343209,00	863794	0,71	1,41	58,70
<b>EPB2005</b>	117533027,72	55484,09	2559908,59	884829	0,91	1,10	60,81
<b>EPB2006</b>	123309090,82	56359,89	2663265,13	926778	0,96	1,04	59,28
<b>EPB2007</b>	158040221,94	59442,49	2804844,10	970499	0,78	1,28	66,50
<b>EPB2008</b>	159581380,52	60640,49	2947329,20	1016081	0,74	1,35	61,58
<b>EPB2009</b>	169707732,51	65373,65	3061728,03	1059575	1,02	0,98	64,12
<b>ESCELSA2003</b>	175023058,94	46079,74	6302577,73	972420	0,76	1,32	64,24
<b>ESCELSA2004</b>	176056217,70	47460,01	7133669,77	988621	0,88	1,14	57,88
<b>ESCELSA2005</b>	197620014,30	50112,67	7633260,82	1039414	0,83	1,20	55,56
<b>ESCELSA2006</b>	242203382,09	51827,20	8041042,40	1064746	0,61	1,64	60,27
<b>ESCELSA2007</b>	256048340,08	53363,56	8488323,04	1100902	0,81	1,23	67,31
<b>ESCELSA2008</b>	228157012,38	55289,96	8748326,93	1150869	0,77	1,30	63,06
<b>ESCELSA2009</b>	241433335,36	56959,90	7897969,48	1185432	0,85	1,18	60,97
<b>ESE2003</b>	75559348,18	14940,70	1990917,86	434378	0,63	1,59	68,74
<b>ESE2004</b>	76256924,06	15326,43	2118499,05	451835	0,59	1,69	55,06
<b>ESE2005</b>	74428507,93	16656,70	2270398,53	467690	0,57	1,75	60,97
<b>ESE2006</b>	81112648,41	17615,37	2401495,35	490338	0,6	1,67	65,03
<b>ESE2007</b>	95269565,65	19889,09	2442043,51	517337	0,71	1,41	62,79
<b>ESE2008</b>	101193814,24	21587,92	2527853,56	546304	0,92	1,09	63,54
<b>ESE2009</b>	99040087,92	23851,00	2671865,16	570152	0,78	1,28	55,58
<b>LIGHT2003</b>	663293636,63	55014,57	18079337,76	3368831	0,71	1,41	60,78
<b>LIGHT2004</b>	623452310,87	55671,80	23326824,24	3434928	0,69	1,45	58,99
<b>LIGHT2005</b>	599327194,93	55926,80	25000685,41	3446492	0,79	1,27	60,39
<b>LIGHT2006</b>	651397354,16	56409,00	22837838,82	3458097	0,69	1,45	66,97
<b>LIGHT2007</b>	703673559,62	56923,00	23355598,44	3483322	0,76	1,32	66,88
<b>LIGHT2008</b>	604034676,24	57588,00	23692046,99	3517004	0,87	1,15	56,20
<b>LIGHT2009</b>	557206112,45	58074,00	22902551,88	3640182	1,06	0,94	64,22
<b>RGE2003</b>	155149228,44	75688,42	6372427,53	1052275	0,85	1,18	65,54
<b>RGE2004</b>	197719189,70	76366,92	6768044,07	1072280	0,86	1,16	65,17
<b>RGE2005</b>	179415228,48	78154,92	6873055,86	1094642	1,01	0,99	66,75
<b>RGE2006</b>	189584358,35	80665,46	7074411,91	1122842	0,82	1,22	66,74
<b>RGE2007</b>	184142085,05	82664,10	7650265,24	1157865	0,86	1,16	70,75
<b>RGE2008</b>	187400571,11	83982,52	8066797,19	1192867	0,76	1,32	65,97
<b>RGE2009</b>	186357414,62	84996,52	7993102,64	1226079	0,75	1,33	71,12

Fonte: Compilação Própria. (Banco de Dados ANEEL).

**APÊNDICE B: Informações Estatísticas**

São apresentadas as informações estatísticas básicas (o sumário de estatísticas descritivas e as correlações das médias e medianas) referentes às variáveis de pesquisa contidas no banco de dados.

Tabela B1 – Sumário de Estatísticas Descritivas das Variáveis de Pesquisa para as 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica (2003 – 2009)

Variável	Obs	Mean	Std Dev	Min	Max
<b>OPEX</b>	210	377.000.000,00	331.000.000,00	58.300.000,00	1.770.000.000,00
<b>Rede</b>	210	82.015,31	79.211,84	14.825,06	460.219,00
<b>Mercado</b>	210	10.100.000,00	9.514.962,00	794.465,30	40.300.000,00
<b>UC</b>	210	1.862.204,00	1.451.757,00	281.523,00	6.832.546,00
<b>DGC</b>	210	0,80	0,26	0,36	2,15
<b>InvDGC</b>	210	1,38	0,42	0,47	2,78
<b>IASC</b>	210	62,27	6,48	42,03	78,98

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional STATA. (APÊNDICE A).

Tabela B2 – Correlação entre Variáveis de Pesquisa das 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica, em Média Anual (2003 – 2009)

Variável	OPEX	Rede	Mercado	UC	DGC	IASC
<b>OPEX</b>	1					
<b>Rede</b>	0,8795	1				
<b>Mercado</b>	0,8660	0,9697	1			
<b>UC</b>	0,8813	0,9989	0,9621	1		
<b>DGC</b>	0,8813	0,9460	0,8607	0,9564	1	
<b>IASC</b>	0,5796	0,6944	0,4232	0,6111	0,6946	1

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional STATA. (APÊNDICE A).

Tabela B3 – Correlação entre Variáveis de Pesquisa das 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica, em Média Anual (2003 – 2009)

Variável	OPEX	Rede	Mercado	UC	InvDGC	IASC
<b>OPEX</b>	1					
<b>Rede</b>	0,8795	1				
<b>Mercado</b>	0,8660	0,9697	1			
<b>UC</b>	0,8813	0,9989	0,9621	1		
<b>InvDGC</b>	-0,8416	-0,9475	-0,8974	-0,9753	1	
<b>IASC</b>	0,5796	0,6044	0,4232	0,6111	-0,6737	1

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional STATA. (APÊNDICE A).

Tabela B4 – Correlação entre Variáveis de Pesquisa das 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica, em Mediana Anual (2003 – 2009)

<b>Variável</b>	<b>OPEX</b>	<b>Rede</b>	<b>Mercado</b>	<b>UC</b>	<b>DGC</b>	<b>IASC</b>
<b>OPEX</b>	1					
<b>Rede</b>	0,7302	1				
<b>Mercado</b>	0,6895	0,9685	1			
<b>UC</b>	0,8162	0,9707	0,9610	1		
<b>DGC</b>	0,6775	0,8526	0,7575	0,7776	1	
<b>IASC</b>	0,7269	0,6385	0,5124	0,6033	0,7800	1

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional STATA. (APÊNDICE A).

Tabela B5 – Correlação entre Variáveis de Pesquisa das 30 Maiores Concessionárias de Energia Elétrica, em Mediana Anual (2003 – 2009)

<b>Variável</b>	<b>OPEX</b>	<b>Rede</b>	<b>Mercado</b>	<b>UC</b>	<b>InvDGC</b>	<b>IASC</b>
<b>OPEX</b>	1					
<b>Rede</b>	0,7302	1				
<b>Mercado</b>	0,6895	0,9685	1			
<b>UC</b>	0,8162	0,9707	0,9610	1		
<b>InvDGC</b>	-0,6913	-0,8650	-0,7779	-0,7897	1	
<b>IASC</b>	0,7269	0,6385	0,5134	0,6033	-0,8032	1

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional STATA. (APÊNDICE A).



**APÊNDICE C: Quadro C1 – Medidas de Eficiência Técnica e Avaliação de Escala de Produção (Cenário C1 + Cenário C2)**

DMU's	Cenário C1: Variáveis ANEEL				Cenário C2: Variáveis ANEEL + Variáveis de Qualidade Reguladas (InvDGC+IASC)			
	CRS	VRS	NDRS	Avaliação Retorno Escala Produção	CRS	VRS	NDRS	Avaliação Retorno Escala Produção
AESSul2003	96,05%	97,40%	97,40%	IRS	97,04%	97,40%	97,40%	IRS
AESSul2004	97,30%	97,86%	97,86%	IRS	99,83%	97,86%	97,86%	IRS
AESSul2005	91,98%	92,37%	92,37%	IRS	92,49%	96,11%	93,95%	DRS
AESSul2006	92,29%	92,32%	92,29%	DRS	92,29%	92,61%	92,46%	DRS
AESSul2007	90,09%	90,23%	90,09%	DRS	90,57%	100,00%	92,31%	DRS
AESSul2008	86,88%	87,14%	86,88%	DRS	86,88%	99,63%	89,18%	DRS
AESSul2009	83,35%	83,62%	83,35%	DRS	83,35%	100,00%	86,31%	DRS
<b>AESSul Mediana</b>	<b>91,98%</b>	<b>92,32%</b>	<b>92,29%</b>		<b>92,29%</b>	<b>97,86%</b>	<b>92,46%</b>	
AMPLA2003	58,60%	61,75%	61,75%	IRS	61,03%	64,60%	64,60%	IRS
AMPLA2004	54,90%	57,53%	57,53%	IRS	56,80%	59,17%	59,17%	IRS
AMPLA2005	51,36%	53,42%	53,42%	IRS	52,79%	55,25%	55,25%	IRS
AMPLA2006	47,84%	49,49%	49,49%	IRS	48,80%	49,99%	49,99%	IRS
AMPLA2007	47,59%	49,18%	49,18%	IRS	48,73%	49,34%	49,34%	IRS
AMPLA2008	53,34%	54,99%	54,99%	IRS	54,29%	55,01%	55,01%	IRS
AMPLA2009	54,93%	56,53%	56,53%	IRS	56,26%	59,68%	58,38%	DRS
<b>AMPLA Mediana</b>	<b>53,34%</b>	<b>54,99%</b>	<b>54,99%</b>		<b>54,29%</b>	<b>55,25%</b>	<b>55,25%</b>	

Continua...

Continuação Quadro C1 ...

<b>BANDEIRANTE2003</b>	64,29%	66,50%	66,50%	IRS	66,70%	66,67%	66,67%	IRS
<b>BANDEIRANTE2004</b>	64,65%	65,23%	65,23%	IRS	67,03%	65,23%	65,23%	IRS
<b>BANDEIRANTE2005</b>	66,65%	67,26%	67,26%	IRS	66,75%	67,38%	67,38%	IRS
<b>BANDEIRANTE2006</b>	59,78%	60,17%	60,17%	IRS	60,11%	60,17%	60,17%	IRS
<b>BANDEIRANTE2007</b>	66,27%	66,45%	66,45%	IRS	66,44%	66,48%	66,48%	IRS
<b>BANDEIRANTE2008</b>	68,11%	68,31%	68,11%	DRS	68,11%	69,07%	68,43%	DRS
<b>BANDEIRANTE2009</b>	69,56%	70,03%	70,03%	IRS	70,25%	70,98%	70,24%	DRS
<b>BANDEIRANTE Mediana</b>	<b>66,27%</b>	<b>66,50%</b>	<b>66,50%</b>		<b>66,75%</b>	<b>66,67%</b>	<b>66,67%</b>	
<b>CEAL2003</b>	47,66%	67,30%	67,30%	IRS	68,45%	72,90%	72,90%	IRS
<b>CEAL2004</b>	44,02%	61,25%	61,25%	IRS	58,04%	66,20%	66,20%	IRS
<b>CEAL2005</b>	44,50%	60,71%	60,71%	IRS	58,13%	65,29%	65,29%	IRS
<b>CEAL2006</b>	41,86%	55,92%	55,92%	IRS	55,50%	59,72%	59,72%	IRS
<b>CEAL2007</b>	39,71%	52,07%	52,07%	IRS	50,14%	55,51%	55,51%	IRS
<b>CEAL2008</b>	42,43%	54,85%	54,85%	IRS	54,81%	57,87%	57,87%	IRS
<b>CEAL2009</b>	35,51%	45,30%	45,30%	IRS	46,84%	48,70%	48,70%	IRS
<b>CEAL Mediana</b>	<b>42,43%</b>	<b>55,92%</b>	<b>55,92%</b>		<b>55,50%</b>	<b>59,72%</b>	<b>59,72%</b>	
<b>CEB2003</b>	25,49%	32,45%	32,45%	IRS	32,82%	32,45%	32,45%	IRS
<b>CEB2004</b>	26,74%	33,38%	33,38%	IRS	33,43%	33,54%	33,54%	IRS
<b>CEB2005</b>	34,76%	42,69%	42,69%	IRS	42,15%	42,69%	42,69%	IRS
<b>CEB2006</b>	33,45%	40,67%	40,67%	IRS	39,73%	40,78%	40,78%	IRS
<b>CEB2007</b>	36,76%	44,09%	44,09%	IRS	43,33%	45,12%	45,12%	IRS
<b>CEB2008</b>	45,64%	54,00%	54,00%	IRS	52,55%	55,88%	55,88%	IRS
<b>CEB2009</b>	44,12%	51,50%	51,50%	IRS	52,31%	53,81%	53,81%	IRS
<b>CEB Mediana</b>	<b>34,76%</b>	<b>42,69%</b>	<b>42,69%</b>		<b>42,15%</b>	<b>42,69%</b>	<b>42,69%</b>	

Continua ...

Continuação Quadro C1 ...

<b>CEEE2003</b>	45,31%	49,29%	49,29%	IRS	48,81%	51,05%	51,05%	IRS
<b>CEEE2004</b>	45,35%	49,33%	49,33%	IRS	48,62%	50,19%	50,19%	IRS
<b>CEEE2005</b>	46,07%	49,52%	49,52%	IRS	49,46%	51,03%	51,03%	IRS
<b>CEEE2006</b>	48,85%	51,79%	51,79%	IRS	51,98%	57,38%	54,89%	DRS
<b>CEEE2007</b>	48,65%	50,89%	50,89%	IRS	51,50%	78,43%	54,15%	DRS
<b>CEEE2008</b>	51,29%	53,15%	53,15%	IRS	52,73%	59,96%	55,86%	DRS
<b>CEEE2009</b>	44,29%	45,62%	45,62%	IRS	45,93%	57,95%	48,12%	DRS
<b>CEEE Mediana</b>	<b>46,07%</b>	<b>49,52%</b>	<b>49,52%</b>		<b>49,46%</b>	<b>57,38%</b>	<b>51,05%</b>	
<b>CELESC2003</b>	48,88%	52,14%	48,88%	DRS	48,88%	54,71%	48,88%	DRS
<b>CELESC2004</b>	47,21%	50,75%	47,21%	DRS	47,21%	51,47%	47,21%	DRS
<b>CELESC2005</b>	50,30%	54,88%	50,30%	DRS	50,30%	55,04%	50,30%	DRS
<b>CELESC2006</b>	44,95%	49,56%	44,95%	DRS	44,95%	49,72%	44,95%	DRS
<b>CELESC2007</b>	45,58%	50,96%	45,58%	DRS	45,58%	55,57%	45,58%	DRS
<b>CELESC2008</b>	48,49%	54,61%	48,49%	DRS	48,49%	55,37%	48,49%	DRS
<b>CELESC2009</b>	51,86%	58,65%	51,86%	DRS	51,86%	84,11%	51,86%	DRS
<b>CELESC Mediana</b>	<b>48,49%</b>	<b>52,14%</b>	<b>48,49%</b>		<b>48,49%</b>	<b>55,04%</b>	<b>48,49%</b>	
<b>CELG2003</b>	75,10%	76,29%	75,10%	DRS	75,10%	77,51%	75,10%	DRS
<b>CELG2004</b>	64,71%	65,82%	64,71%	DRS	64,71%	71,05%	64,71%	DRS
<b>CELG2005</b>	53,83%	54,77%	53,83%	DRS	53,83%	66,53%	53,83%	DRS
<b>CELG2006</b>	45,93%	46,74%	45,93%	DRS	45,93%	52,20%	45,93%	DRS
<b>CELG2007</b>	49,84%	50,68%	49,84%	DRS	49,84%	62,05%	49,84%	DRS
<b>CELG2008</b>	59,95%	61,04%	59,95%	DRS	59,95%	81,10%	59,95%	DRS
<b>CELG2009</b>	57,54%	58,54%	57,54%	DRS	57,54%	81,90%	57,54%	DRS
<b>CELG Mediana</b>	<b>57,54%</b>	<b>58,54%</b>	<b>57,54%</b>		<b>57,54%</b>	<b>71,05%</b>	<b>57,54%</b>	

Continua ...

Continuação Quadro C1 ...

<b>CELPA2003</b>	38,25%	43,69%	43,69%	IRS	42,08%	45,75%	45,75%	IRS
<b>CELPA2004</b>	48,33%	54,57%	54,57%	IRS	53,82%	56,85%	56,85%	IRS
<b>CELPA2005</b>	45,85%	51,11%	51,11%	IRS	49,18%	54,33%	54,33%	IRS
<b>CELPA2006</b>	41,29%	45,73%	45,73%	IRS	43,89%	51,96%	50,15%	DRS
<b>CELPA2007</b>	41,25%	45,08%	45,08%	IRS	44,10%	79,17%	53,37%	DRS
<b>CELPA2008</b>	49,30%	51,31%	51,31%	IRS	49,30%	100,00%	61,60%	DRS
<b>CELPA2009</b>	43,30%	43,32%	43,30%	DRS	43,30%	100,00%	51,77%	DRS
<b>CELPA Mediana</b>	<b>43,30%</b>	<b>45,73%</b>	<b>45,73%</b>		<b>44,10%</b>	<b>56,85%</b>	<b>53,37%</b>	
<b>CELPE2003</b>	68,46%	71,81%	71,81%	IRS	74,24%	71,81%	71,81%	IRS
<b>CELPE2004</b>	70,51%	74,39%	74,39%	IRS	74,28%	74,39%	74,39%	IRS
<b>CELPE2005</b>	70,31%	73,02%	73,02%	IRS	74,15%	73,02%	73,02%	IRS
<b>CELPE2006</b>	63,51%	65,72%	65,72%	IRS	65,92%	65,72%	65,72%	IRS
<b>CELPE2007</b>	67,03%	69,04%	69,04%	IRS	69,13%	69,04%	69,04%	IRS
<b>CELPE2008</b>	80,01%	82,08%	82,08%	IRS	81,98%	82,08%	82,08%	IRS
<b>CELPE2009</b>	82,22%	84,06%	84,06%	IRS	83,76%	84,06%	84,06%	IRS
<b>CELPE Mediana</b>	<b>70,31%</b>	<b>73,02%</b>	<b>73,02%</b>		<b>74,24%</b>	<b>73,02%</b>	<b>73,02%</b>	
<b>CELTINS2003</b>	60,00%	75,25%	75,25%	IRS	75,41%	77,18%	77,18%	IRS
<b>CELTINS2004</b>	63,31%	73,31%	73,31%	IRS	74,77%	75,46%	75,43%	DRS
<b>CELTINS2005</b>	76,90%	84,78%	84,78%	IRS	82,59%	86,49%	86,49%	IRS
<b>CELTINS2006</b>	72,46%	76,46%	76,46%	IRS	73,66%	79,88%	79,88%	IRS
<b>CELTINS2007</b>	81,67%	81,81%	81,67%	DRS	81,67%	84,16%	84,16%	IRS
<b>CELTINS2008</b>	88,19%	88,52%	88,19%	DRS	88,19%	89,37%	89,37%	IRS
<b>CELTINS2009</b>	98,77%	99,29%	98,77%	DRS	98,77%	100,00%	100,00%	IRS
<b>CELTINS Mediana</b>	<b>76,90%</b>	<b>81,81%</b>	<b>81,67%</b>		<b>81,67%</b>	<b>84,16%</b>	<b>84,16%</b>	

Continua...

Continuação Quadro C1 ...

<b>CEMAR2003</b>	55,11%	65,25%	65,25%	IRS	64,01%	66,56%	66,56%	IRS
<b>CEMAR2004</b>	58,21%	68,37%	68,37%	IRS	65,48%	70,26%	70,26%	IRS
<b>CEMAR2005</b>	74,89%	84,15%	84,15%	IRS	80,89%	86,56%	86,56%	IRS
<b>CEMAR2006</b>	81,09%	92,16%	92,16%	IRS	88,11%	93,72%	93,72%	IRS
<b>CEMAR2007</b>	95,09%	97,79%	97,79%	IRS	95,53%	98,43%	98,43%	IRS
<b>CEMAR2008</b>	90,19%	90,87%	90,87%	IRS	90,19%	91,47%	91,47%	IRS
<b>CEMAR2009</b>	93,56%	93,81%	93,56%	DRS	93,56%	98,66%	93,56%	DRS
<b>CEMAR Mediana</b>	<b>81,09%</b>	<b>90,87%</b>	<b>90,87%</b>		<b>88,11%</b>	<b>91,47%</b>	<b>91,47%</b>	
<b>CEMAT2003</b>	39,56%	45,90%	45,90%	IRS	46,34%	45,90%	45,90%	IRS
<b>CEMAT2004</b>	38,01%	42,96%	42,96%	IRS	42,06%	42,96%	42,96%	IRS
<b>CEMAT2005</b>	55,34%	56,12%	56,12%	IRS	55,34%	56,12%	56,12%	IRS
<b>CEMAT2006</b>	52,90%	52,93%	52,90%	DRS	52,90%	53,05%	52,97%	DRS
<b>CEMAT2007</b>	60,03%	60,10%	60,03%	DRS	60,03%	61,75%	60,03%	DRS
<b>CEMAT2008</b>	73,12%	73,38%	73,12%	DRS	73,12%	73,66%	73,12%	DRS
<b>CEMAT2009</b>	74,25%	74,83%	74,25%	DRS	74,25%	75,52%	74,25%	DRS
<b>CEMAT Mediana</b>	<b>55,34%</b>	<b>56,12%</b>	<b>56,12%</b>		<b>55,34%</b>	<b>56,12%</b>	<b>56,12%</b>	
<b>CEMIG2003</b>	62,69%	100,00%	62,69%	DRS	62,69%	100,00%	62,69%	DRS
<b>CEMIG2004</b>	61,57%	100,00%	61,57%	DRS	61,57%	100,00%	61,57%	DRS
<b>CEMIG2005</b>	55,82%	92,49%	55,82%	DRS	55,82%	92,49%	55,82%	DRS
<b>CEMIG2006</b>	52,74%	89,09%	52,74%	DRS	52,74%	89,51%	52,74%	DRS
<b>CEMIG2007</b>	51,63%	89,71%	51,63%	DRS	51,63%	100,00%	51,63%	DRS
<b>CEMIG2008</b>	56,13%	100,00%	56,13%	DRS	56,13%	100,00%	56,13%	DRS
<b>CEMIG2009</b>	55,98%	100,00%	55,98%	DRS	55,98%	100,00%	55,98%	DRS
<b>CEMIG Mediana</b>	<b>55,98%</b>	<b>100,00%</b>	<b>55,98%</b>		<b>55,98%</b>	<b>100,00%</b>	<b>55,98%</b>	

Continua...

Continuação Quadro C1 ...

<b>CEPISA2003</b>	55,83%	70,58%	70,58%	IRS	67,72%	80,96%	80,96%	IRS
<b>CEPISA2004</b>	49,96%	64,23%	64,23%	IRS	59,12%	100,00%	80,38%	DRS
<b>CEPISA2005</b>	45,00%	56,93%	56,93%	IRS	52,94%	100,00%	72,51%	DRS
<b>CEPISA2006</b>	49,00%	56,22%	56,22%	IRS	52,36%	87,46%	69,52%	DRS
<b>CEPISA2007</b>	50,77%	57,04%	57,04%	IRS	53,23%	77,98%	68,18%	DRS
<b>CEPISA2008</b>	52,49%	56,39%	56,39%	IRS	54,37%	93,81%	70,09%	DRS
<b>CEPISA2009</b>	47,16%	51,08%	51,08%	IRS	50,98%	73,88%	61,05%	DRS
<b>CEPISA Mediana</b>	<b>49,96%</b>	<b>56,93%</b>	<b>56,93%</b>		<b>53,23%</b>	<b>87,46%</b>	<b>70,09%</b>	
<b>COELBA2003</b>	69,69%	71,26%	71,26%	IRS	71,11%	71,27%	71,27%	IRS
<b>COELBA2004</b>	74,74%	76,24%	76,24%	IRS	76,24%	76,24%	76,24%	CRS
<b>COELBA2005</b>	82,49%	83,48%	83,48%	IRS	83,53%	83,48%	83,48%	IRS
<b>COELBA2006</b>	78,75%	79,60%	79,60%	IRS	79,80%	79,60%	79,60%	IRS
<b>COELBA2007</b>	82,40%	82,92%	82,92%	IRS	83,10%	82,92%	82,92%	IRS
<b>COELBA2008</b>	99,44%	99,66%	99,66%	IRS	100,00%	100,00%	100,00%	CRS
<b>COELBA2009</b>	100,00%	100,00%	100,00%	CRS	100,00%	100,00%	100,00%	CRS
<b>COELBA Mediana</b>	<b>82,40%</b>	<b>82,92%</b>	<b>82,92%</b>		<b>83,10%</b>	<b>82,92%</b>	<b>82,92%</b>	
<b>COELCE2003</b>	71,87%	76,84%	76,84%	IRS	76,30%	77,23%	77,23%	IRS
<b>COELCE2004</b>	77,96%	82,88%	82,88%	IRS	81,84%	83,15%	83,15%	IRS
<b>COELCE2005</b>	76,40%	80,83%	80,83%	IRS	80,36%	80,86%	80,86%	IRS
<b>COELCE2006</b>	74,25%	78,23%	78,23%	IRS	78,31%	78,23%	78,23%	IRS
<b>COELCE2007</b>	70,12%	73,65%	73,65%	IRS	74,82%	73,99%	73,99%	IRS
<b>COELCE2008</b>	76,40%	79,64%	79,64%	IRS	81,11%	79,64%	79,64%	IRS
<b>COELCE2009</b>	81,98%	85,27%	85,27%	IRS	87,44%	100,00%	87,15%	DRS
<b>COELCE Mediana</b>	<b>76,40%</b>	<b>79,64%</b>	<b>79,64%</b>		<b>80,36%</b>	<b>79,64%</b>	<b>79,64%</b>	

Continua...

Continuação Quadro C1 ...

<b>COPEL2003</b>	65,73%	76,94%	65,73%	DRS	65,73%	100,00%	65,73%	DRS
<b>COPEL2004</b>	62,79%	77,03%	62,79%	DRS	62,79%	90,65%	62,79%	DRS
<b>COPEL2005</b>	59,38%	74,28%	59,38%	DRS	59,38%	100,00%	59,38%	DRS
<b>COPEL2006</b>	58,08%	73,63%	58,08%	DRS	58,08%	88,74%	58,08%	DRS
<b>COPEL2007</b>	57,95%	75,58%	57,95%	DRS	57,95%	90,37%	57,95%	DRS
<b>COPEL2008</b>	58,53%	78,11%	58,53%	DRS	58,53%	85,20%	58,53%	DRS
<b>COPEL2009</b>	51,33%	68,82%	51,33%	DRS	51,33%	76,34%	51,33%	DRS
<b>COPEL Mediana</b>	<b>58,53%</b>	<b>75,58%</b>	<b>58,53%</b>		<b>58,53%</b>	<b>90,37%</b>	<b>58,53%</b>	
<b>COSERN2003</b>	64,89%	81,71%	81,71%	IRS	85,84%	82,88%	82,71%	DRS
<b>COSERN2004</b>	72,01%	89,17%	89,17%	IRS	88,04%	89,17%	89,17%	IRS
<b>COSERN2005</b>	76,54%	92,77%	92,77%	IRS	91,48%	92,77%	92,77%	IRS
<b>COSERN2006</b>	68,14%	81,14%	81,14%	IRS	80,56%	81,14%	81,14%	IRS
<b>COSERN2007</b>	72,40%	84,96%	84,96%	IRS	85,32%	86,16%	85,32%	DRS
<b>COSERN2008</b>	86,16%	100,00%	100,00%	IRS	100,00%	100,00%	100,00%	CRS
<b>COSERN2009</b>	87,47%	100,00%	100,00%	IRS	99,90%	100,00%	100,00%	IRS
<b>COSERN Mediana</b>	<b>72,40%</b>	<b>89,17%</b>	<b>89,17%</b>		<b>88,04%</b>	<b>89,17%</b>	<b>89,17%</b>	
<b>CPFLPaulista2003</b>	76,67%	82,39%	76,67%	DRS	76,67%	82,39%	76,67%	DRS
<b>CPFLPaulista2004</b>	82,97%	90,31%	82,97%	DRS	82,97%	90,31%	82,97%	DRS
<b>CPFLPaulista2005</b>	80,67%	88,64%	80,67%	DRS	80,67%	88,64%	80,67%	DRS
<b>CPFLPaulista2006</b>	85,72%	94,77%	85,72%	DRS	85,72%	94,77%	85,72%	DRS
<b>CPFLPaulista2007</b>	84,07%	93,84%	84,07%	DRS	84,07%	93,86%	84,07%	DRS
<b>CPFLPaulista2008</b>	89,15%	100,00%	89,15%	DRS	89,15%	100,00%	89,15%	DRS
<b>CPFLPaulista2009</b>	88,24%	99,57%	88,24%	DRS	88,24%	100,00%	88,24%	DRS
<b>CPFLPaulista Mediana</b>	<b>84,07%</b>	<b>93,84%</b>	<b>84,07%</b>		<b>84,07%</b>	<b>93,86%</b>	<b>84,07%</b>	

Continua...

Continuação Quadro C1 ...

<b>CPFLPiratininga2003</b>	79,19%	81,99%	81,99%	IRS	82,44%	82,11%	82,11%	IRS
<b>CPFLPiratininga2004</b>	91,45%	92,50%	92,50%	IRS	93,06%	92,50%	92,50%	IRS
<b>CPFLPiratininga2005</b>	96,38%	97,12%	97,12%	IRS	97,80%	98,87%	97,97%	DRS
<b>CPFLPiratininga2006</b>	98,42%	98,56%	98,56%	IRS	98,89%	98,56%	98,56%	IRS
<b>CPFLPiratininga2007</b>	87,46%	87,93%	87,93%	IRS	89,23%	100,00%	89,23%	DRS
<b>CPFLPiratininga2008</b>	100,00%	100,00%	100,00%	CRS	100,00%	100,00%	100,00%	CRS
<b>CPFLPiratininga2009</b>	99,54%	99,79%	99,79%	IRS	100,00%	100,00%	100,00%	CRS
<b>CPFLPiratininga Mediana</b>	<b>96,38%</b>	<b>97,12%</b>	<b>97,12%</b>		<b>97,80%</b>	<b>98,87%</b>	<b>97,97%</b>	
<b>ELEKTRO2003</b>	64,76%	65,88%	64,76%	DRS	64,76%	66,61%	64,76%	DRS
<b>ELEKTRO2004</b>	69,46%	71,79%	69,46%	DRS	69,46%	72,36%	69,46%	DRS
<b>ELEKTRO2005</b>	63,70%	65,83%	63,70%	DRS	63,70%	66,62%	63,70%	DRS
<b>ELEKTRO2006</b>	60,61%	62,99%	60,61%	DRS	60,61%	63,52%	60,61%	DRS
<b>ELEKTRO2007</b>	63,94%	67,01%	63,94%	DRS	63,94%	73,75%	63,94%	DRS
<b>ELEKTRO2008</b>	68,24%	71,84%	68,24%	DRS	68,24%	76,57%	68,24%	DRS
<b>ELEKTRO2009</b>	68,10%	71,40%	68,10%	DRS	68,10%	77,39%	68,10%	DRS
<b>ELEKTRO Mediana</b>	<b>64,76%</b>	<b>67,01%</b>	<b>64,76%</b>		<b>64,76%</b>	<b>72,36%</b>	<b>64,76%</b>	
<b>ELETROPAULO2003</b>	46,52%	63,09%	46,52%	DRS	46,52%	63,09%	46,52%	DRS
<b>ELETROPAULO2004</b>	59,66%	82,43%	59,66%	DRS	59,66%	82,43%	59,66%	DRS
<b>ELETROPAULO2005</b>	59,39%	82,92%	59,39%	DRS	59,39%	83,09%	59,39%	DRS
<b>ELETROPAULO2006</b>	57,17%	80,94%	57,17%	DRS	57,17%	80,94%	57,17%	DRS
<b>ELETROPAULO2007</b>	60,86%	87,53%	60,86%	DRS	60,86%	87,53%	60,86%	DRS
<b>ELETROPAULO2008</b>	68,64%	100,00%	68,64%	DRS	68,64%	100,00%	68,64%	DRS
<b>ELETROPAULO2009</b>	58,09%	92,16%	58,09%	DRS	58,09%	100,00%	58,09%	DRS
<b>ELETROPAULO Mediana</b>	<b>59,39%</b>	<b>82,92%</b>	<b>59,39%</b>		<b>59,39%</b>	<b>83,09%</b>	<b>59,39%</b>	

Continua...



Continuação Quadro C1 ...

<b>EMG2003</b>	68,69%	100,00%	100,00%	IRS	100,00%	100,00%	100,00%	CRS
<b>EMG2004</b>	57,93%	84,09%	84,09%	IRS	81,40%	84,65%	84,65%	IRS
<b>EMG2005</b>	54,56%	78,88%	78,88%	IRS	76,33%	79,09%	79,09%	IRS
<b>EMG2006</b>	64,45%	91,31%	91,31%	IRS	84,35%	92,97%	92,97%	IRS
<b>EMG2007</b>	63,14%	86,37%	86,37%	IRS	89,13%	90,30%	89,96%	DRS
<b>EMG2008</b>	69,93%	93,09%	93,09%	IRS	97,99%	100,00%	100,00%	IRS
<b>EMG2009</b>	67,91%	88,57%	88,57%	IRS	89,70%	100,00%	100,00%	IRS
<b>EMG Mediana</b>	<b>64,45%</b>	<b>88,57%</b>	<b>88,57%</b>		<b>89,13%</b>	<b>92,97%</b>	<b>92,97%</b>	
<b>ENERSUL2003</b>	56,98%	67,72%	67,72%	IRS	66,90%	67,72%	67,72%	IRS
<b>ENERSUL2004</b>	59,97%	67,56%	67,56%	IRS	67,55%	67,56%	67,56%	IRS
<b>ENERSUL2005</b>	57,29%	60,97%	60,97%	IRS	59,66%	60,97%	60,97%	IRS
<b>ENERSUL2006</b>	50,75%	51,08%	51,08%	IRS	50,75%	52,67%	52,67%	IRS
<b>ENERSUL2007</b>	59,76%	60,01%	59,76%	DRS	59,76%	60,43%	60,08%	DRS
<b>ENERSUL2008</b>	69,22%	69,64%	69,22%	DRS	69,22%	69,83%	69,42%	DRS
<b>ENERSUL2009</b>	73,36%	73,91%	73,36%	DRS	73,36%	74,17%	73,66%	DRS
<b>ENERSUL Mediana</b>	<b>59,76%</b>	<b>67,56%</b>	<b>67,56%</b>		<b>66,90%</b>	<b>67,56%</b>	<b>67,56%</b>	
<b>EPB2003</b>	100,00%	100,00%	100,00%	CRS	100,00%	100,00%	100,00%	CRS
<b>EPB2004</b>	89,89%	89,99%	89,89%	DRS	89,89%	94,54%	94,54%	IRS
<b>EPB2005</b>	94,10%	94,29%	94,10%	DRS	94,10%	100,00%	100,00%	IRS
<b>EPB2006</b>	91,18%	91,32%	91,18%	DRS	91,18%	98,88%	98,70%	DRS
<b>EPB2007</b>	75,03%	75,24%	75,03%	DRS	75,03%	80,67%	78,07%	DRS
<b>EPB2008</b>	75,90%	76,04%	75,90%	DRS	75,90%	79,21%	78,57%	DRS
<b>EPB2009</b>	76,83%	77,20%	76,83%	DRS	76,83%	82,92%	81,34%	DRS
<b>EPB Mediana</b>	<b>89,89%</b>	<b>89,99%</b>	<b>89,89%</b>		<b>89,89%</b>	<b>94,54%</b>	<b>94,54%</b>	

Continua...

Continuação Quadro C1 ...

<b>ECELSA2003</b>	73,55%	78,01%	78,01%	IRS	77,68%	78,53%	78,53%	IRS
<b>ECELSA2004</b>	79,15%	82,37%	82,37%	IRS	80,32%	83,06%	83,06%	IRS
<b>ECELSA2005</b>	74,96%	76,99%	76,99%	IRS	75,30%	77,32%	77,32%	IRS
<b>ECELSA2006</b>	63,83%	64,95%	64,95%	IRS	65,90%	64,95%	64,95%	IRS
<b>ECELSA2007</b>	63,10%	63,70%	63,70%	IRS	63,96%	64,21%	64,01%	DRS
<b>ECELSA2008</b>	73,25%	73,51%	73,51%	IRS	73,32%	73,54%	73,54%	IRS
<b>ECELSA2009</b>	66,24%	67,55%	67,55%	IRS	66,89%	67,97%	67,97%	IRS
<b>ECELSA Mediana</b>	<b>73,25%</b>	<b>73,51%</b>	<b>73,51%</b>		<b>73,32%</b>	<b>73,54%</b>	<b>73,54%</b>	
<b>ESE2003</b>	60,70%	94,18%	94,18%	IRS	96,90%	96,88%	96,52%	DRS
<b>ESE2004</b>	63,03%	95,48%	95,48%	IRS	93,85%	95,57%	95,57%	IRS
<b>ESE2005</b>	67,63%	100,00%	100,00%	IRS	100,00%	100,00%	100,00%	CRS
<b>ESE2006</b>	65,25%	94,50%	94,50%	IRS	95,82%	95,57%	95,57%	IRS
<b>ESE2007</b>	57,90%	82,66%	82,66%	IRS	81,08%	84,34%	84,34%	IRS
<b>ESE2008</b>	57,18%	80,18%	80,18%	IRS	78,83%	84,44%	84,44%	IRS
<b>ESE2009</b>	62,28%	84,63%	84,63%	IRS	78,56%	86,69%	86,69%	IRS
<b>ESE Mediana</b>	<b>62,28%</b>	<b>94,18%</b>	<b>94,18%</b>		<b>93,85%</b>	<b>95,57%</b>	<b>95,57%</b>	
<b>LIGHT2003</b>	56,61%	59,53%	56,61%	DRS	56,61%	59,60%	56,61%	DRS
<b>LIGHT2004</b>	67,28%	74,28%	67,28%	DRS	67,28%	74,28%	67,28%	DRS
<b>LIGHT2005</b>	72,22%	80,79%	72,22%	DRS	72,22%	84,37%	72,22%	DRS
<b>LIGHT2006</b>	64,09%	70,43%	64,09%	DRS	64,09%	70,44%	64,08%	DRS
<b>LIGHT2007</b>	60,13%	66,34%	60,13%	DRS	60,13%	67,53%	60,13%	DRS
<b>LIGHT2008</b>	70,86%	78,35%	70,86%	DRS	70,86%	84,14%	70,86%	DRS
<b>LIGHT2009</b>	77,33%	84,76%	77,33%	DRS	77,33%	100,00%	77,34%	DRS
<b>LIGHT Mediana</b>	<b>67,28%</b>	<b>74,28%</b>	<b>67,28%</b>		<b>67,28%</b>	<b>74,28%</b>	<b>67,28%</b>	

Continua...

Continuação Quadro C1 ...

<b>RGE2003</b>	100,00%	100,00%	100,00%	CRS	100,00%	100,00%	100,00%	CRS
<b>RGE2004</b>	81,41%	81,51%	81,41%	DRS	81,41%	82,31%	81,41%	DRS
<b>RGE2005</b>	91,42%	91,62%	91,42%	DRS	91,42%	100,00%	93,52%	DRS
<b>RGE2006</b>	89,17%	89,65%	89,17%	DRS	89,17%	89,97%	89,17%	DRS
<b>RGE2007</b>	96,92%	97,42%	96,92%	DRS	96,92%	100,00%	96,92%	DRS
<b>RGE2008</b>	98,80%	99,43%	98,80%	DRS	98,80%	99,63%	98,80%	DRS
<b>RGE2009</b>	99,35%	100,00%	99,35%	DRS	99,35%	100,00%	99,35%	DRS
<b>RGE Mediana</b>	<b>96,92%</b>	<b>97,42%</b>	<b>96,92%</b>		<b>96,92%</b>	<b>100,00%</b>	<b>96,92%</b>	

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional EMS. (APÊNDICE A).

Nota: 1) De acordo com Seiford e Zhu, (1999), a notação abreviada IRS (*Increasing Returns to Scale*) representa tecnologias com retornos de escala crescentes de produção, a notação abreviada CRS (*Constant Returns to Scale*) representa tecnologias com retornos de escala constantes de produção, e a notação abreviada DRS (*Decreasing Returns to Scale*) representa tecnologias com retornos de escala decrescentes de produção.

Quadro C2 – Classificação com Estratificação Arbitrária de Nível de Eficiência Técnica (*Scores* Medianos) das 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009), a partir das Modelagens DEA (CRS, VRS e NDRS) nos cenários C1 e C2.

DMU	C1-CRS	Nível de Ineficiência Técnica	C2-CRS	Nível de Ineficiência Técnica	C1-VRS	Nível de Ineficiência Técnica	C2-VRS	Nível de Ineficiência Técnica	C1-NDRS	Nível de Ineficiência Técnica	C2-NDRS	Nível de Ineficiência Técnica
AESSul	0,9198	Fraca	0,9229	Fraca	0,9232	Fraca	0,9786	Fraca	0,9229	Fraca	0,9246	Fraca
AMPLA	0,5334	Forte	0,5429	Forte	0,5499	Forte	0,5525	Forte	0,5499	Forte	0,5525	Forte
BANDEIRANTE	0,6627	Moderada	0,6675	Moderada	0,6650	Moderada	0,6667	Moderada	0,665	Moderada	0,6667	Moderada
CEAL	0,4243	Forte	0,5550	Forte	0,5592	Forte	0,5972	Forte	0,5592	Forte	0,5972	Forte
CEB	0,3476	Forte	0,4215	Forte	0,4269	Forte	0,4269	Forte	0,4269	Forte	0,4269	Forte
CEEE	0,4607	Forte	0,4946	Forte	0,4952	Forte	0,5738	Forte	0,4952	Forte	0,5105	Forte
CELESC	0,4849	Forte	0,4849	Forte	0,5214	Forte	0,5504	Forte	0,4849	Forte	0,4849	Forte
CELG	0,5754	Forte	0,5754	Forte	0,5854	Forte	0,7105	Moderada	0,5754	Forte	0,5754	Forte
CELPA	0,4330	Forte	0,4410	Forte	0,4573	Forte	0,5685	Forte	0,4573	Forte	0,5337	Forte
CELPE	0,7031	Moderada	0,7424	Moderada	0,7302	Moderada	0,7302	Moderada	0,7302	Moderada	0,7302	Moderada
CELTINS	0,7690	Moderada	0,8167	Moderada	0,8181	Moderada	0,8416	Moderada	0,8167	Moderada	0,8416	Moderada
CEMAR	0,8109	Moderada	0,8811	Moderada	0,9087	Fraca	0,9147	Fraca	0,9087	Fraca	0,9147	Fraca
CEMAT	0,5534	Forte	0,5534	Forte	0,5612	Forte	0,5612	Forte	0,5612	Forte	0,5612	Forte
CEMIG	0,5598	Forte	0,5598	Forte	1,0000	Eficiência Máxima	1,0000	Eficiência Máxima	0,5598	Forte	0,5598	Forte
CEPISA	0,4996	Forte	0,5323	Forte	0,5693	Forte	0,8746	Moderada	0,5693	Forte	0,7009	Moderada
COELBA	0,8240	Moderada	0,8310	Moderada	0,8292	Moderada	0,8292	Moderada	0,8292	Moderada	0,8292	Moderada

Continua...

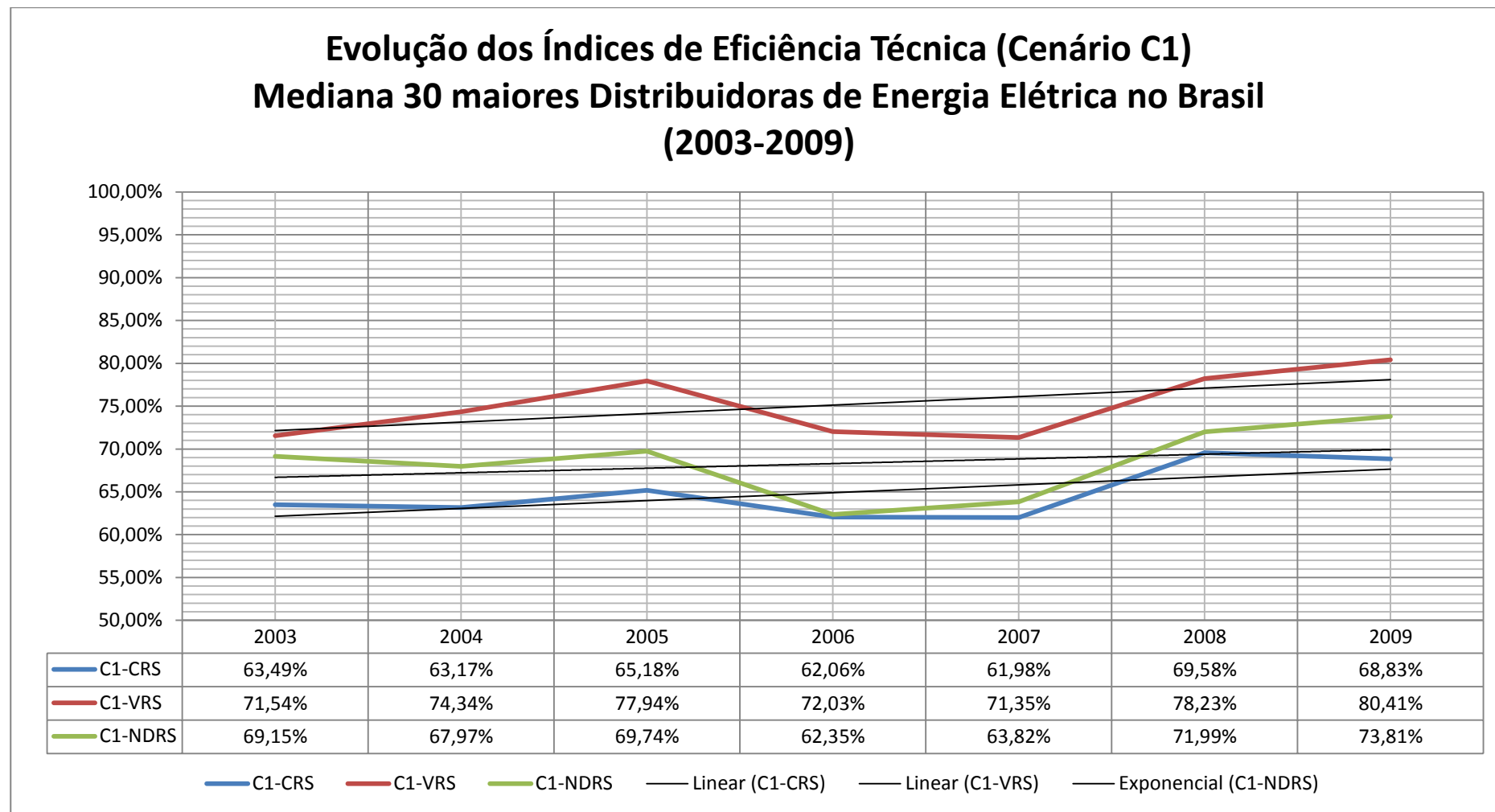
Continuação Quadro C2 ...

COELCE	0,7640	Moderada	0,8036	Moderada	0,7964	Moderada	0,7964	Moderada	0,7964	Moderada	0,7964	Moderada
COPEL	0,5853	Forte	0,5853	Forte	0,7558	Moderada	0,9037	Fraca	0,5853	Forte	0,5853	Forte
COSERN	0,7240	Moderada	0,8804	Moderada	0,8917	Moderada	0,8917	Moderada	0,8917	Moderada	0,8917	Moderada
CPFLPaulista	0,8407	Moderada	0,8407	Moderada	0,9384	Fraca	0,9386	Fraca	0,8407	Moderada	0,8407	Moderada
CPFLPiratinga	0,9638	Fraca	0,9780	Fraca	0,9712	Fraca	0,9887	Fraca	0,9712	Fraca	0,9797	Fraca
ELEKTRO	0,6476	Moderada	0,6476	Moderada	0,6701	Moderada	0,7236	Moderada	0,6476	Moderada	0,6476	Moderada
ELETROPAULO	0,5939	Forte	0,5939	Forte	0,8292	Moderada	0,8309	Moderada	0,5939	Forte	0,5939	Forte
EMG	0,6445	Moderada	0,8913	Moderada	0,8857	Moderada	0,9297	Fraca	0,8857	Moderada	0,9297	Fraca
ENERSUL	0,5976	Forte	0,6690	Moderada	0,6756	Moderada	0,6756	Moderada	0,6756	Moderada	0,6756	Moderada
EPB	0,8989	Moderada	0,8989	Moderada	0,8999	Moderada	0,9454	Fraca	0,8989	Moderada	0,9454	Fraca
ECELSA	0,7325	Moderada	0,7332	Moderada	0,7351	Moderada	0,7354	Moderada	0,7351	Moderada	0,7354	Moderada
ESE	0,6228	Moderada	0,9385	Fraca	0,9418	Fraca	0,9557	Fraca	0,9418	Fraca	0,9557	Fraca
LIGHT	0,6728	Moderada	0,6728	Moderada	0,7428	Moderada	0,7428	Moderada	0,6728	Moderada	0,6728	Moderada
RGE	1,0000	Eficiência Máxima	0,9692	Fraca	0,9742	Fraca	1	Eficiência Máxima	0,9692	Fraca	0,9692	Fraca

Fonte: Compilação Própria, a partir das medidas de eficiência técnica contidas no Apêndice C, Quadro C1.

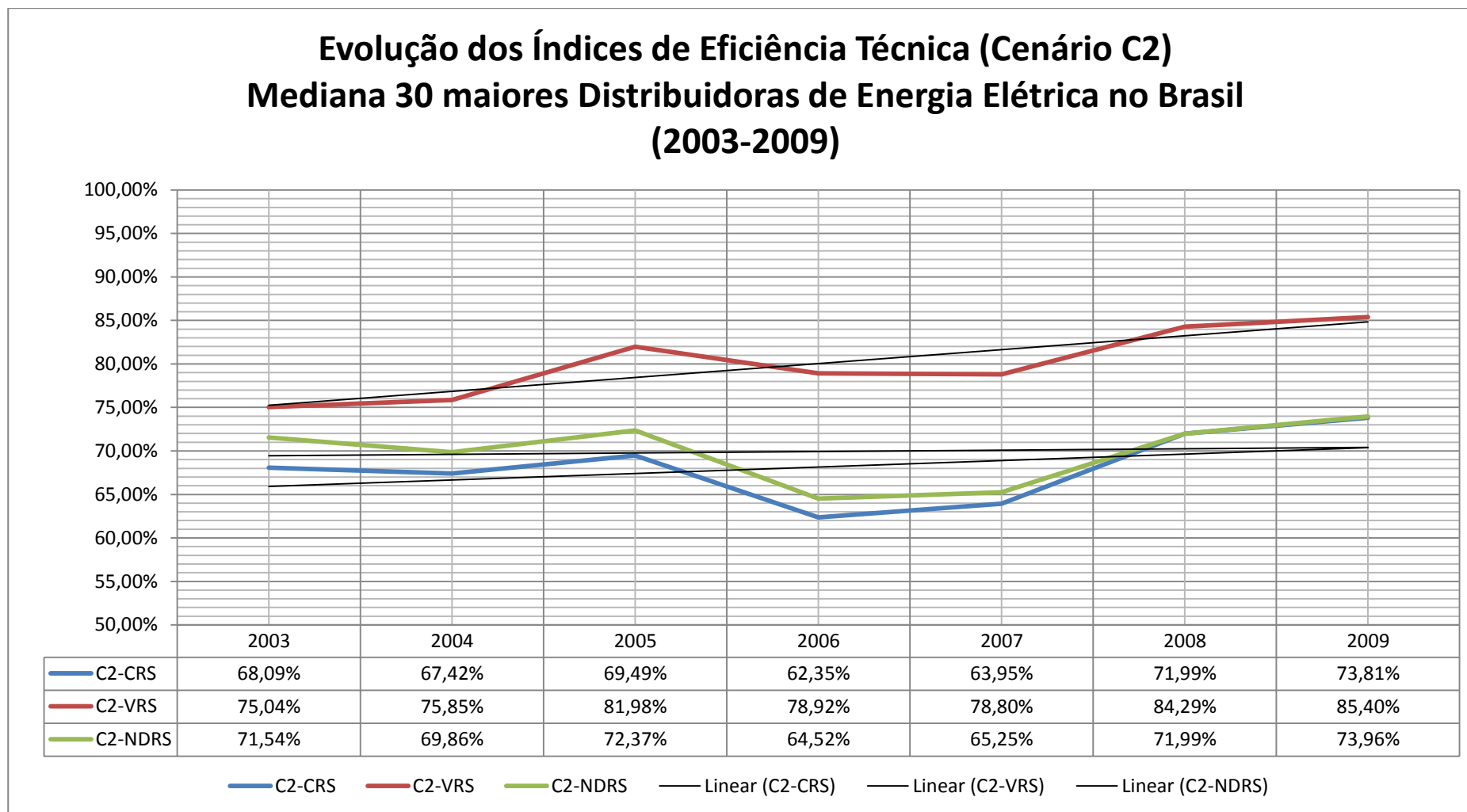
- Notas: 1) eficiente máxima, se a mediana do índice de eficiência técnica for igual a 1,00 (IET=1,00);  
 2) fracamente ineficiente, se a mediana do índice de eficiência técnica for menor que 1,00 e maior ou igual a 0,90 ( $1,00 > IET > 0,90$ );  
 3) moderadamente ineficiente, se a mediana do índice de eficiência técnica for menor que 0,90 e maior ou igual a 0,60 ( $0,90 > IET > 0,60$ );  
 4) fortemente ineficiente, se a mediana do índice de eficiência técnica for menor que 0,60 até 0,00 ( $0,60 > IET > 0,00$ ).

Figura C1 – Evolução dos Índices de Eficiência Técnica (Cenário C1) Mediana 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009)



Fonte: Compilação Própria a partir do APÊNDICE C - Quadro C1

Figura C2 – Evolução dos Índices de Eficiência Técnica (Cenário C2) Mediana 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009)



Fonte: Compilação Própria a partir do APÊNDICE C - Quadro C1.

**APÊNDICE D:**

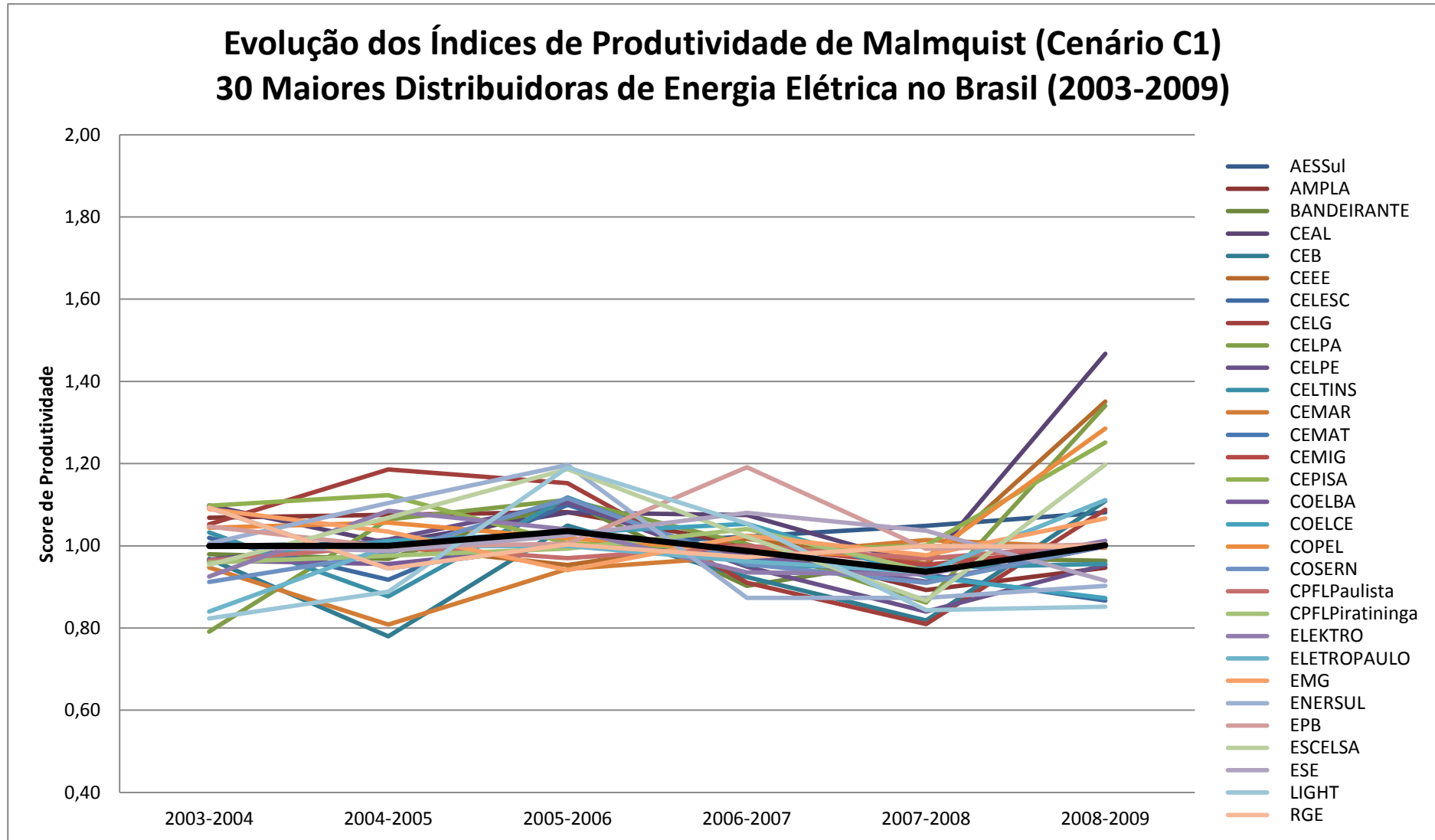
Tabela D1 – Medidas de Índice de Produtividade de Malmquist (PTF) (Mediana) Cenário C1 [Variáveis ANEEL]

<b>DMU</b>	<b>2003-2004</b>	<b>2004-2005</b>	<b>2005-2006</b>	<b>2006-2007</b>	<b>2007-2008</b>	<b>2008-2009</b>	<b>Mediana</b>
<b>AESSul</b>	1,00	1,01	1,00	1,02	1,05	1,08	1,01
<b>AMPLA</b>	1,07	1,08	1,08	1,00	0,89	0,95	1,04
<b>BANDEIRANTE</b>	0,98	0,97	1,11	0,90	0,97	0,96	0,97
<b>CEAL</b>	1,10	1,01	1,08	1,07	0,95	1,47	1,08
<b>CEB</b>	0,97	0,78	1,05	0,92	0,82	1,11	0,95
<b>CEEE</b>	1,00	1,00	0,95	1,02	0,96	1,35	1,00
<b>CELESC</b>	1,02	0,92	1,10	0,97	0,93	0,87	0,95
<b>CELG</b>	1,05	1,19	1,15	0,91	0,81	1,09	1,07
<b>CELPA</b>	0,79	1,06	1,11	1,00	0,86	1,34	1,03
<b>CELPE</b>	0,97	1,02	1,11	0,95	0,84	0,95	0,96
<b>CELTINS</b>	1,03	0,88	1,12	0,95	0,95	0,96	0,95
<b>CEMAR</b>	0,95	0,81	0,94	0,97	1,01	1,00	0,96
<b>CEMAT</b>	1,07	0,73	1,07	0,88	0,81	0,99	0,93
<b>CEMIG</b>	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	1,00	1,00
<b>CEPISA</b>	1,10	1,12	1,01	0,99	1,00	1,25	1,05
<b>COELBA</b>	0,96	0,96	1,00	0,98	0,91	1,00	0,97
<b>COELCE</b>	0,96	1,01	1,03	1,05	0,92	0,87	0,99
<b>COPEL</b>	1,04	1,06	1,02	0,99	0,97	1,29	1,03
<b>COSERN</b>	0,91	0,98	1,12	0,96	0,91	1,00	0,97
<b>CPFLPaulista</b>	0,96	1,00	0,97	1,00	0,97	1,00	0,99
<b>CPFLPiratininga</b>	0,96	0,98	0,99	1,04	0,94	1,00	0,98
<b>ELEKTRO</b>	0,93	1,09	1,04	0,94	0,93	1,01	0,97
<b>ELETROPAULO</b>	0,84	1,00	1,00	0,96	0,94	1,11	0,98
<b>EMG</b>	1,09	1,03	0,94	1,02	0,98	1,07	1,03
<b>ENERSUL</b>	1,01	1,10	1,20	0,87	0,87	0,90	0,95
<b>EPB</b>	1,05	1,00	1,00	1,19	0,99	1,00	1,00
<b>ESCELSA</b>	0,95	1,07	1,19	1,02	0,87	1,20	1,05
<b>ESE</b>	1,00	0,99	1,03	1,08	1,04	0,91	1,01
<b>LIGHT</b>	0,82	0,89	1,19	1,05	0,84	0,85	0,87
<b>RGE</b>	1,09	0,95	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00
<b>Mediana</b>	1,00	1,00	1,04	0,99	0,94	1,00	0,99

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional EMS. (APÊNDICE A).



Figura D1 – Evolução dos Índices de Produtividade de Malmquist (Cenário C1) Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009)



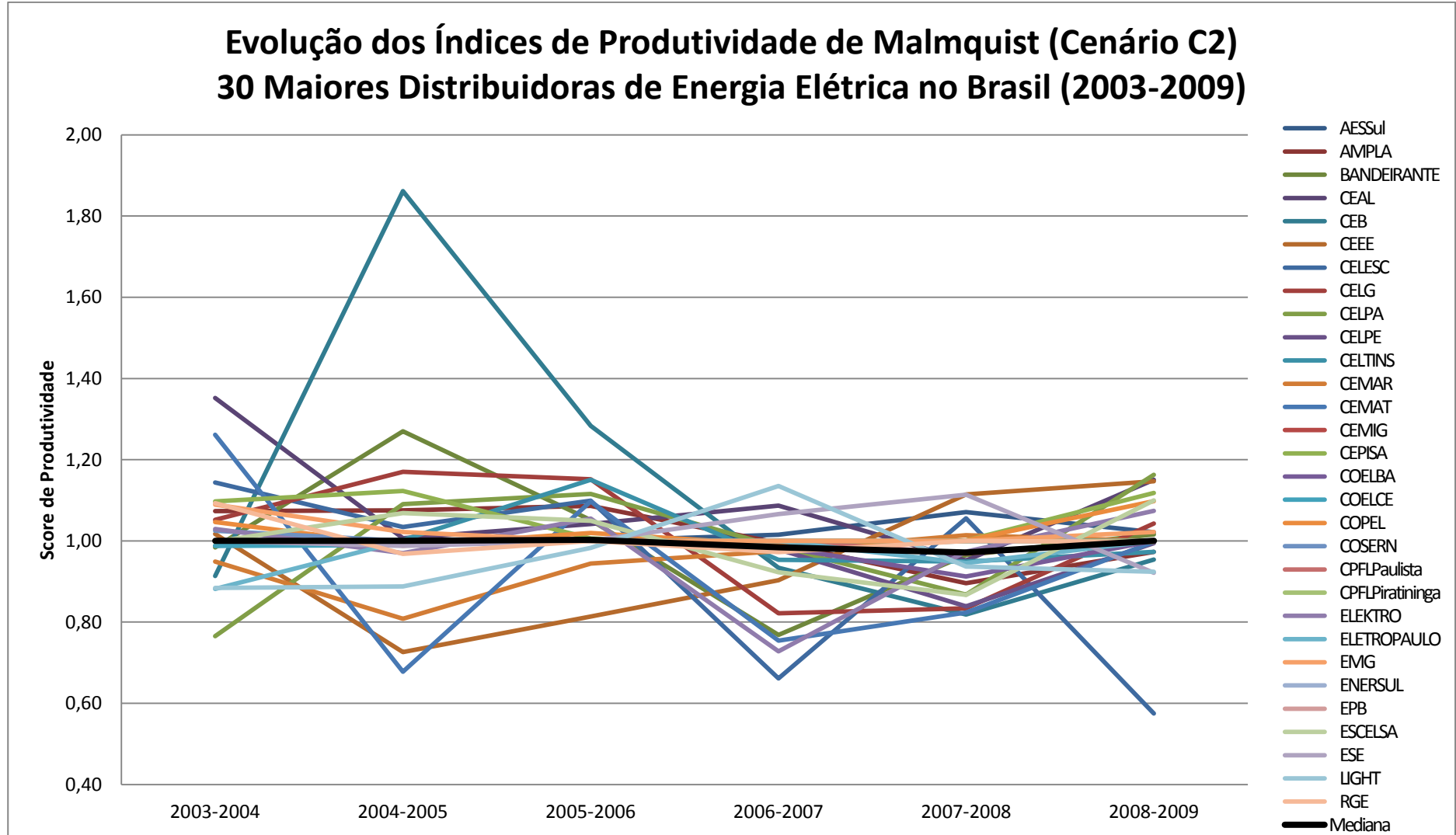
Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional EMS. (APÊNDICE A).

Tabela D2 – Medidas de Índice de Produtividade de Malmquist - PTF (Mediana) Cenário C2 [Variáveis ANEEL + Variáveis Qualidade Reguladas (InvDGC + IASC)]

DMU	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	Mediana
AESSul	1,00	1,00	1,00	1,02	1,07	1,02	1,01
AMPLA	1,07	1,08	1,09	0,99	0,90	0,97	1,03
BANDEIRANTE	0,98	1,27	1,05	0,77	0,97	1,02	1,00
CEAL	1,35	1,01	1,04	1,09	0,95	1,15	1,06
CEB	0,91	1,86	1,28	0,93	0,82	0,95	0,94
CEEE	1,02	0,73	0,81	0,90	1,11	1,15	0,96
CELESC	1,14	1,03	1,10	0,66	1,06	0,58	1,04
CELG	1,05	1,17	1,15	0,82	0,83	1,04	1,05
CELPA	0,77	1,09	1,12	0,98	0,87	1,16	1,04
CELPE	1,00	1,00	1,00	0,98	0,84	0,99	1,00
CELTINS	0,99	1,00	1,15	0,95	0,95	0,97	0,98
CEMAR	0,95	0,81	0,94	0,97	1,01	1,00	0,96
CEMAT	1,26	0,68	1,10	0,75	0,82	1,00	0,91
CEMIG	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CEPISA	1,10	1,12	1,01	0,99	1,00	1,12	1,05
COELBA	1,00	1,00	1,00	0,98	0,91	1,00	1,00
COELCE	0,99	0,99	1,00	0,98	1,00	1,00	0,99
COPEL	1,05	0,99	1,02	0,99	1,00	1,10	1,01
COSERN	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CPFLPaulista	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00
CPFLPiratininga	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ELEKTRO	1,03	0,97	1,06	0,73	0,97	1,07	1,00
ELETROPAULO	0,88	1,00	1,00	1,00	0,95	1,00	1,00
EMG	1,09	1,02	1,00	1,00	1,00	1,02	1,01
ENERSUL	0,89	1,31	1,32	0,85	0,88	0,96	0,93
EPB	1,04	1,00	1,00	1,06	1,02	1,01	1,01
ESCELSA	1,00	1,07	1,05	0,92	0,87	1,10	1,02
ESE	1,00	0,99	1,00	1,07	1,11	0,92	1,00
LIGHT	0,88	0,89	0,98	1,14	0,94	0,92	0,93
RGE	1,09	0,97	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00
<b>Mediana</b>	1,00	1,00	1,00	0,98	0,97	1,00	1,00

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional EMS. (APÊNDICE A).

Figura D2 – Evolução dos Índices de Produtividade de Malmquist (Cenário C2) Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil (2003-2009)



Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional EMS. (APÊNDICE A).

Tabela D3 – Medidas de Variação de Eficiência Técnica - VET (*Catch Up Effect*) do Índice de Produtividade Malmquist - PTF (Mediana)  
Cenário C1 [Variáveis ANEEL]

DMU	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	Mediana
AESSul	1,00	1,00	1,00	1,04	1,07	1,04	1,02
AMPLA	1,15	1,13	1,06	1,02	1,04	0,98	1,05
BANDEIRANTE	1,11	1,02	1,12	0,84	1,12	0,97	1,07
CEAL	1,00	1,03	1,06	1,06	1,02	1,20	1,04
CEB	0,98	0,82	1,02	0,86	0,92	1,03	0,95
CEEE	1,01	1,05	0,95	1,04	1,03	1,17	1,04
CELESC	1,06	0,91	1,13	1,02	1,06	0,93	1,04
CELG	1,00	1,26	1,20	1,04	1,02	1,07	1,05
CELPA	0,79	1,11	1,12	1,04	0,92	1,18	1,07
CELPE	1,03	1,09	1,07	0,99	0,99	0,98	1,01
CELTINS	0,89	0,86	1,14	0,92	0,94	1,00	0,93
CEMAR	0,92	0,82	0,97	1,00	1,00	1,00	0,98
CEMAT	1,04	0,74	1,05	0,92	0,82	1,04	0,98
CEMIG	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CEPISA	0,98	1,14	0,99	1,00	1,00	1,10	1,00
COELBA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
COELCE	1,00	1,05	1,02	1,11	1,05	0,94	1,03
COPEL	1,02	1,03	1,00	1,02	1,12	1,14	1,03
COSERN	0,86	1,00	1,10	0,94	0,97	1,00	0,99
CPFLPaulista	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CPFLPiratininga	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ELEKTRO	0,93	1,10	1,06	0,99	1,04	1,01	1,02
ELETROPAULO	0,90	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
EMG	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ENERSUL	0,92	1,11	1,18	0,88	0,84	1,02	0,97
EPB	1,00	1,00	1,00	1,19	0,96	1,02	1,00
ESCELSA	0,97	1,07	1,19	0,99	0,92	1,09	1,03
ESE	1,00	1,00	1,00	1,03	1,14	0,92	1,00
LIGHT	0,92	0,89	1,26	1,09	0,93	0,92	0,92
RGE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>Mediana</b>	1,00	1,00	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional EMS. (APÊNDICE A).

Tabela D4 – Medidas de Variação de Eficiência Técnica - VET (*Catch Up Effect*) do Índice de Produtividade Malmquist - PTF (Mediana)  
Cenário C2 [Variáveis ANEEL + Variáveis Qualidade Reguladas (InvDGC + IASC)]

DMU	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	Mediana
AESSul	1,00	1,00	1,00	1,04	1,05	1,07	1,02
AMPLA	1,13	1,15	1,05	1,03	1,04	0,98	1,05
BANDEIRANTE	0,94	1,39	1,12	0,84	1,10	0,97	1,04
CEAL	1,13	1,03	1,04	1,08	1,02	1,08	1,06
CEB	0,36	1,77	1,29	0,86	0,92	0,84	0,89
CEEE	0,98	0,95	0,64	1,36	1,35	1,14	1,06
CELESC	0,84	1,16	1,13	0,77	1,40	0,60	0,98
CELG	1,00	1,26	1,20	0,93	1,15	1,07	1,11
CELPA	0,75	1,17	1,11	1,03	0,94	1,18	1,07
CELPE	1,00	1,00	1,00	1,20	1,01	0,98	1,00
CELTINS	0,76	1,00	1,16	0,92	0,94	1,00	0,97
CEMAR	0,92	0,82	0,97	1,00	1,00	1,00	0,98
CEMAT	1,06	0,64	1,12	0,97	0,84	1,04	1,01
CEMIG	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CEPISA	0,98	1,14	0,99	1,00	1,00	1,10	1,00
COELBA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
COELCE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
COPEL	1,02	0,98	1,00	1,00	1,21	1,07	1,01
COSERN	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CPFLPaulista	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CPFLPiratininga	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ELEKTRO	0,93	1,08	1,08	0,75	1,28	1,05	1,06
ELETROPAULO	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
EMG	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ENERSUL	0,69	1,26	1,29	0,92	0,86	0,99	0,95
EPB	1,00	1,00	1,00	1,12	1,02	1,02	1,01
ESCELSA	0,97	1,07	1,06	1,11	0,92	1,09	1,06
ESE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,17	0,86	1,00
LIGHT	0,92	0,89	1,00	1,12	1,14	0,92	0,96
RGE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>Mediana</b>	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional EMS. (APÊNDICE A).

Tabela D5 – Medidas de Variação de Tecnologia VT (*Frontier Shift Effect*) do Índice de Produtividade Malmquist - PTF (Mediana) Cenário C1 [Variáveis ANEEL]

DMU	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	Mediana
AESSul	1,00	1,01	1,00	0,98	0,98	1,00	1,00
AMPLA	0,93	0,95	1,02	0,98	0,86	1,00	0,97
BANDEIRANTE	0,88	0,95	0,98	1,07	0,87	1,01	0,97
CEAL	1,10	0,98	1,02	1,02	0,93	1,01	1,01
CEB	0,99	0,95	1,03	1,08	0,89	1,02	1,01
CEEE	0,99	0,96	1,00	0,98	0,92	1,00	0,98
CELESC	0,96	1,00	0,97	0,95	0,87	1,00	0,97
CELG	1,05	0,94	0,96	0,88	0,79	0,98	0,95
CELPA	1,00	0,96	0,99	0,96	0,93	0,99	0,98
CELPE	0,94	0,93	1,03	0,96	0,85	1,00	0,95
CELTINS	1,17	1,02	0,98	1,04	1,00	0,96	1,01
CEMAR	1,03	0,99	0,97	0,97	1,01	1,00	0,99
CEMAT	1,04	0,98	1,02	0,95	0,99	0,95	0,99
CEMIG	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	1,00	1,00
CEPISA	1,12	0,98	1,01	0,99	1,00	1,02	1,01
COELBA	0,96	0,96	1,00	0,98	0,91	1,00	0,97
COELCE	0,96	0,97	1,01	0,95	0,88	0,99	0,96
COPEL	1,03	1,02	1,01	0,97	0,87	1,00	1,01
COSERN	1,05	0,98	1,01	1,02	0,94	1,00	1,01
CPFLPaulista	0,96	1,00	0,97	1,00	0,97	1,00	0,99
CPFLPiratininga	0,96	0,98	0,99	1,04	0,94	1,00	0,98
ELEKTRO	1,00	0,99	0,98	0,94	0,89	1,00	0,98
ELETROPAULO	0,93	1,00	1,00	0,96	0,94	1,04	0,98
EMG	1,09	1,03	0,94	1,02	0,98	1,02	1,02
ENERSUL	1,10	0,99	1,02	0,99	1,03	0,94	1,00
EPB	1,05	1,00	1,00	1,00	1,03	0,98	1,00
ESCELSA	0,99	1,00	1,00	1,03	0,94	1,00	1,00
ESE	1,00	0,99	1,03	1,05	0,91	1,04	1,01
LIGHT	0,89	1,00	0,94	0,97	0,91	1,01	0,95
RGE	1,09	0,95	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00
<b>Mediana</b>	<b>1,00</b>	<b>0,99</b>	<b>1,00</b>	<b>0,98</b>	<b>0,93</b>	<b>1,00</b>	<b>0,99</b>

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional EMS. (APÊNDICE A).

Tabela D6 – Medidas de Variação de Tecnologia VT (*Frontier Shift Effect*) do Índice de Produtividade Malmquist - PTF (Mediana) Cenário C2  
[Variáveis ANEEL + Variáveis Qualidade Reguladas (InvDGC + IASC)]

DMU	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	Mediana
AESSul	1,00	1,00	1,00	0,97	1,02	0,95	1,00
AMPLA	0,95	0,93	1,03	0,97	0,86	1,00	0,96
BANDEIRANTE	1,04	0,91	0,94	0,91	0,88	1,04	0,92
CEAL	1,20	0,98	1,00	1,01	0,93	1,06	1,00
CEB	2,51	1,05	1,00	1,09	0,89	1,13	1,07
CEEE	1,04	0,76	1,28	0,66	0,82	1,00	0,91
CELESC	1,37	0,89	0,97	0,86	0,75	0,96	0,93
CELG	1,05	0,93	0,96	0,89	0,73	0,98	0,95
CELPA	1,02	0,94	1,00	0,95	0,93	0,99	0,97
CELPE	1,00	1,00	1,00	0,81	0,83	1,01	1,00
CELTINS	1,31	1,00	0,99	1,04	1,01	0,97	1,01
CEMAR	1,04	0,99	0,97	0,97	1,01	1,00	0,99
CEMAT	1,19	1,06	0,98	0,78	0,98	0,96	0,98
CEMIG	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CEPISA	1,12	0,98	1,01	0,99	1,00	1,02	1,01
COELBA	1,00	1,00	1,00	0,98	0,91	1,00	1,00
COELCE	0,99	0,99	1,00	0,98	1,00	1,00	0,99
COPEL	1,02	1,01	1,02	0,99	0,83	1,03	1,01
COSERN	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CPFLPaulista	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00
CPFLPiratininga	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ELEKTRO	1,11	0,89	0,98	0,97	0,76	1,03	0,97
ELETROPAULO	0,96	1,00	1,00	1,00	0,95	1,00	1,00
EMG	1,09	1,02	1,00	1,00	1,00	1,02	1,01
ENERSUL	1,30	1,04	1,02	0,93	1,03	0,97	1,02
EPB	1,04	1,00	1,00	0,95	1,00	0,99	1,00
ESCELSA	1,03	1,00	0,99	0,83	0,94	1,01	1,00
ESE	1,00	0,99	1,00	1,07	0,95	1,08	1,00
LIGHT	0,96	1,00	0,98	1,02	0,82	1,01	0,99
RGE	1,09	0,97	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00
<b>Mediana</b>	<b>1,03</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>0,98</b>	<b>0,95</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>

Fonte: Compilação Própria a partir do Programa Computacional EMS. (APÊNDICE A – Tabela A1).

**APÊNDICE E – Resultados *Software* MINITAB16 (Testes Estatísticos de Normalidade)**

A mediana de um conjunto ordenado de dados é definida, conforme Reis e Reis (2002), como sendo o “valor do meio” desse conjunto de dados, dispostos em ordem crescente, deixando metade dos valores acima dela e metade dos valores abaixo dela. E como medida de tendência central, a mediana é até mais intuitiva do que a média, pois representa, de fato, o centro (meio) do conjunto de valores ordenados. Assim como a média, o valor da mediana não precisa coincidir com algum dos valores do conjunto de dados. Em particular, quando os dados forem de natureza contínua, essa coincidência dificilmente ocorrerá. A média é uma medida-resumo muito mais usada na prática do que a mediana. Existem várias razões para essa popularidade da média, entre elas, a facilidade de tratamento estatístico e algumas propriedades interessantes que a média apresenta.

No entanto, a média é uma medida muito influenciada pela presença de valores extremos em um conjunto de dados (valores muito grandes ou muito pequenos em relação aos demais). Como a média usa os valores de cada observação em seu cálculo, esses valores extremos “puxam” o valor da média em direção a si, deslocando também a representação do centro, que já não será tão central como deveria ser. A mediana, por sua vez, não é tão influenciada por valores extremos, pois o que utilizamos para calculá-la é a ordem dos elementos e não diretamente seus valores. Assim, se um elemento do conjunto de dados tem o seu valor alterado (um erro, por exemplo), mas sua ordem continua a mesma, a mediana não sofre influência nenhuma. (REIS e REIS, 2002).

O teste Teste Anderson-Darling (padrão do MINITAB 16) é um teste baseado na função de distribuição cumulativa empírica e retorna como resultado um valor  $p$ , e se este valor  $p$  for menor do que 0,05 haverá fortes evidências de que a distribuição dos dados não segue uma distribuição normal. E se este valor de  $p$  for maior do que 0,05, então a distribuição é aproximadamente normal. Complementarmente, são apresentados a seguir os gráficos referentes aos resultados obtidos quanto aos testes de normalidade (com  $p < 0,05$ ), com a constatação de ter-se distribuição não normal e direcionando-se para uso da mediana como medida de tendência central neste trabalho.



Figura E1 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória OPEX

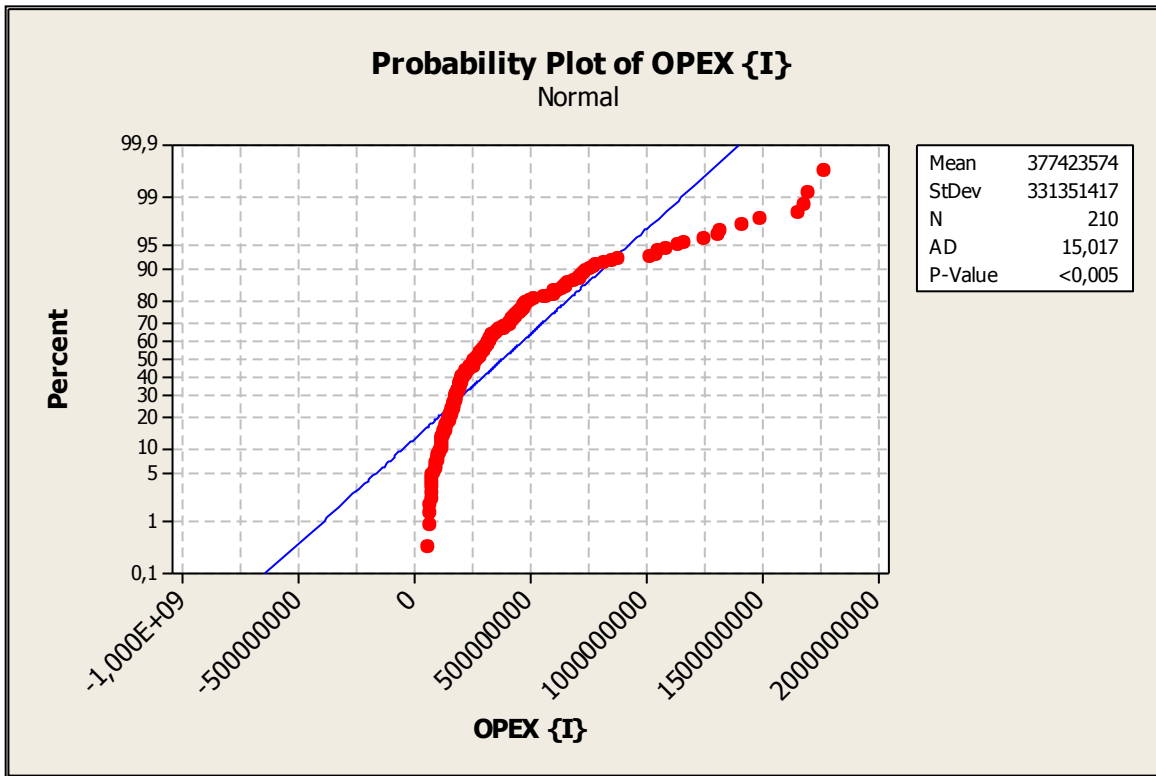


Figura E2 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória Rede

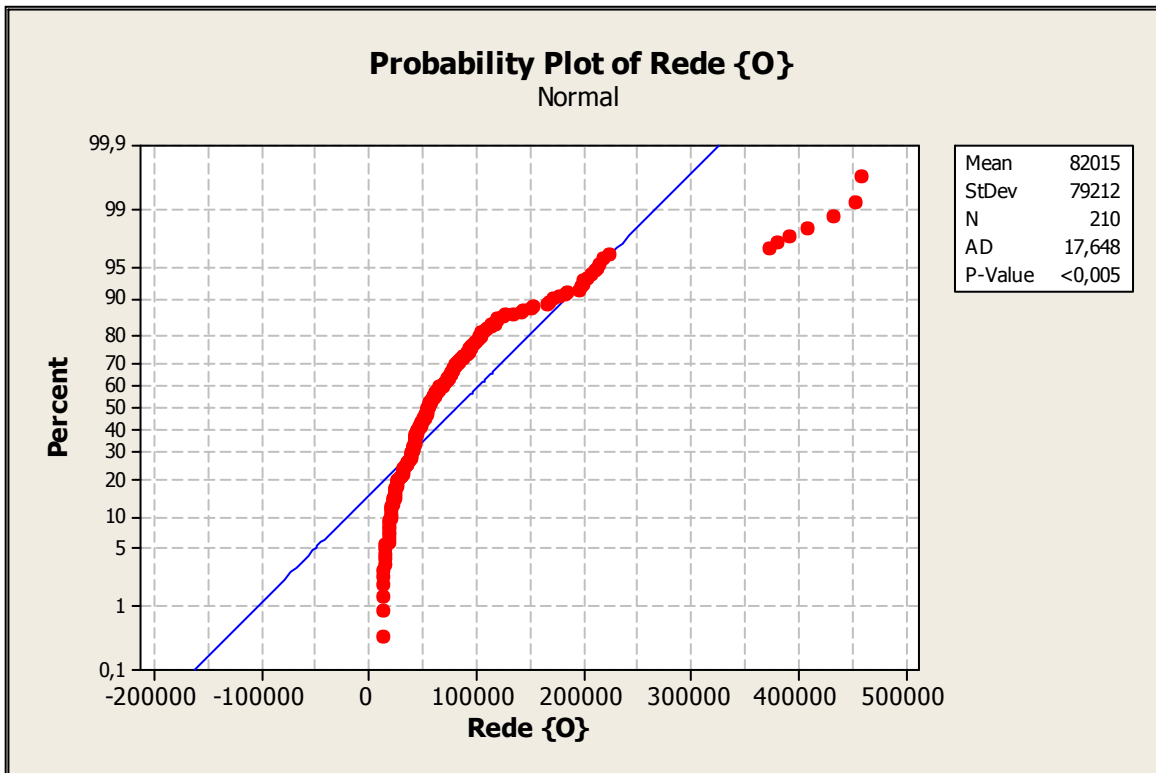


Figura E3 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória UC

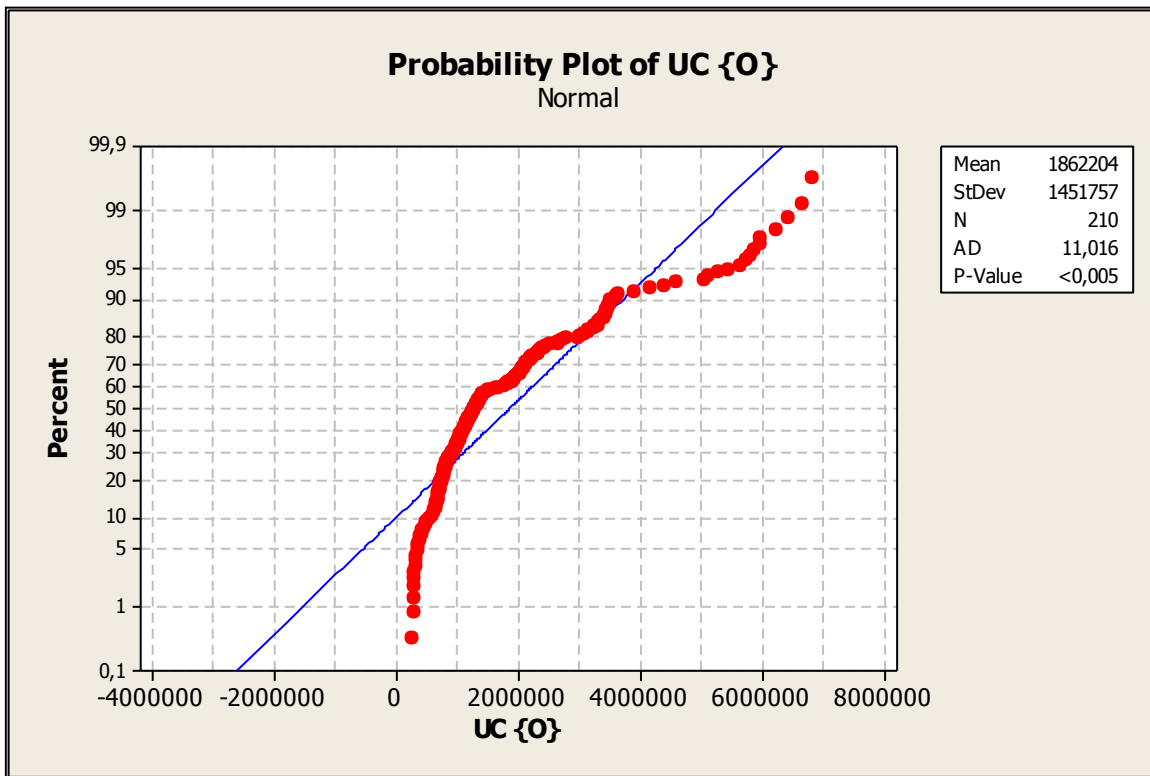


Figura E4 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória Mercado

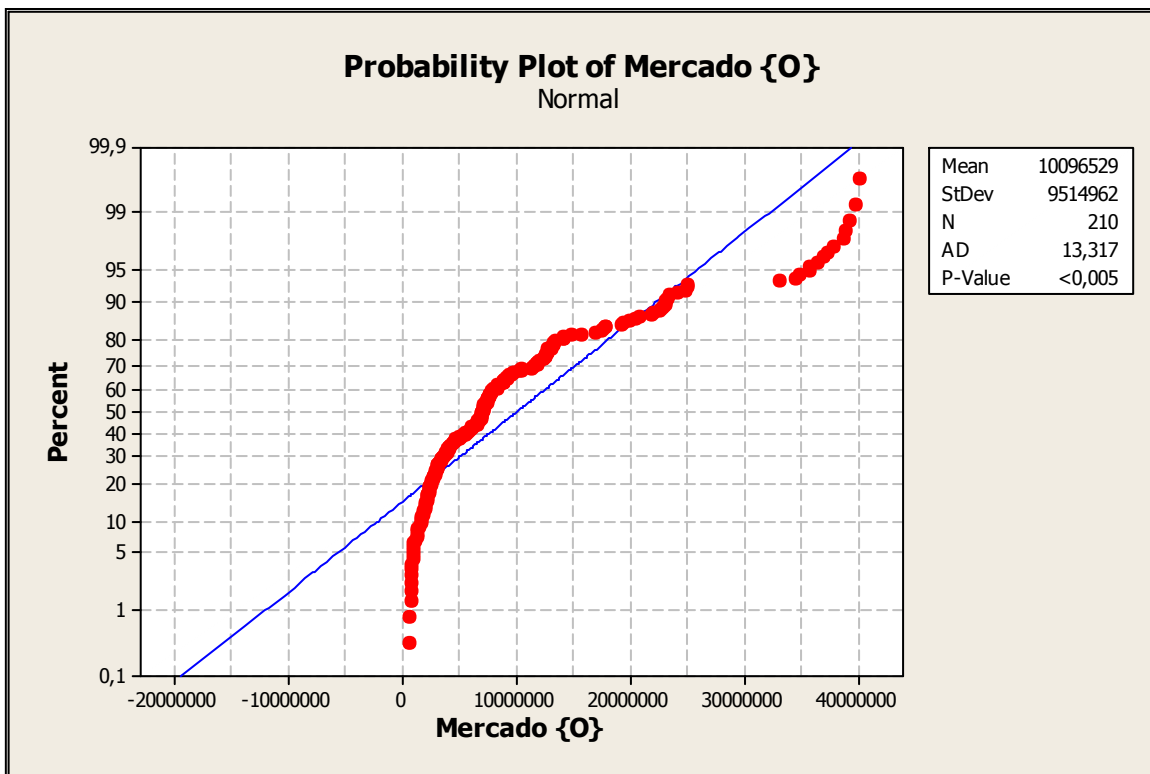


Figura E5 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória DGC

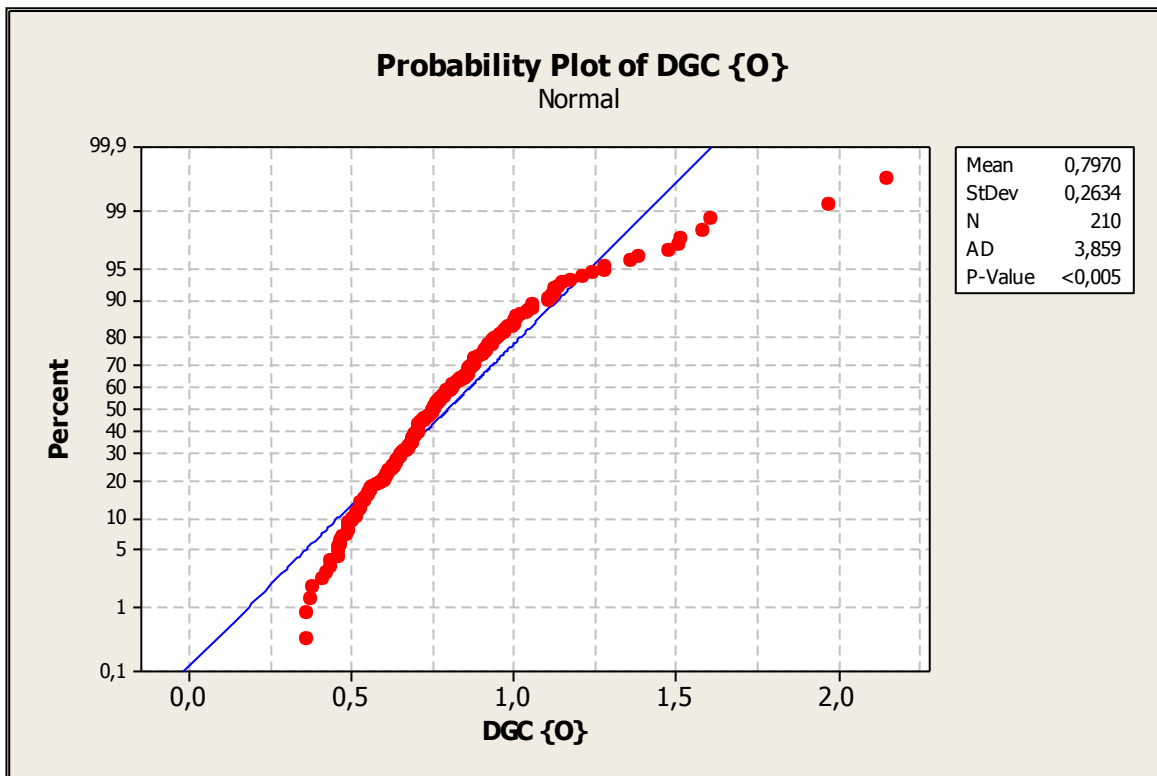


Figura E6 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória InvDGC

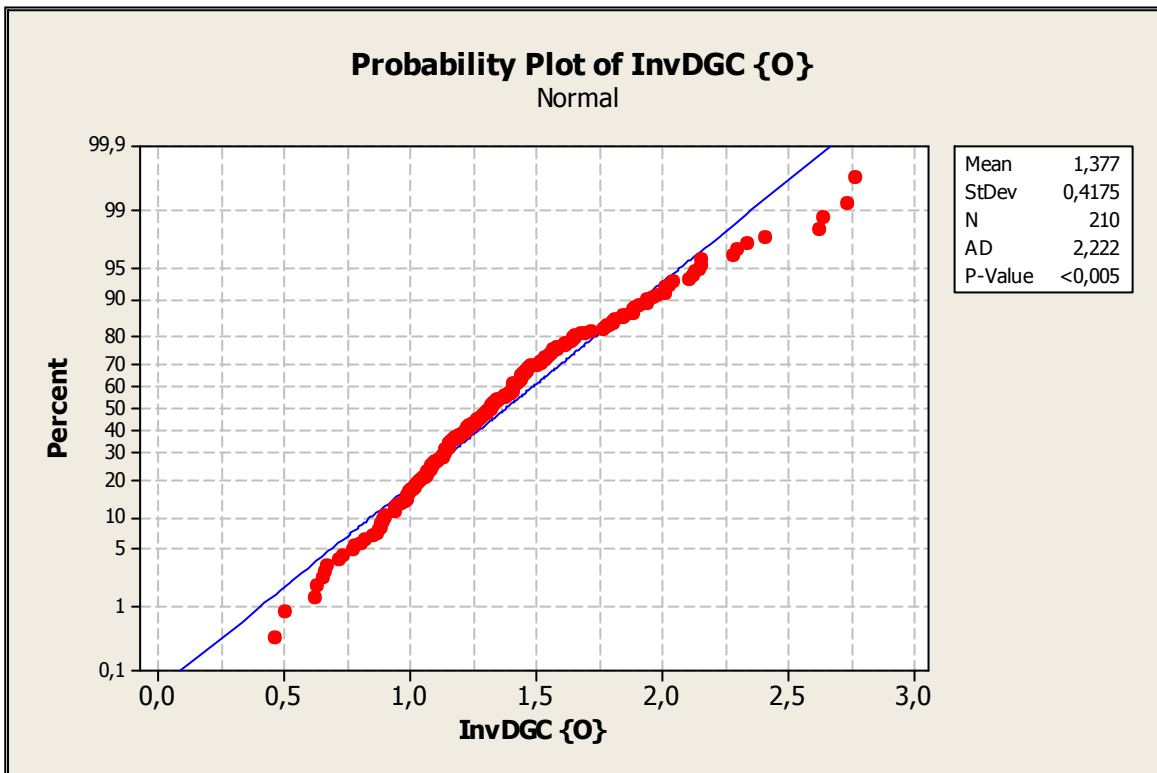


Figura E7 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória IASC

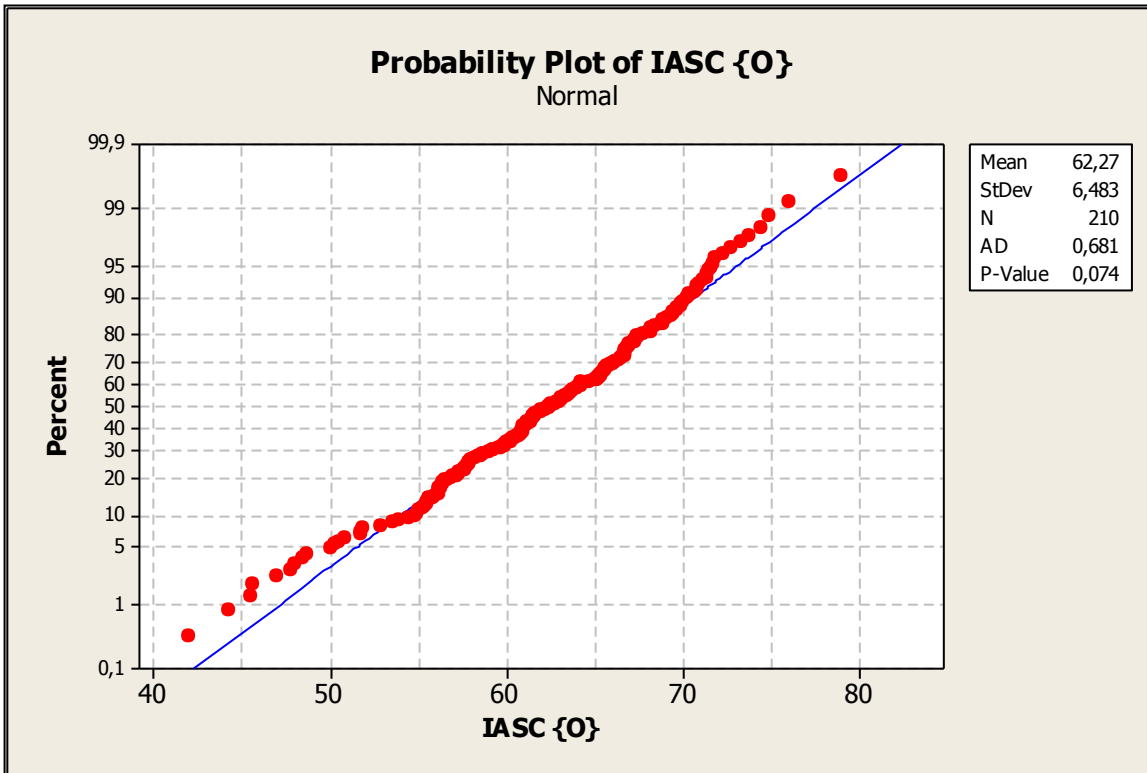


Figura E8 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória ANEEL CRS

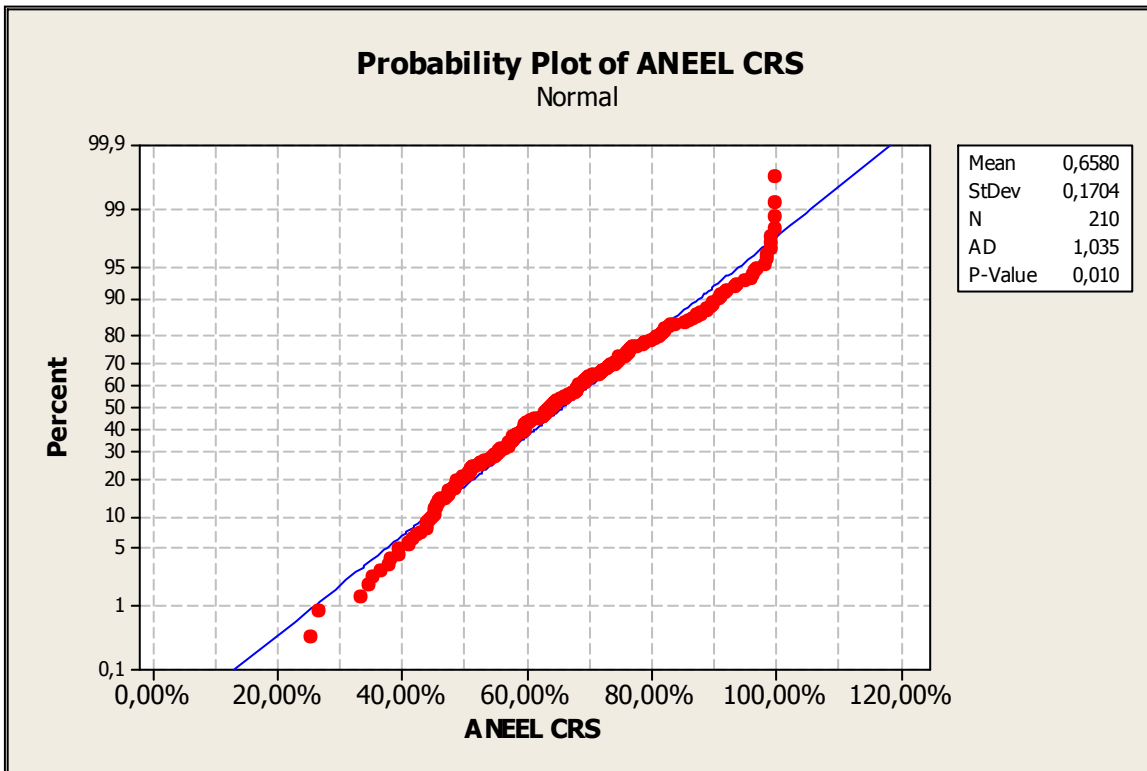


Figura E9 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória ANEEL+InvDGC+IASC CRS

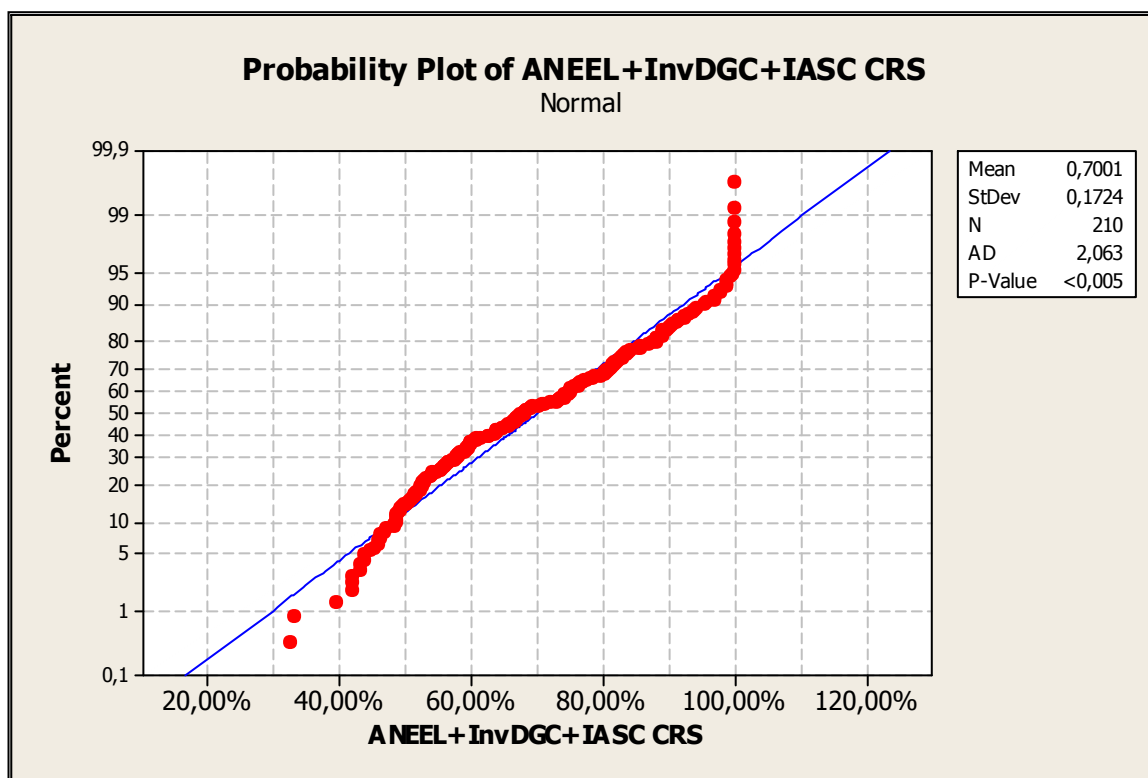


Figura E10 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória ANEEL VRS

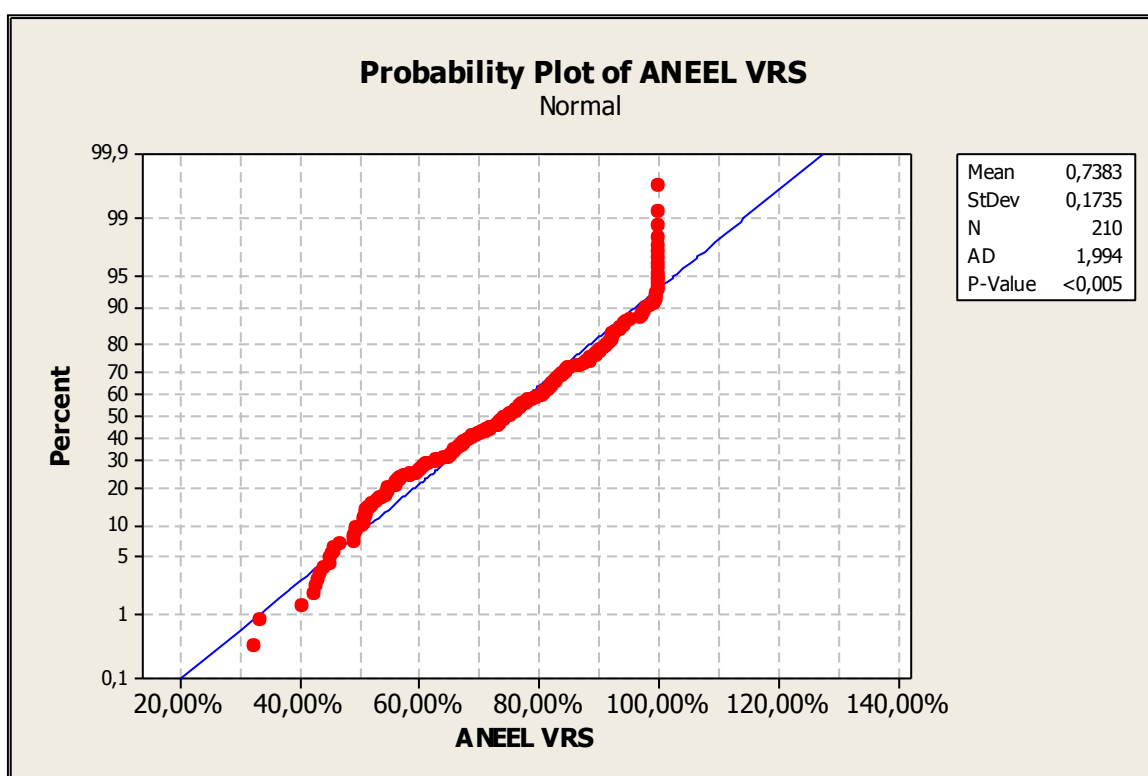


Figura E11 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória ANEEL+InvDGC+IASC VRS

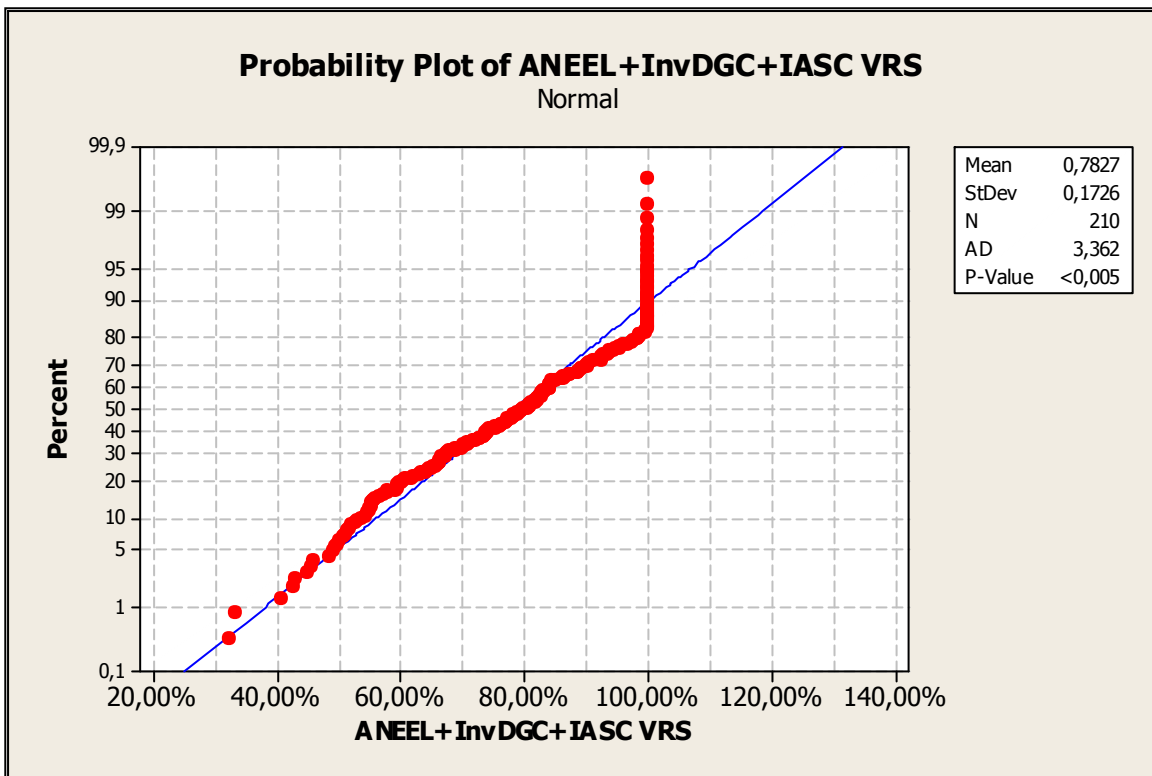


Figura E12 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória ANEEL NDRS

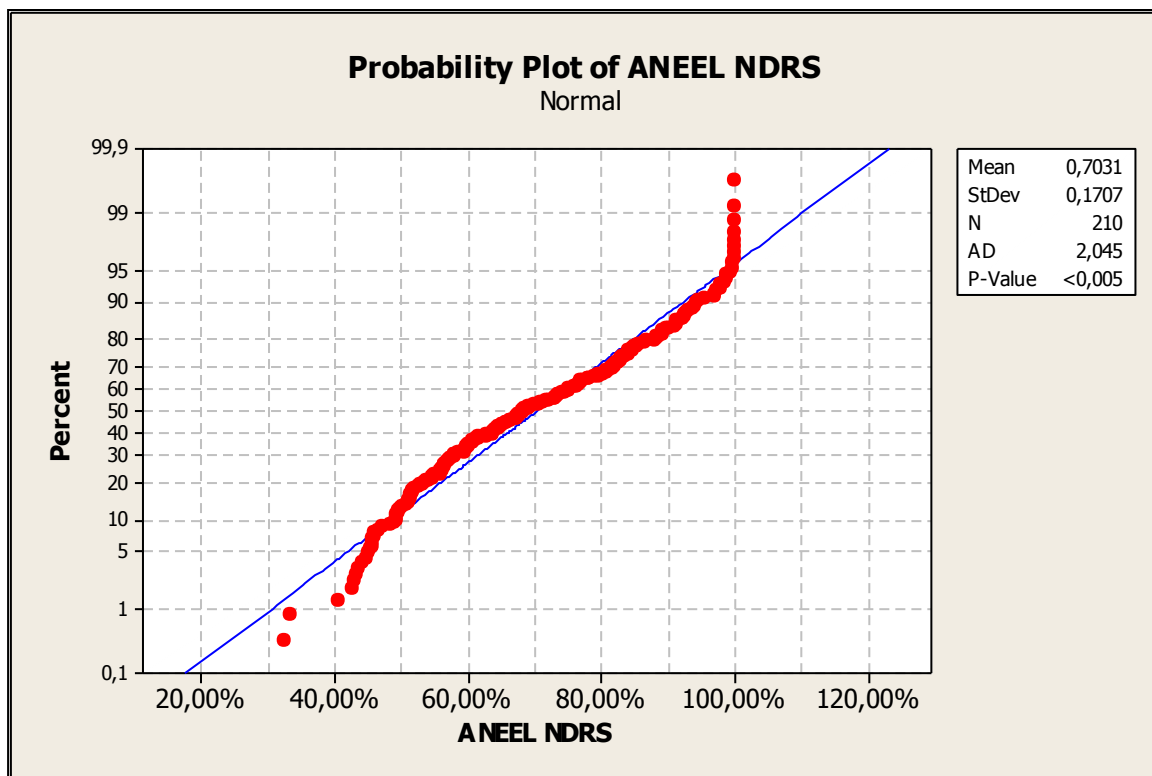


Figura E13 – Teste estatístico de normalidade para a variável aleatória ANEEL+InvDGC+IASC NDRS

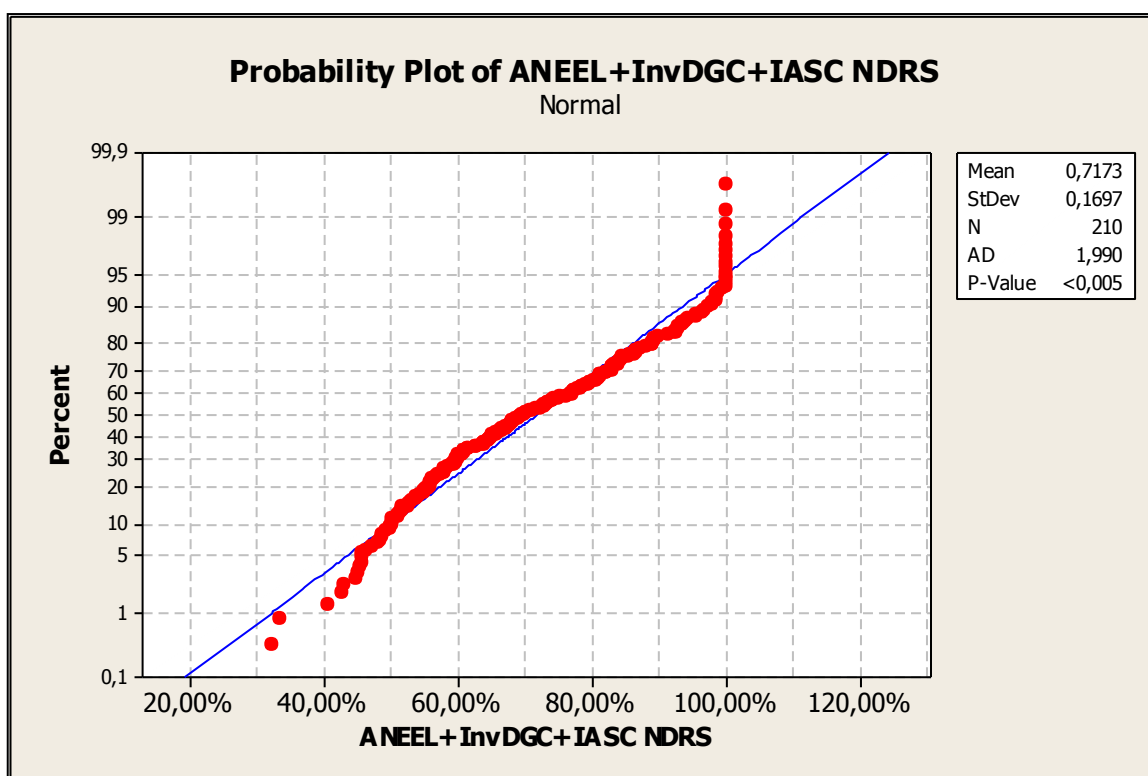


Figura E14 – Teste estatístico de normalidade da variável aleatória Mediana C1-PTF

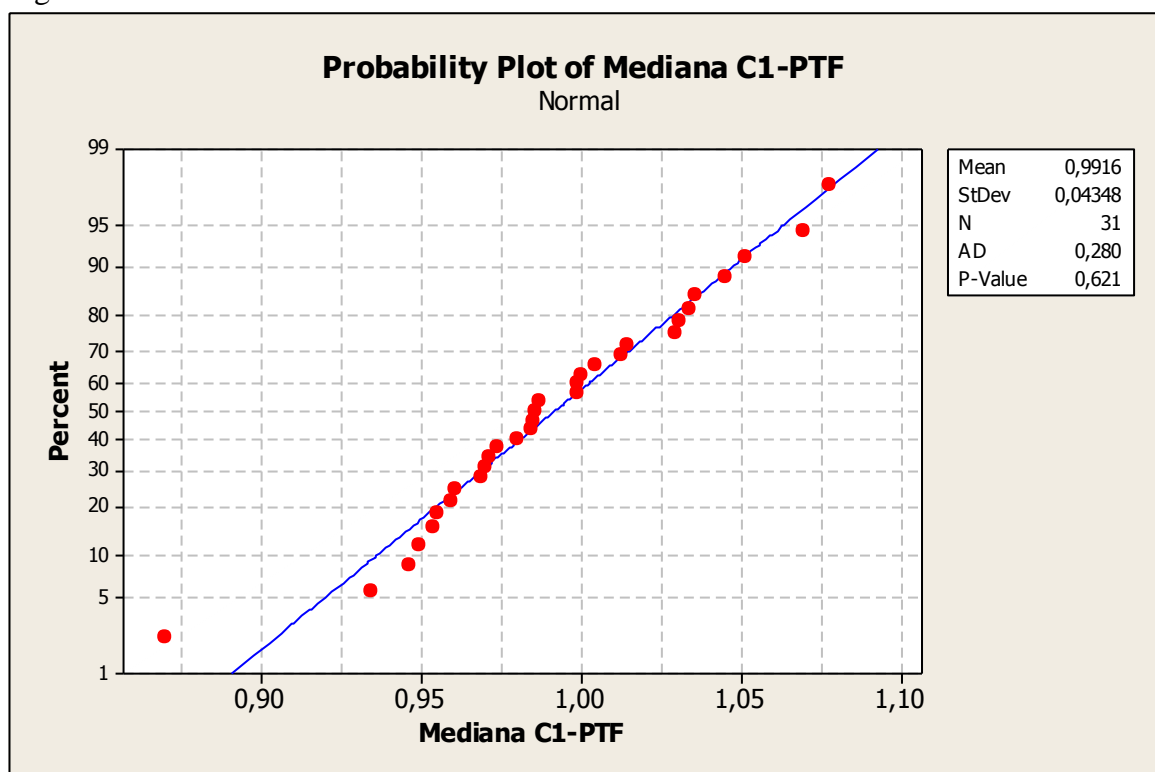


Figura E15 – Teste estatístico de normalidade da variável aleatória Mediana C1-VET

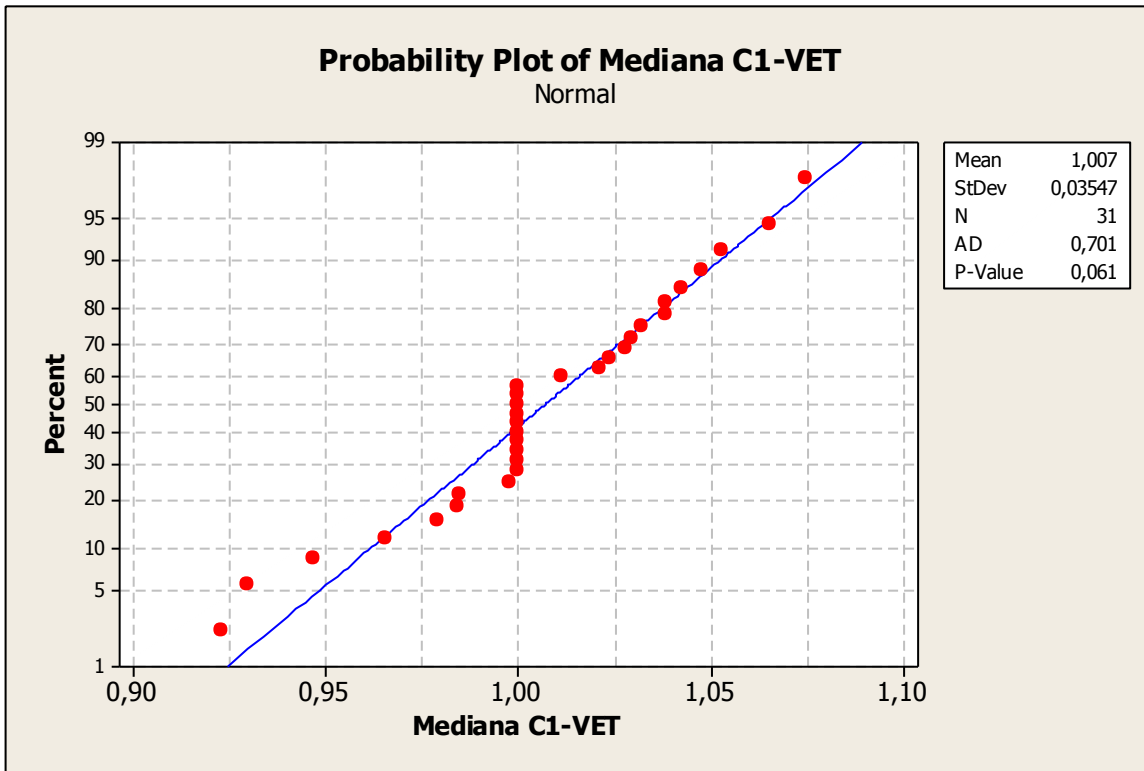


Figura E16 – Teste estatístico de normalidade da variável aleatória Mediana C1-VT

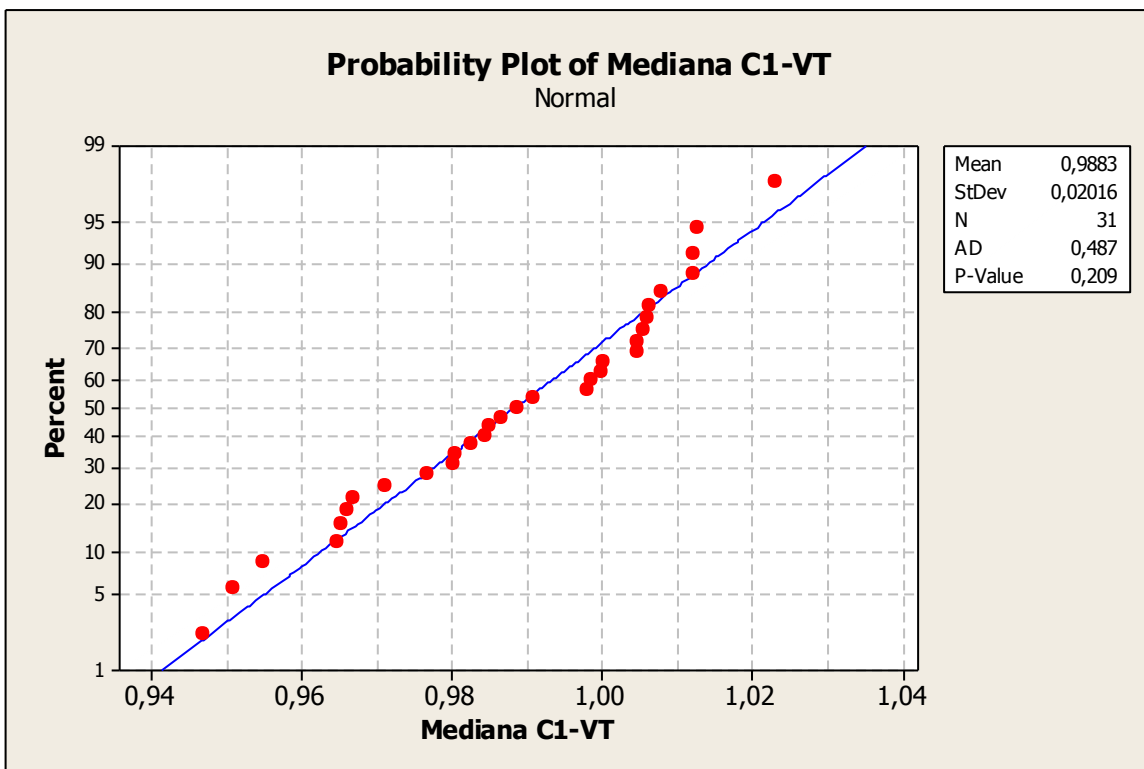




Figura E17 – Teste estatístico de normalidade da variável aleatória Mediana C2-PTF

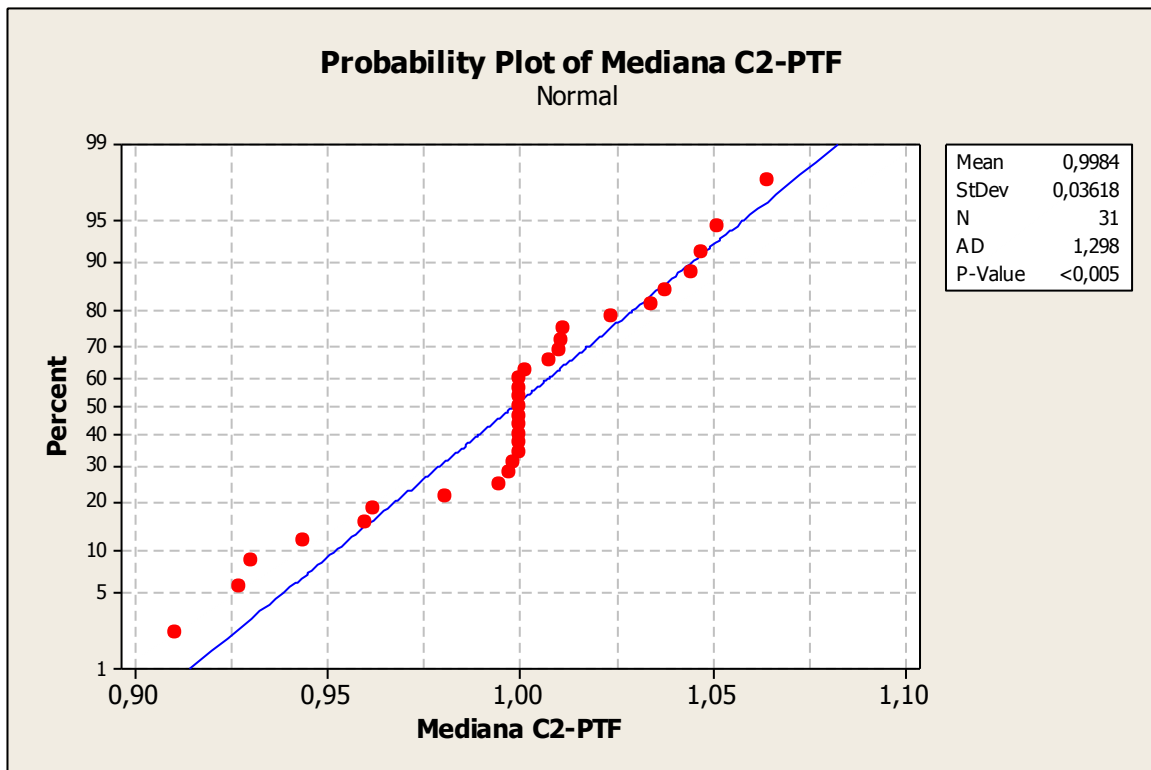


Figura E18 – Teste estatístico de normalidade da variável aleatória Mediana C2-VET

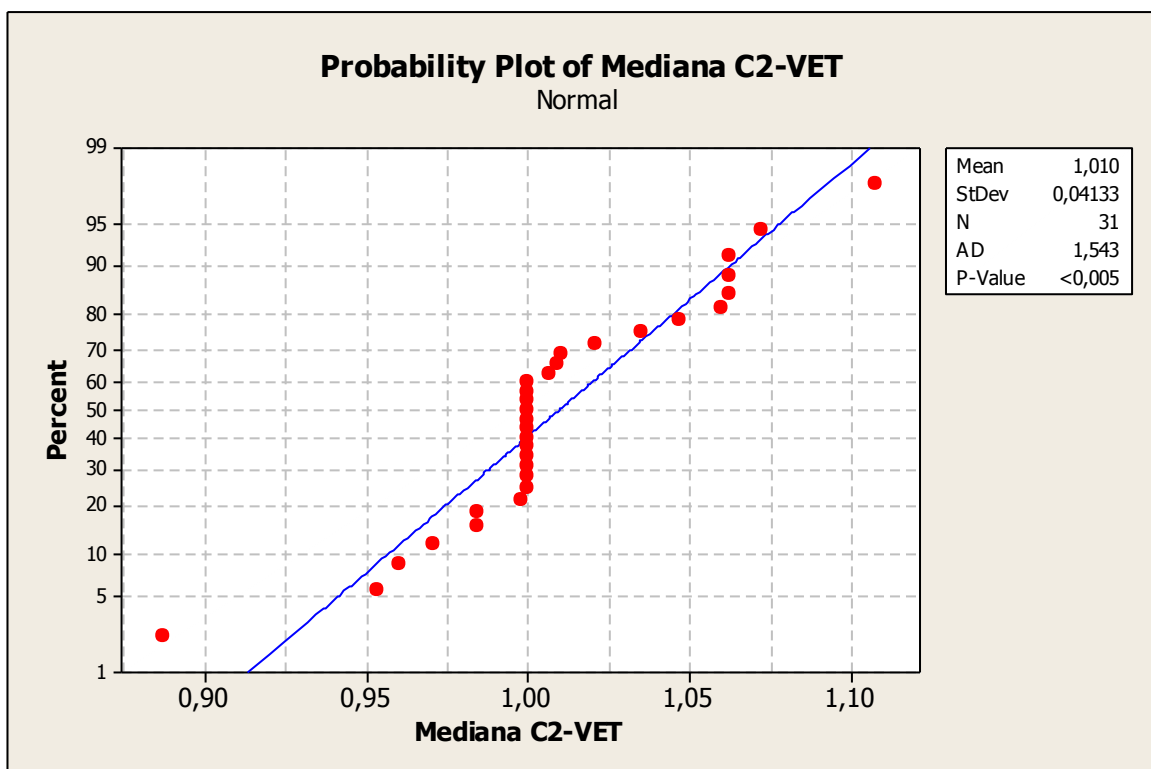


Figura E19 – Teste estatístico de normalidade da variável aleatória Mediana C2-VT

