

PROJETO DE GRADUAÇÃO
ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE CUSTOS E
QUALIDADE EM EMPRESAS DE
DISTRIBUIÇÃO

Raquel Schaeffer Batista

Brasília, Julho de 2012.

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE CUSTOS E
QUALIDADE EM EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO**

RAQUEL SCHAEFFER BATISTA

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRASÍLIA/DF: JULHO – 2012

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE CUSTOS E
QUALIDADE EM EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO**

RAQUEL SCHAEFFER BATISTA

**MONOGRAFIA SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA
DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO ELETRICISTA.**

APROVADA POR:

**Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Dr. (ENE-UnB)
(Orientador)**

**Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Dr. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)**

**Eng. Lúcio Benedito Renó Salomon, Me.
(Examinador Externo)**

BRASÍLIA-DF, 27 DE JULHO DE 2012.

FICHA CATALOGRÁFICA

BATISTA, RAQUEL SCHAEFFER

Análise da Relação entre Custos e Qualidade em Empresas de Distribuição [Distrito Federal] 2012.

viii, 58p., (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2012). Monografia de Graduação – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Qualidade

3. Empresas de Distribuição

I. ENE/FT/UnB

2. Custos

4. Benchmarking

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BATISTA, R. S. (2012). Análise da Relação entre Custos e Qualidade em Empresas de Distribuição. Monografia de Graduação, Publicação ENE 01/2012, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 58p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Raquel Schaeffer Batista.

TÍTULO: Análise da Relação entre Custos e Qualidade em Empresas de Distribuição.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2012

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta monografia de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. A autora reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa monografia de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito da autora.

Raquel Schaeffer Batista
NRLO rua 09 chácara 217.
73100-270 Sobradinho – DF – Brasil

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Adílio e Sandra,
Ao meu irmão Henrique,
E ao meu noivo Fábio Ronan.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e a Nossa Senhora Aparecida pela dádiva da vida e por nunca terem me desamparado, possibilitando assim esta minha conquista.

Gostaria de agradecer também à minha família, pelo apoio que sempre me foi dado. Ao meu pai e ao meu irmão, pelo exemplo de profissionalismo que eu desejo seguir. À minha querida mãe, por todo amor e carinho e pela ajuda com a revisão ortográfica deste trabalho. Ao meu noivo, por estar ao meu lado em toda a minha jornada de graduação, me incentivando e me compreendendo.

Agradeço ao meu orientador, Professor Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo, pela confiança em mim depositada, por todas as oportunidades a mim oferecidas e pelo estímulo e incentivo constantes na minha formação acadêmica.

Quero ainda expressar minha gratidão aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica, pela disposição em transmitir os conhecimentos necessários para me tornar uma engenheira capacitada.

Também quero externar o meu apreço sincero aos amigos feitos durante o período de graduação, que sempre estiveram ao meu lado e que pude contar em todos os momentos.

RESUMO

ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE CUSTOS E QUALIDADE EM EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO

Autor: Raquel Schaeffer Batista.

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo.

Palavras-chave: qualidade, custos, empresas de distribuição, benchmarking.

Brasília, 27 de julho de 2012.

Quando da reestruturação do setor elétrico brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada com o objetivo de implementar uma nova regulamentação da distribuição, mantendo um controle rigoroso sobre as tarifas de fornecimento de energia, estabelecendo limites máximos para os preços das tarifas cobradas pelos agentes de distribuição ao consumidor pelos serviços prestados.

O modelo regulatório implementado incentiva a concessionária a obter ganhos de produtividade por meio da redução de custos e de uma gestão eficiente, pois a ANEEL entende que o lucro obtido durante o período entre revisões tarifárias periódicas é mérito dos esforços das próprias distribuidoras, não repassando este ao reajuste tarifário anual. No entanto, ao incentivar a redução dos custos aumentando assim o lucro das empresas, corre-se um grande risco de as distribuidoras diminuírem custos em detrimento da qualidade da energia, à medida que os investimentos para a melhoria da qualidade do serviço representem custos adicionais e, no cálculo dos custos, realizado durante a revisão tarifária, ao se fazer a análise de eficiência das concessionárias, não são considerados parâmetros de qualidade.

Este trabalho almeja analisar a relação da qualidade no fornecimento de energia elétrica com os custos das concessionárias de distribuição de energia elétrica e inserir a qualidade do fornecimento de energia elétrica nas análises de eficiência das mesmas a fim de inibir tomadas de decisão de gestão em detrimento da qualidade do serviço.

SUMÁRIO

1- INTRODUÇÃO	1
2- VISÃO GERAL SOBRE O TERCEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (3CRTP)	3
2.1- CÁLCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX)	4
2.2- A REGULAÇÃO BASEADA EM INCENTIVOS	6
3- QUALIDADE DO SERVIÇO E PERDAS NÃO TÉCNICAS	8
3.1- QUALIDADE DO SERVIÇO	8
3.2- PERDAS NÃO TÉCNICAS	11
4- METODOLOGIA UTILIZADA	13
4.1- ANÁLISES DE REGRESSÃO	13
4.1.1 - Regressão Linear Simples	14
4.1.2 - Regressão Linear Múltipla	19
4.1.3 - Análise de Significância Estatística	20
4.2 - BENCHMARKING – A ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS	22
4.2.1- Produtividade e Eficiência	25
4.2.2- Comparação entre DEA e Regressão Linear	25
4.2.3- Um Exemplo Simplificado	26
4.2.4- Modelos da Análise Envoltória de dados.....	28
4.2.4.1. Modelo CCR <i>input-oriented</i>	29
4.2.4.2. Modelo BCC <i>input-oriented</i>	30
4.2.5- Escolha do Modelo Utilizado	32
5- ESTUDO REALIZADO	33
5.1- ANÁLISES DE REGRESSÃO	33
5.2- ANÁLISES DE BENCHMARKING	46
6- CONCLUSÃO	51
7- REFERÊNCIAS	53
APÊNDICE A	55
APÊNDICE B	56
APÊNDICE C	57

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1- REGIME DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS.....	06
FIGURA 4.1 – TIPOS DE ANÁLISES DE REGRESSÃO.....	13
FIGURA 4.2 – EXEMPLIFICAÇÃO DO ERRO.....	15
FIGURA 4.3 – SIGNIFICADO DOS PARÂMETROS DO MODELO.....	16
FIGURA 4.4 – DECOMPOSIÇÃO DOS ERROS.....	19
FIGURA 4.5 – DIFERENÇA ENTRE DEA CCR E DEA BCC.....	23
FIGURA 4.6 – COMPARAÇÃO ENTRE DEA E REGRESSÃO LINEAR	26
FIGURA 4.7 – FRONTEIRA DE EFICIÊNCIA.....	27
FIGURA 4.8 – FRONTEIRA DE EFICIÊNCIA CCR	30
FIGURA 4.9 – FRONTEIRA DE EFICIÊNCIA CCR E BCC.....	31
FIGURA 5.1 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE FEC E CAPEX	34
FIGURA 5.2 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE FEC_1 E CAPEX.....	36
FIGURA 5.3 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE DEC_1 E OPEX.....	36
FIGURA 5.4 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE DECIND E OPEX	37
FIGURA 5.5 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE FECIND E CAPEX	38
FIGURA 5.6 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE FEC E CAPEX/UC.....	38
FIGURA 5.7 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE DEC E OPEX/UC.....	39
FIGURA 5.8 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE ΔFEC E $\Delta CAPEX/REDE$	40
FIGURA 5.9 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE ΔDEC E $\Delta OPEX/UC$	40
FIGURA 5.10 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE PERDAS NÃO TÉCNICAS E OPEX/UC .	41
FIGURA 5.11 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE PERDAS NÃO TÉCNICAS E CAPEX/REDE	42
FIGURA 5.12 – REGRESSÃO LINEAR ENTRE PERDAS NÃO TÉCNICAS E TOTEX/CONSUMO.....	42
FIGURA 5.13 – VALORES DOS CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA.....	44

LISTA DE ABREVIATURAS

3CRTP	Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCC	Banker, Charnes e Cooper – Método DEA com Retornos Variáveis de Escala
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CAPEX	Custos de Capital
CCR	Charnes, Cooper e Rhodes – Método DEA com Retornos Constantes de Escala
CEB	Companhia Energética de Brasília
COLS	Corrected Ordinary Least Squares
DEA	Data Envelopment Analysis
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DGC	Desempenho Global de Continuidade
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMU	Decision Making Units
EMS	Efficiency Measurement System
ET	Eficiência Técnica
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado
MME	Ministério de Minas e Energia
OLS	Ordinary Least Squares
OPEX	Custos Operacionais
RL	Regressão Linear
RR	Receita Requerida
RT	Reposicionamento Tarifário
RV	Receita Verificada
SFA	Stochastic Frontier Analysis
SRE	Superintendência de Regulação Econômica
TOTEX	Custos Totais

1- INTRODUÇÃO

Na década de 1990, o setor elétrico brasileiro foi totalmente reestruturado com base no modelo do setor elétrico do Reino Unido, um modelo orientado para o mercado e caracterizado pela privatização das empresas e pela desverticalização da indústria, onde a geração e a comercialização de eletricidade são organizadas em um ambiente competitivo, enquanto a transmissão e a distribuição permanecem como monopólios regulados [1]. Com isso, deparou-se com a necessidade de um órgão regulador. Para tanto foi criada, através da lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Esta Agência tem como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

A regulamentação do sistema elétrico engloba as leis, as normas e as recomendações utilizadas a fim de organizar as relações entre os agentes do sistema e o seu funcionamento. Com a reestruturação do sistema, a nova regulamentação da distribuição mantém um controle rigoroso sobre as tarifas de fornecimento de energia, estabelecendo limites máximos para os preços da tarifa, cabendo à ANEEL determinar este preço-teto das tarifas que serão cobradas pelos agentes de distribuição ao consumidor pelos serviços prestados. As tarifas devem remunerar tanto os custos e despesas despendidas por cada concessionária, quanto o custo de capital dos acionistas das concessionárias de distribuição.

A regulação da tarifa é feita de três formas: através da revisão tarifária periódica, que acontece normalmente de quatro em quatro anos; através do ajuste tarifário anual; ou a revisão tarifária extraordinária, a pedido da concessionária, se esta tiver uma justificativa plausível. Como o ajuste tarifário anual corresponde basicamente ao ajuste relacionado à inflação, a tarifa se mantém aproximadamente constante durante o período entre revisões tarifárias periódicas. Assim, esse modelo regulatório incentiva a concessionária a obter ganhos de produtividade por meio da redução de custos e de uma gestão eficiente, pois seu lucro no período entre revisões será tanto maior quanto mais ela reduzir as suas despesas, já que a ANEEL entende que este ganho é mérito dos esforços das próprias distribuidoras, não repassando este ao reajuste tarifário anual. No entanto, a ANEEL, ao incentivar a redução dos custos, aumentando assim o lucro das

empresas, corre um grande risco das distribuidoras diminuírem custos em detrimento da qualidade do fornecimento de energia, à medida que os investimentos para a melhoria da qualidade do serviço representem custos adicionais. Isto ocorrerá principalmente se, estando as distribuidoras com seus índices de qualidade muito abaixo do limite estipulado pelo órgão regulador, não forem penalizadas se assim fizerem.

No cálculo dos custos, realizado durante a revisão tarifária, ao se fazer a análise de eficiência das concessionárias, não são considerados parâmetros de qualidade. Contudo, a análise da eficiência tem de englobar todos os aspectos que possuem relevância no processo de fornecimento da energia elétrica ao consumidor final e a qualidade do serviço e as perdas não técnicas não podem ser desprezadas, pois detém alguma parcela de participação nos custos das concessionárias de distribuição.

Isto posto, este trabalho tem por objetivo analisar a relação da qualidade no fornecimento de energia elétrica com os custos de operação e de capital das empresas de distribuição e inserir a qualidade do fornecimento de energia elétrica nas análises de eficiência das mesmas, a fim de inibir tomadas de decisão de gestão em detrimento da qualidade do serviço.

Para tanto, organiza-se o trabalho como se segue:

O Capítulo 2 apresenta uma visão qualitativa de como foi feito o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição (3CRTP), que é a revisão tarifária vigente.

O Capítulo 3 discorre sobre a qualidade do serviço e as perdas não técnicas, aspectos de suma importância na distribuição de energia elétrica.

O Capítulo 4 enumera e define todas as ferramentas matemáticas utilizadas para a análise proposta.

O Capítulo 5 desenvolve todo o estudo da análise da relação da qualidade do fornecimento de energia elétrica com os custos das empresas de distribuição, bem como apresenta as análises de eficiência das mesmas.

No Capítulo 6 apresenta-se a conclusão sobre este trabalho.

2- VISÃO GERAL SOBRE O TERCEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (3CRTP)

Neste capítulo é dada uma visão qualitativa dos conceitos que regeram o cálculo do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, feito pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Em uma revisão tarifária, a qual está prevista nos contratos de concessão de cada empresa e tem por objetivo garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro desta concessão, é preciso considerar as alterações na estrutura de custos e de mercado da mesma, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, bem como os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária. Logo, esta compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT) e do Fator X [2].

O Fator X é definido como um percentual a ser subtraído ou somado à variação do Indicador de Variação da Inflação, o IGP-M, quando da execução dos reajustes tarifários anuais, com objetivo de compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para o período.

Já o Reposicionamento Tarifário (RT), redefine as tarifas de energia elétrica buscando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. Para isso, é considerado o retorno adequado do investimento e a cobertura dos custos de operação eficientes. O RT é definido pela seguinte equação [2]:

$$RT = \left(\frac{RR-OR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (2.1)$$

Onde: RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%)

RR: Receita Requerida

OR: Outras Receitas

RV: Receita Verificada

A Receita Verificada (RV) corresponde à Receita Anual de Fornecimento, de Suprimento, de Consumo de Energia Elétrica e de Uso dos Sistemas de Distribuição.

A Receita Requerida (RR) é o valor de receita compatível com o retorno adequado do investimento e a cobertura dos custos operacionais eficientes e é definida pela soma do valor de uma Parcela A com o valor de uma Parcela B.

A Parcela A incorpora os custos relacionados às atividades de geração e transmissão da energia elétrica, bem como encargos setoriais, ou seja, são itens de custos sobre os quais a empresa não tem gestão completa.

Já a Parcela B compreende as despesas efetivas com distribuição de energia e com gestão comercial dos clientes, o que é controlável pela gestão da empresa. Esta Parcela é composta pela soma do Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e do Custo Anual dos Ativos (CAA). O CAOM é composto da soma dos custos operacionais (recursos humanos, infraestrutura física, materiais e serviços) com as receitas irrecuperáveis. Já o CAA é composto pela remuneração do capital (a qual depende da base de remuneração regulatória e do custo de capital), da depreciação e do custo anual das instalações móveis e imóveis [2]. Ou seja, a Parcela B é composta fundamentalmente por dois tipos de custos: custos operacionais (OPEX) e custos de capital (CAPEX). A soma desses dois custos caracteriza o chamado custo total (TOTEX). Logo, percebe-se a importância do cálculo dos custos operacionais e dos custos de capital, bem como a influência da gestão de cada empresa com relação à utilização destes.

De acordo com a ANEEL, dentre os aperfeiçoamentos perseguidos por ela nos ciclos de revisão tarifária, evidenciam-se a questão da qualidade do serviço prestado e do nível de perdas no processo de definição das tarifas.

2.1- CÁLCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX)

Segundo a ANEEL, o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca definir o nível eficiente de custos para a execução dos processos comerciais relacionados às unidades consumidoras, atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, além de direção e administração, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e regulamentação, assegurando que os ativos necessários à prestação do serviço manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil.

Na definição dos custos operacionais regulatórios, são observados os ganhos de produtividade alcançados pelas distribuidoras, o nível eficiente dos custos, e as características das áreas de concessão. Tanto a análise de ganhos de produtividade quanto de nível de eficiência observam as alterações na estrutura de custos e mercado

das distribuidoras, comparando o desempenho entre elas. Os custos operacionais a serem reconhecidos são os considerados eficientes e buscam reverter à modicidade tarifária os ganhos de produtividade apropriados pelas distribuidoras de energia no período entre revisões [3]. A partir desta análise comparativa das empresas, a qual é feita através da razão produto/insumo ao longo do tempo, obtém-se um intervalo esperado de custos operacionais.

Na análise feita no 3CRTP, os insumos são definidos como os custos operacionais das distribuidoras e os produtos como o número de unidades consumidoras, a extensão da rede de distribuição e o mercado faturado. Os custos operacionais, os quais foram retirados diretamente dos dados contábeis das empresas de distribuição, abrangem despesas com: pessoal, administradores, materiais, serviços de terceiros, tributos, seguros e outros [4]. Para realizar a análise comparativa, as empresas são divididas em dois grupos, de acordo com o consumo de energia atual. O grupo A é composto pelas concessionárias que possuem consumo anual faturado acima de 1TWh e o grupo B é formado pelas demais. O Apêndice A possui uma relação das empresas que compõem cada grupo.

A metodologia utilizada no 3CRTP para comparar a eficiência das distribuidoras é feita por meio de métodos de Benchmarking, o qual define um intervalo de valores de custos operacionais considerados eficientes, tornando-se uma meta de custos a ser atingida no final do ciclo. O nível de eficiência das concessionárias de distribuição é obtido avaliando-se o nível de custos operacionais, dados determinada quantidade de consumidores, redes e mercado atendido, a fim de determinar uma primeira nota de eficiência. Esta avaliação é feita por dois métodos de análise de *Benchmarking: Data Envelopment Analysis* (DEA) e *Corrected Ordinary Least Squares* (COLS). Esses métodos são combinados para aumentar a robustez dos escores de eficiência.

Posteriormente, ajustam-se os intervalos de valores esperados em torno da nota de eficiência definida anteriormente de acordo com as características ambientais de cada concessão. As características consideradas são salário médio na área de atuação, nível de chuvas, complexidade para o combate às perdas não técnicas, densidades de consumidores por área e percentual de ativos cem por cento depreciados na base de remuneração [4].

A experiência internacional demonstra que, uma vez introduzidos mecanismos de incentivo à redução, os custos operacionais oferecem grande oportunidade de ganho de produtividade. Isso porque, são fortemente dependentes da gestão da empresa e podem ser reduzidos em função de avanços nas técnicas de gestão administrativa, da introdução de novas tecnologias, etc. [3].

Em primeira análise a ANEEL cogitou a possibilidade de considerar a qualidade do serviço prestado e o combate às perdas não técnicas na análise de eficiência das concessionárias de distribuição, não as inserindo na análise de Benchmarking, mas sim, sendo utilizadas para penalizar ou beneficiar as empresas aumentando sua eficiência. Contudo, essa sugestão foi suprimida quando da consolidação da Audiência Pública.

2.2- A REGULAÇÃO BASEADA EM INCENTIVOS

No Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, a ANEEL incluiu análises de *benchmarking* dos custos, assim como propôs os fatores de melhoria na produtividade para cada empresa, com o principal objetivo de colocar incentivos para a melhoria da produtividade no custo da prestação do serviço, premiando o bom desempenho com relação às metas pré-definidas para um período fixo [5].

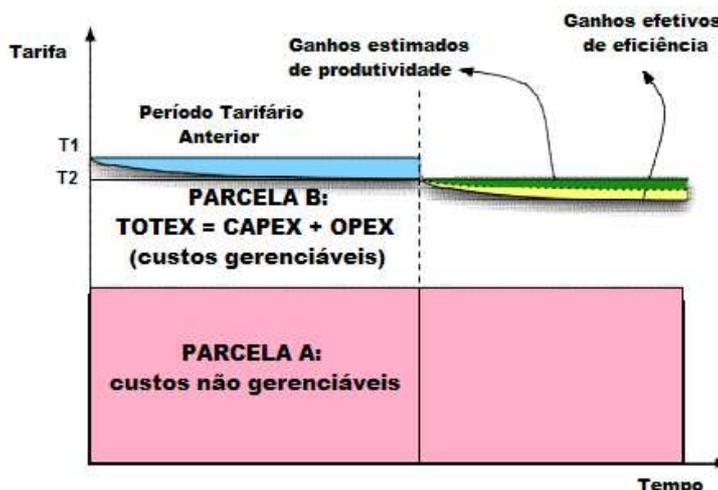


FIGURA 2.1- REGIME DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS (ANEEL, com adaptações).

A Figura 2.1 ilustra a regulação tarifária feita pela ANEEL. Nela, percebe-se que a tarifa fixada no contrato de concessão (T1) é mantida até a primeira revisão tarifária periódica. Essa tarifa garante o equilíbrio econômico financeiro da concessão cobrindo todos os custos da distribuidora. Os ganhos de produtividade conquistados

pela gestão eficiente da concessionária neste período, tanto decorrente da expansão do mercado quanto da diminuição dos custos, são apropriados pela empresa, aumentando assim a sua remuneração [6].

Após o período tarifário, ocorre a revisão tarifária periódica, onde a agência reguladora reposiciona a tarifa (T2) de acordo com a receita necessária para atender as condições eficientes de manutenção e operação da atividade de distribuição, bem como uma taxa de retorno adequada ao risco do negócio e que remunere o capital investido. Desta forma o consumidor é beneficiado pelo ganho de produtividade da empresa [6].

Essa regulação feita pela ANEEL nas concessionárias de distribuição é chamada baseada em incentivos por estimular inovações tecnológicas e redução dos custos, a fim de aumentar a produtividade das empresas. Mas, o leitor pode estar se perguntando, como as distribuidoras são incentivadas? A resposta é simples: a revisão tarifária acontece de quatro em quatro anos e, durante o período entre revisões tarifárias, a tarifa é ajustada anualmente considerando basicamente o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) deduzido do Fator X. Ou seja, o que a concessionária conseguir ganhar em produtividade, se reverte em lucro para a empresa durante esses quatro anos, pois a ANEEL entende que este ganho de eficiência é mérito dos esforços das próprias distribuidoras, logo não o repassa ao reajuste tarifário anual. Na data da revisão tarifária, o valor da tarifa é reajustado, reduzido na mesma proporção dos ganhos de produtividade. Esse é o momento em que o consumidor se beneficia: através do repasse de ganhos de produtividade que as empresas retiveram durante o período entre revisões.

Percebe-se que a forma de estímulo da ANEEL ao aumento de produtividade pode acarretar a deterioração da qualidade de energia, que pode ocorrer devido às reduções de custos nas práticas de investimento e manutenção da rede de distribuição, aumentando assim o lucro das empresas. Ao mesmo tempo, os clientes estão se tornando cada vez mais exigentes, pois os equipamentos por eles utilizados estão mais sensíveis aos problemas técnicos da qualidade da energia elétrica [7]. A partir disto, chega-se ao questionamento que estimulou a análise neste trabalho feita: Como incentivar o aumento de eficiência sem a deterioração da qualidade da energia? Ou melhor, como incentivar a redução dos custos e, ao mesmo tempo, incentivar a melhoria da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica?

3- QUALIDADE DO SERVIÇO E PERDAS NÃO TÉCNICAS

A análise da eficiência tem que englobar todos os aspectos que possuem relevância no processo de fornecimento da energia elétrica ao consumidor final. E a qualidade do serviço e as perdas não técnicas não podem ser desprezadas, pois participam dos custos operacionais das concessionárias, sendo a parcela destes custos a elas destinada dimensionada pelos gestores das empresas. Apesar de não incluir esses parâmetros na análise de produtividade das empresas, até mesmo a própria agência reguladora reconhece, em sua Nota Técnica nº 265/2012 [3], que a qualidade e as perdas deveriam ser consideradas. Logo, essas duas atividades serão definidas a seguir para posteriormente ser feita uma análise detalhada das mesmas.

3.1- QUALIDADE DO SERVIÇO

A qualidade do serviço abrange a relação com os consumidores, a manutenção e operação da rede de distribuição de forma a oferecer uma energia de qualidade, sem falha no fornecimento de energia e, se por acaso cessar o fornecimento, ele ser reestabelecido em um menor período de tempo. A relação com os consumidores, chamada de relação comercial, é vinculada ao tempo de resposta às solicitações dos consumidores, a cortesia do atendimento e o grau de presteza nos serviços demandados [1]. Fornecer uma energia de qualidade caracteriza-se pelo grau de perfeição com que a onda de tensão é disponibilizada aos consumidores: níveis de tensão de alimentação e distúrbios de tensão, como *flicker*, harmônicos, etc. Por fim, a continuidade da prestação do serviço é expressa pelo grau de disponibilidade do serviço prestado pela concessionária, caracterizado pelo número e duração das interrupções longas.

A continuidade do fornecimento é o aspecto mais importante da qualidade da energia elétrica, pois um fornecimento intermitente e com prolongadas interrupções impede que os consumidores se beneficiem plenamente do uso da eletricidade, imputando danos aos mesmos e à sociedade como um todo [1].

A continuidade da prestação do serviço é avaliada por dois indicadores: a duração e a frequência das interrupções do fornecimento de energia elétrica. No Brasil, a qualidade de serviço é apurada a partir dos índices anuais de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Esses índices são apurados levando em consideração

interrupções de longa duração, ou seja, interrupções com mais de um minuto de duração.

A Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) define o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração [1]. O DEC é definido a partir da Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC) que, como o próprio nome diz, consiste no tempo de duração de interrupção de uma determinada unidade consumidora. O DEC mensal é calculado para um conjunto específico de distribuidoras, a partir da seguinte equação [8]:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (3.1)$$

Onde: DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora mensal.

DIC: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão.

Cc: número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de um mês.

O DEC anual é calculado da seguinte forma:

$$DEC_{anual} = \frac{\sum_{n=1}^{12} DEC_n * Cc_n}{Cc_{méd\ anual}} \quad (3.2)$$

Onde: DEC_{anual}: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora anual.

Cc: número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de um mês.

Cc_{méd anual}: média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas no período anual.

A Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) define o número de interrupções que em média cada consumidor sofreu no período de apuração. O FEC é definido a partir da Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC) que consiste na quantidade de

interrupções de energia acontecidas em uma determinada unidade consumidora. O cálculo do FEC é análogo ao do DEC.

São definidos limites de DEC e FEC para cada conjunto de unidades consumidoras, levando em consideração características elétricas do sistema, além das especificidades de cada área de concessão, utilizando-se a regulação por *yardstick competition*.

Esta metodologia classifica os conjuntos semelhantes com base na técnica de análise de *cluster*, identificando o elemento de desempenho desejável e tomando-o como referência. A partir do desempenho deste elemento são estabelecidas trajetórias de limites de desempenho para os demais elementos dos demais conjuntos. O elemento de desempenho de referência, também chamado de *benchmark*, não é o que possui o melhor resultado, mas o que representa certa significância com a distribuição real [3].

A partir desses indicadores e de seus limites é definido pela ANEEL um indicador global, chamado Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC). Esse indicador está previsto no item 5.8.5 da Seção 8.2 do Módulo 8 do Procedimento de Distribuição (PRODIST), sendo publicado anualmente até o mês de abril.

O DGC é calculado de acordo com as seguintes etapas [8]:

- Cálculo dos indicadores anuais globais DEC e FEC da distribuidora, tanto dos valores apurados quanto dos limites;
- Cálculo do desempenho relativo anual para os indicadores DEC e FEC, que consiste na razão do valor apurado pelo limite dos indicadores;
- 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
- Apuração do indicador de desempenho global de continuidade, obtido após a ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos globais das distribuidoras.

Para melhor entendimento de como a apuração dos dados de continuidade ocorrem no Brasil, no Apêndice B foi colocado o fluxograma do processo de apuração e avaliação dos indicadores de continuidade.

3.2- PERDAS NÃO TÉCNICAS

Para conseguir definir as perdas não técnicas é necessário primeiramente definir as perdas de energia globalmente. A perda de energia é caracterizada pela diferença entre a energia requerida da transmissão e a fornecida no ponto de entrega da unidade consumidora. Esta perda pode ser dividida entre as perdas de origem técnica e as de origem não técnica.

As perdas técnicas consistem na quantidade de energia elétrica dissipada em toda a rede de distribuição (entre os suprimentos de energia e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras) por causa das características físicas dos equipamentos que compõem a rede. Este tipo de perda ocorre, por exemplo, nos processos de transporte, por efeito Joule em cabos e condutores, nos processos de transformação de tensão, devido ao rendimento dos transformadores, pois os mecanismos destes equipamentos não são ideais, ocasionando perdas de energia, e nos equipamentos de medição, pelo mesmo motivo citado para os transformadores.

Já as perdas não técnicas, também denominadas de perdas comerciais, são compostas por todo o restante de energia elétrica que é perdida e que não é caracterizada pela perda técnica, abrangendo fraude (quando o consumidor adultera o equipamento de medição de modo que a leitura mensal seja inferior ao montante efetivamente consumido), furtos de energia (quando a energia é consumida por meio de ligações clandestinas, sem passar por um medidor), erros de medição, erros no processo de faturamento, falta de manutenção nos equipamentos de medição e nos demais equipamentos que compõem a rede, entre outros.

As distribuidoras de energia podem realizar várias ações a fim de minimizar as perdas não técnicas. Por exemplo, no combate à fraude e à inadimplência, as empresas podem fazer inspeções regulares em busca de furto, instalar medidores de energia em unidades consumidoras que não o possuem, realizar o corte do fornecimento de energia, cobrar judicial e extrajudicialmente, parcelar dívidas, fazer a medição da energia no exato local em que os fios saem do poste com destino às residências e, até mesmo realizar palestras de conscientização da população com relação ao consumo de energia.

Isto posto, fica evidente que as perdas não técnicas estão intimamente relacionadas com a gestão comercial da concessionária de distribuição e que a redução destas demanda investimento significativo em programas de redução, conscientização da população, fiscalização, entre outras formas de combate às perdas.

4- METODOLOGIA UTILIZADA

A fim de realizar os estudos propostos neste trabalho, foram utilizadas algumas ferramentas, as quais serão descritas detalhadamente a seguir. Estas ferramentas são: o método paramétrico de análise de Regressão Linear (RL) e o método de *benchmarking Data Envelopment Analysis* (DEA).

4.1- ANÁLISES DE REGRESSÃO

A análise de regressão é uma metodologia estatística que modela a relação entre duas ou mais variáveis, quantitativas ou qualitativas, de tal forma que uma variável é predita a partir das outras. Esta representa os dados através de um modelo linear aditivo, onde o modelo inclui um componente sistemático e um aleatório [9].

$$Y = f(X) + \varepsilon \quad (4.1)$$

Onde: f : Função que descreve a relação entre X e Y.

Y: variável resposta ou dependente.

X: variável independente, ou explanatória, ou explicativa.

ε : erros aleatórios

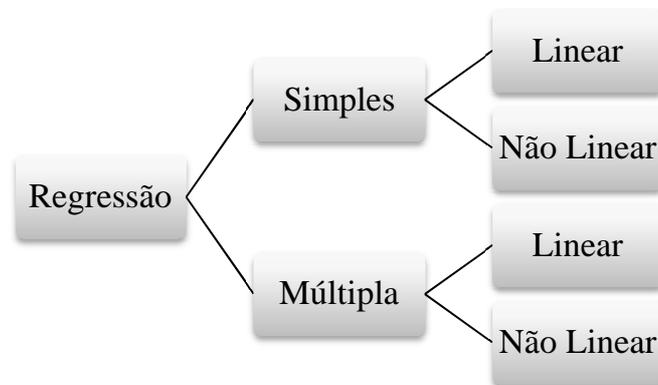


FIGURA 4.1- TIPOS DE ANÁLISES DE REGRESSÃO

Um modelo de regressão não precisa necessariamente ser uma reta. Ao contrário, existem vários modelos de regressão, os quais são agrupados conforme a Figura 4.1. O caso mais simples, chamado regressão linear simples, é quando se possui duas variáveis e a relação entre elas pode ser representada por uma linha reta. Já quando se possui uma variável dependente que será explicada por mais de uma variável explicativa, esta é chamada regressão múltipla. Existem ainda modelos não lineares,

como o modelo exponencial e o modelo logístico. Aqui cabe uma observação: os modelos quadráticos, apesar de serem representados por uma parábola, ainda sim, são modelos lineares nos parâmetros.

4.1.1 - Regressão Linear Simples

Antes de falar da regressão linear propriamente dita, deve-se primeiramente fazer a seguinte observação: a presença ou ausência de relação linear entre duas variáveis pode ser investigada de duas formas: através da correlação, a qual quantifica o grau de associação entre estas variáveis, e através da regressão, que explicita a forma da relação entre as mesmas.

A correlação é a medida da inter-relação entre a variável dependente e a variável independente. Esta supõe que a associação entre as variáveis é linear, é calculada independente da unidade de medida das variáveis e pode variar entre -1 (correlação negativa perfeita) e +1 (correlação positiva perfeita). Valores negativos do coeficiente de correlação indicam uma correlação do tipo inversa, já valores positivos de coeficiente de correlação ocorrem quando as variáveis se modificam no mesmo sentido [10].

A forma de cálculo da correlação para duas variáveis é expressa conforme a equação abaixo [10]:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \times \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad , \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.2)$$

Onde: x_i : Valor da variável explicativa para o i -ésimo elemento da amostra.

y_i : Valor da variável dependente para o i -ésimo elemento da amostra.

\bar{x} : Média das variáveis explicativas.

\bar{y} : Média das variáveis dependentes.

O modelo linear de regressão é a forma utilizada para calcular médias condicionais de uma variável a partir de dados disponíveis sobre variáveis supostamente relacionadas. O modelo simples de regressão linear, onde só existe uma variável explicativa, assume o seguinte formato [9]:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_i + \varepsilon_i \quad , \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.3)$$

Onde: Y_i : Valor da variável dependente para o i -ésimo elemento da amostra.

X_i : Valor da variável explicativa para o i -ésimo elemento da amostra.

β_0 e β_1 : Coeficientes de regressão.

ε_i : erros amostrais aleatórios, independentes e com distribuição normal.

O modelo de regressão mostra que as respostas Y_i são oriundas de uma distribuição de probabilidade com média $E(Y_i) = \hat{Y}_i = \beta_0 + \beta_1 X_i$ e cujas variâncias são σ^2 , a mesma para todos os valores de X. Além disso, quaisquer duas respostas Y_i e Y_j não são correlacionadas [9].

O objetivo do modelo é estimar os parâmetros a fim de que se possa quantificar a relação entre Y e X e usar essa relação para prever uma nova resposta de Y para um dado valor de X, não incluídos na amostra inicial [9].

É pressuposto pelo modelo que a relação entre X e Y é linear e que X é uma variável não estocástica, ou seja, não está sujeita a erros ou perturbações aleatórias. Contudo, pode-se representar a relação entre X e Y, mesmo as duas variáveis sendo aleatórias, desde que considere todas as análises posteriores como sendo condicionais aos valores de X, isto é, considera-se X com valores fixos, embora não seja verdade.

O erro amostral da i -ésima amostra (ε_i) é uma variável aleatória não observável, e é estimado pelos resíduos, que consistem na diferença entre o valor observado (Y_i) e o valor estimado pelo modelo de regressão (\hat{Y}_i). O erro, e também os resíduos, absorve a influência de outras variáveis não especificadas no modelo, bem como possíveis erros de medida das mesmas.

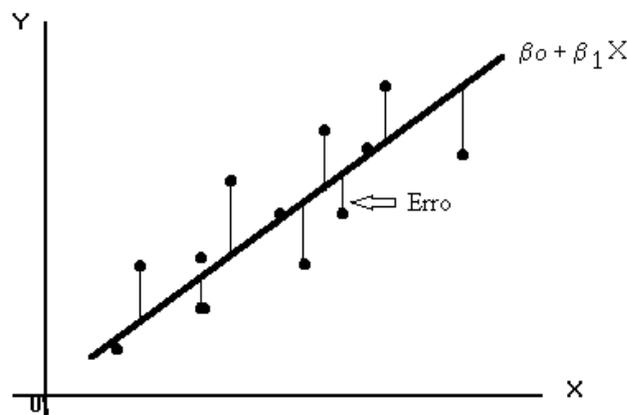


FIGURA 4.2- EXEMPLIFICAÇÃO DO ERRO [11, com adaptações]

Como os erros não são observáveis, faz-se necessário estabelecer pressuposições referentes às propriedades estatísticas de suas distribuições de modo a se ter uma base para estimação. Sendo ε_i um desvio, ele pode ser positivo, negativo ou zero. Pressupõe-se, entretanto, que o valor esperado do erro seja zero para todas as observações. Isto significa que, em média, a influência de todas as variáveis excluídas do modelo tende a anular-se [11].

Outras pressuposições feitas a respeito do erro são que este possui variância constante, distribuição normal e ausência de autocorrelação, ou seja, a ocorrência de um erro não afeta a possibilidade de ocorrência de outro [11]. A tabela abaixo resume todas as pressuposições feitas para o modelo, com suas notações algébricas.

Tabela 4.1: Pressuposições feitas para o Modelo de Regressão Linear

Pressuposições	Notação Algébrica
X_i é uma variável não-estocástica	$Cov(X_i, \varepsilon_i) = 0$
A relação entre X_i e Y_i é linear	$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_i + \varepsilon_i$
A média do erro é zero	$E(\varepsilon_i) = 0$
O erro possui variância constante	$E(\varepsilon_i^2) = \sigma^2$
O erro possui distribuição normal	$\varepsilon_i \sim N(0, \sigma^2)$
Ausência de autocorrelação entre os erros	$E(\varepsilon_i \varepsilon_j) = 0, \quad i \neq j$

As amostras são utilizadas para estimar os parâmetros do modelo (β_0 e β_1), isto é, ajustar o modelo aos dados. β_0 consiste no valor esperado para a variável dependente quando a variável independente é zero. Já β_1 corresponde à variação esperada na variável resposta quando a variável explicativa recebe o incremento de uma unidade, isto é, β_1 representa a taxa de mudança na variável resposta. Este parâmetro é chamado de coeficiente angular da reta. A Figura 4.3 descreve estes parâmetros.

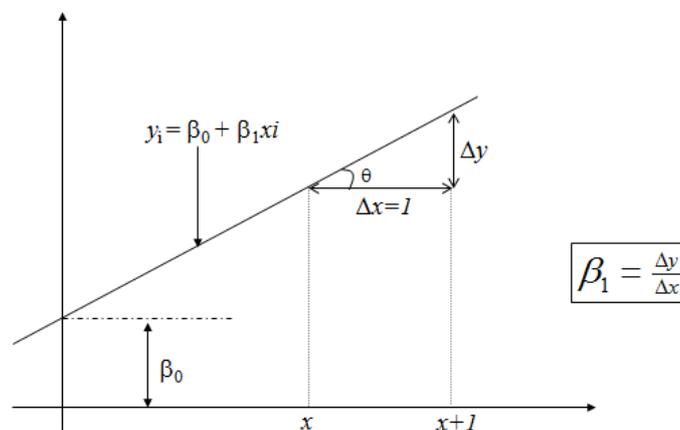


FIGURA 4.3- SIGNIFICADO DOS PARÂMETROS DO MODELO [9]

A fim de determinar os parâmetros β_0 e β_1 do modelo, utiliza-se o método dos mínimos quadrados ordinários (OLS – do inglês *Ordinary Least Squares*). Este método tem como objetivo minimizar a soma dos quadrados dos erros e, para que isso aconteça, devem-se aplicar os conceitos de cálculo diferencial com derivadas parciais.

Este método considera os resíduos, ou seja, desvios de Y_i em relação ao seu valor esperado \hat{Y}_i . Elevando-se ao quadrado esses desvios e aplicando-se o somatório, tem-se o critério Q [10]:

$$Q = \sum_{i=1}^n (Y_i - \beta_0 + \beta_1 X_i)^2 \quad (4.4)$$

De acordo com o método de mínimos quadrados, os estimadores β_0 e β_1 são os valores b_0 e b_1 , respectivamente, que minimizam o critério Q para a amostra dada, os quais são obtidos diferenciando-se a equação acima em relação a β_0 e β_1 e igualando a zero:

$$\frac{\partial Q}{\partial \beta_0} = -2 \sum_{i=1}^n (Y_i - \beta_0 + \beta_1 X_i) = 0 \quad (4.5)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial \beta_1} = -2 \sum_{i=1}^n X_i (Y_i - \beta_0 + \beta_1 X_i) = 0$$

Logo:

$$b_1 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (4.6)$$

$$b_0 = \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n Y_i - b_1 \sum_{i=1}^n X_i) = \bar{Y} - b_1 \bar{X}$$

A variância dos erros precisa ser estimada a fim de se obter uma indicação da variabilidade da distribuição de probabilidade de Y. Para isso, define-se a variância a partir do quadrado médio do erro (QME), um estimador não tendencioso da mesma.

Logo:

$$\sigma^2 = E(QME) = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2}{n-2} \quad (4.7)$$

Onde: σ^2 : Valor da variância.

QME: Quadrado Médio do Erro.

Y_i : Valor da variável resposta para o i-ésimo elemento da amostra.

\hat{Y}_i : Valor estimado da variável resposta para o i-ésimo elemento da amostra.

O uso de $n-2$ no denominador é um reflexo da estimação dos parâmetros β_0 e β_1 , antes de computar os resíduos, diminuindo assim dois graus de liberdade.

Segundo o Teorema de Gauss-Markov, se as pressuposições do modelo de regressão linear forem atendidas, os estimadores de mínimos quadrados b_0 e b_1 são não tendenciosos e com variância mínima, entre todos os estimadores lineares não tendenciosos.

Existem algumas estatísticas de avaliação que podem ser feitas no modelo. Entre elas está o coeficiente de determinação, o qual busca decompor a variação total de Y entre variação prevista e variação não explicada pelo modelo. Ele consiste na proporção de variação total da variável dependente que é explicada pela variação da variável independente [10].

Fazendo a decomposição dos erros, exemplificada pela Figura 4.4, tem-se que:

$$SQT = SQE + SQR$$

$$SQE = \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2 \quad (4.8)$$

$$SQR = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y})^2$$

Onde: SQT : Soma dos quadrados dos erros totais.

SQE : Soma dos quadrados dos erros explicados.

SQR : Soma dos quadrados dos resíduos.

Como:

$$\frac{SQE}{SQT} + \frac{SQR}{SQT} = 1 \quad (4.9)$$

Logo,

$$r^2 = \frac{SQE}{SQT} = 1 - \frac{SQR}{SQT} \quad (4.10)$$

Nota-se que $0 \leq r^2 \leq 1$ e este é uma medida da qualidade do modelo em relação à sua habilidade de estimar corretamente os valores da variável resposta.

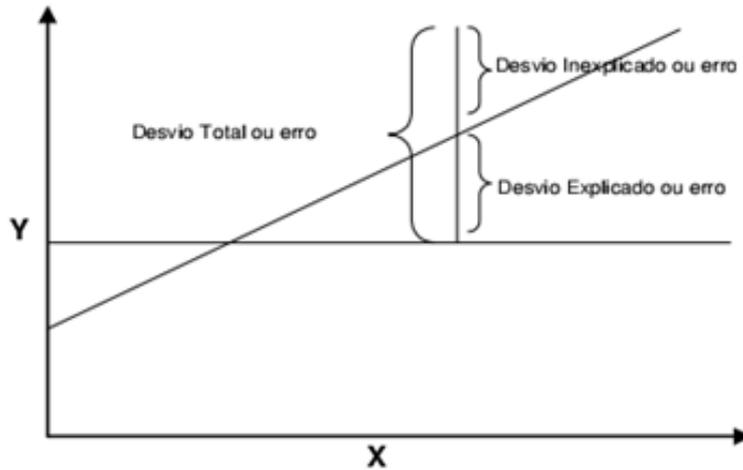


FIGURA 4.4- DECOMPOSIÇÃO DOS ERROS [12]

4.1.2 - Regressão Linear Múltipla

A aplicação da análise de regressão múltipla permite que se estime o valor de uma variável com base num conjunto de outras variáveis. Quanto mais significativo for o peso de uma variável isolada, ou de um conjunto de variáveis explicativas, tanto mais se poderá afirmar que alguns fatores afetam mais o comportamento de uma variável de resposta do que outros [12].

A análise de uma regressão múltipla segue, basicamente, os mesmos critérios da análise de uma regressão simples, porém se leva em consideração mais de uma variável explicativa. Para explicar o método, supõe-se que se tem X_1, X_2, \dots, X_{p-1} variáveis independentes. O modelo assume o seguinte formato [10]:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{i1} + \beta_2 X_{i2} + \dots + \beta_{p-1} X_{ip-1} + \varepsilon_i, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.11)$$

Onde: Y_i : Valor da variável dependente para o i -ésimo elemento da amostra.

X_{i1}, \dots, X_{ip-1} : Valores das variáveis explicativas para o i -ésimo elemento da amostra.

$\beta_0, \dots, \beta_{p-1}$: Coeficientes de regressão.

ε_i : erros amostrais aleatórios, independentes e com distribuição normal.

Em termos matriciais:

$$\begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & X_{11} & \cdots & X_{1,p-1} \\ 1 & X_{21} & \cdots & X_{2,p-1} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 1 & X_{n1} & \cdots & X_{n,p-1} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \vdots \\ \beta_{p-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

O vetor de erro é um vetor de variáveis aleatórias independentes e normalmente distribuídas com média zero e matriz de variância-covariância dada por [13]:

$$\sigma^2(\varepsilon) = \begin{bmatrix} \sigma^2 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \sigma^2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \sigma^2 \end{bmatrix} = \sigma^2 I \quad (4.13)$$

A função resposta para o modelo, já que $E(\varepsilon_i) = 0$, é dada por [13]:

$$E(Y_i) = \beta_0 + \beta_1 X_{i1} + \beta_2 X_{i2} + \cdots + \beta_{p-1} X_{ip-1}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.14)$$

No caso múltiplo de regressão, a determinação dos coeficientes pelo método dos mínimos quadrados ordinários é dada pela expressão:

$$b = (X'X)^{-1}X'Y \quad (4.15)$$

Onde: X : É matriz dos elementos das variáveis explicativas.

Y : é matriz dos elementos da variável resposta.

4.1.3 - Análise de Significância Estatística

A significância estatística dos resultados obtidos na Análise de Regressão deve ser estabelecida antes do uso de tais resultados numa previsão. O propósito dos testes de significância estatística é determinar a confiança que pode ser depositada nos resultados da regressão e a sua aplicabilidade na população de valores possíveis [12].

Um teste bastante utilizado nesta análise é o teste F ou estatística F. Este indica se a equação de regressão é significativa. O valor do teste F é determinado pelo quociente entre a variância explicada e a variância inexplicada. Esta relação pode ser expressa da seguinte forma [12]:

$$F = \frac{\frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}{k-1}}{\frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2}{n-k}} = \frac{r^2/k-1}{1-r^2/n-k} \quad (4.16)$$

Onde: Y_i : Valor da variável dependente para o i -ésimo elemento da amostra.

\bar{Y} : Média das variáveis dependentes.

\hat{Y}_i : Valor estimado da variável resposta para o i -ésimo elemento da amostra.

r^2 : Coeficiente de determinação

k : Número de variáveis explicativas

Outro teste muito usual é o teste t, o qual determina a significância dos coeficientes da equação de regressão individualmente. O questionamento essencial deste teste é se o valor atribuído a cada coeficiente é significativamente diferente de zero ou se tal valor ocorreu simplesmente ao acaso (hipótese nula – H_0). O teste t calcula a variância de cada coeficiente de regressão e, através de sua raiz quadrada, estabelece o erro padrão, o que determina se o valor de cada coeficiente é significativamente diferente de zero [12].

Este teste pode ser representado formalmente pela equação [9]:

$$t^* = \frac{b_k - \beta_k}{s(b_k)}$$

$$\text{Se } |t^*| \leq \left(1 - \frac{\alpha}{2}, n - 2\right), \text{ não rejeita } H_0 \quad (4.17)$$

$$\text{Se } |t^*| > \left(1 - \frac{\alpha}{2}, n - 2\right), \text{ rejeita } H_0$$

Onde: b_k : Valor estimado do parâmetro de regressão β_k .

$s(b_k)$: erro padrão do coeficiente de regressão b_k .

α : valor escolhido, normalmente entre 0,05 e 0,1.

n : número de amostras

A partir o teste t, pode-se definir outro parâmetro de análise de significância: o valor p. Este, também chamado de nível descritivo ou nível de significância observado, consiste no menor valor de α para o qual rejeita-se a hipótese nula. Por exemplo, se um

pesquisador fixar $\alpha = 0,05$, então, para um valor $p \geq 0,05$ não rejeita-se H_0 , caso contrário, rejeita-se. Formalmente, define-se o valor p pela seguinte equação [9]:

$$\text{valor } p = P(|t| > t^*) \quad (4.18)$$

4.2 - BENCHMARKING – A ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS

A análise de *benchmarking*, cuja aplicação em agências reguladoras do setor elétrico aumenta a cada dia, é um processo contínuo e sistemático de avaliação de empresas e serviços através da sua comparação com unidades consideradas eficientes, levando ao estabelecimento de ações gerenciais efetivas com o objetivo de aprimorar os resultados. É um dos modernos instrumentos de gerência que possibilita a melhoria do desempenho técnico-econômico das empresas de forma comparativa [6].

Os principais métodos de *benchmarking* são: a análise envoltória de dados (*Data Envelopment Analysis – DEA*), análise por modelos de fronteira estocástica (*Stochastic Frontier Analysis – SFA*) e o modelo dos mínimos quadrados ordinários corrigidos (*Corrected Ordinary Least Square – COLS*). O DEA é baseado em programação linear, enquanto os outros dois métodos são estatísticos. Entre estes, o DEA por ser muito utilizado mundialmente, tanto em trabalhos acadêmicos, quanto por agências reguladoras de energia elétrica, é escolhido para ser utilizado neste estudo.

A Análise Envoltória de Dados (DEA) é um método de *benchmarking* que tem como objetivo medir a eficiência das empresas a partir da estimação do conjunto de possibilidade de produção. Sendo baseado em programação linear, este maximiza funções de eficiência, calcula a eficiência relativa de cada empresa, chamada de DMU (do inglês, *Decision Making Units*), através da resolução de um problema de otimização, e descobre pontos ou argumentos de ineficiência que possam ser melhorados.

Esta técnica calcula uma fronteira discreta, através da construção de superfícies, onde todas as unidades são Pareto-Eficientes, ou seja, nenhum de seus insumos ou produtos pode ser melhorado sem detrimento de outros. Em suas análises, não leva em consideração os erros estocásticos da amostra utilizada e é considerada como não paramétrica, pois permite eliminar a necessidade de especificar explicitamente uma relação funcional básica entre *inputs* (insumos) e *outputs*

(produtos), a qual é esperada para descrever analiticamente em estudos paramétricos convencionais. Isto faz com que ela seja menos sujeita a erros de especificação.

O DEA foi proposto inicialmente em 1978 por Charnes, Cooper e Rhodes, ficando conhecido pelas iniciais dos seus autores (CCR). A análise de eficiência produtiva deste método leva em consideração que todas as unidades operam em retornos constantes de escala, ou seja, o incremento de determinado insumo tem um impacto linearmente proporcional na quantidade produzida. Este modelo permite comparar empresas de tamanhos diferentes [14].

Em 1984, Banker, Charnes e Cooper propuseram um método alternativo, o qual ficou conhecido também pelas iniciais de seus autores (BCC). Neste, analisa-se a eficiência técnica considerando retornos variáveis de escala, ou seja, o incremento de determinado insumo pode gerar um efeito crescente ou decrescente na curva de produção. Este modelo, o qual não possui modificação de escala e permite comparar empresas de tamanhos semelhantes [14]. A Figura 4.5 demonstra a diferença.

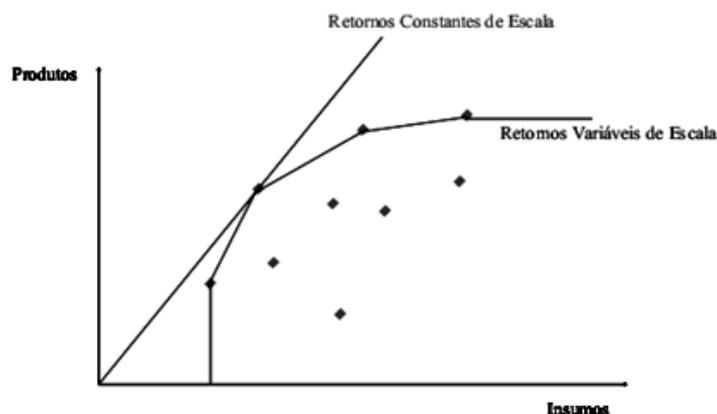


FIGURA 4.5- DIFERENÇA ENTRE DEA CCR E DEA BCC [15]

Esta ferramenta é largamente aplicada tanto em problemas diversos de cunho empresarial quanto em áreas que até então apresentavam dificuldades para serem avaliadas, como por exemplo: saúde, educação, bancos, fábricas, eficiência energética, restaurantes, lojas de varejo, etc. A justificativa para o crescente uso do DEA é o conjunto de possibilidades de análise dos dados que a ferramenta disponibiliza. Algumas das razões do intenso uso são [6]:

- Poucas técnicas disponíveis para avaliar a eficiência das organizações;
- Confiança por parte dos pesquisadores nos resultados obtidos de sua utilização;
- Possibilidade de utilizar simultaneamente múltiplos *inputs* (insumos) e *outputs* (produtos), mesmo sendo eles dimensionados em diferentes unidades, não exigindo nenhum tipo de correção, nem tratamento dos dados;
- Facilidade de utilização, a existência de *softwares* que reduzem o esforço computacional;
- Habilidade em identificar possíveis DMUs ineficientes tanto em virtude de excesso de *inputs* como em virtude de carência de *outputs* para cada entidade;
- Capacidade de identificar *benchmarks*;

Ela também possui uma grande aceitação em virtude de sua principal característica: a objetividade. Como este é um método que em sua essência não precisa de um decisor, ele não é afetado pela subjetividade, disponibilizando resultados ditos “puros” [16]. Infelizmente, isto pode trazer resultados incoerentes, pois frequentemente algumas variáveis são desconsideradas no modelo, enquanto outras são quase que inteiramente responsáveis pelo *score* de eficiência de uma determinada DMU.

Entretanto, este modelo possuiu algumas desvantagens. Uma delas é que a fronteira estimada será muito sensível a *outliers* e a pontos discrepantes. Qualquer desvio com relação à fronteira é considerado como medida de ineficiência [6].

Outra desvantagem é ele assumir que todas as unidades analisadas trabalham sob as mesmas condições de mercado, o que é sabido não ser uma verdade dentro do setor de distribuição de energia elétrica. É sabido, por exemplo, que dados os demais fatores constantes, uma distribuidora operando em uma região com maior densidade demográfica possui vantagens competitivas na utilização de seus recursos em relação a outras com menor densidade. Logo, para minimizar esse tipo de inconsistência, é interessante agrupar as concessionárias de distribuição em conjuntos cuja heterogeneidade não seja tão intensa.

4.2.1- Produtividade e Eficiência

Para o melhor entendimento da Análise Envoltória de Dados, torna-se necessário compreender superficialmente os princípios econômicos de eficiência e produtividade. Produtividade é o coeficiente de produção que uma empresa obtém em relação aos insumos que utiliza. Uma unidade é mais produtiva quando esta possui o maior coeficiente entre o que foi produzido e o que foi utilizado entre todas as alternativas do grupo [15].

Eficiência é um conceito um pouco mais relativo, envolvendo quantidades diferentes para insumos e para produtos, o que significa dizer que uma unidade é mais eficiente, quando para um determinado valor de produção tem-se a menor quantidade possível de insumos utilizados [15].

Existem duas medidas de eficiência: Eficiência Técnica, que reflete a habilidade de uma empresa obter o máximo de produtos a partir de um dado mix de insumos, e a Eficiência Alocativa, que reflete a habilidade de usar os insumos em proporções ótimas, dados seus respectivos preços e produção tecnológica. Essas duas medidas são combinadas para fornecer a medida de Eficiência Econômica Total [6].

A eficiência técnica é determinada ao longo de um segmento de reta que interliga a origem ao ponto de produção observado. Desta forma, é considerada como uma medida de eficiência radial, cuja vantagem é que as unidades são invariantes, não interferindo na medida da eficiência em si [6]. Por este motivo, esta medida de eficiência é utilizada em DEA.

4.2.2- Comparação entre DEA e Regressão Linear

A diferença básica de um modelo DEA para a regressão linear é que no caso da regressão, tratam-se valores extremos como exceções, sendo relevante apenas a média global das observações. Esta calcula a reta que minimiza a soma das distâncias entre todos os dados. No caso do DEA, os valores extremos são tratados como pontos de referência, pois incorporam o conceito de que unidades positivamente extremas em relação à média têm maior eficiência do que as demais, portanto servem de referência a ser seguida [15].

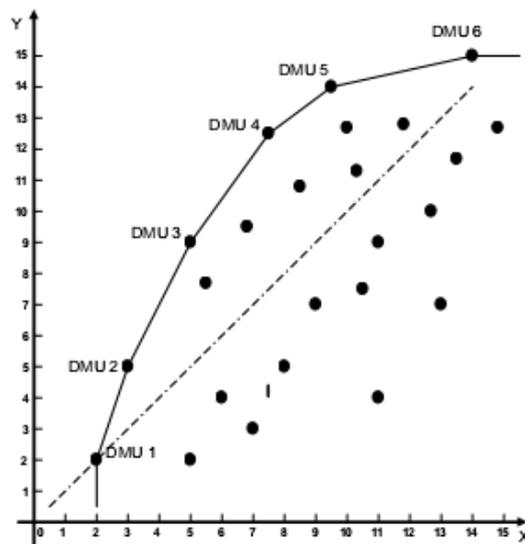


FIGURA 4.6- COMPARAÇÃO ENTRE DEA E REGRESSÃO LINEAR [6]

A Figura 4.6 ilustra a diferença entre DEA e Regressão Linear em uma situação simples com somente um insumo (X) e um produto (Y). A linha pontilhada corresponde à linha de regressão obtida pelo método dos mínimos quadrados ordinários e a linha superior, conhecida como fronteira de eficiência, determina o lugar geométrico das DMUs ditas eficientes.

Ao contrário das técnicas paramétricas, cujo objetivo é otimizar um simples plano de regressão através dos dados, o DEA otimiza sobre cada observação com o propósito de calcular uma fronteira de produção determinada pelas DMUs eficientes. Ambas as técnicas, paramétrica e não paramétrica, usam as informações contidas nos dados. Em uma análise paramétrica, a simples equação de regressão é aplicada a cada DMU. O procedimento DEA otimiza o desempenho medido de cada DMU em relação a todas as outras em um sistema de produção que transforma múltiplos insumos em múltiplos produtos. Desta forma, a entrada ou retirada de uma ou mais unidades do conjunto de observações pode implicar em mudança no valor da eficiência relativa.

4.2.3- Um Exemplo Simplificado

A fim de discorrer sobre a essência do método, usa-se aqui um exemplo simplificado, baseado em [17]: a análise de eficiência de empresas através do estudo de dois insumos e um único produto. Obviamente, a empresa é mais eficiente quanto mais transformar insumos em produtos e, portanto, possuírem as maiores relações

Produto/Insumo. Na Figura 4.7 pode-se observar um caso hipotético de exemplos de empresas com suas relações produto/insumo.

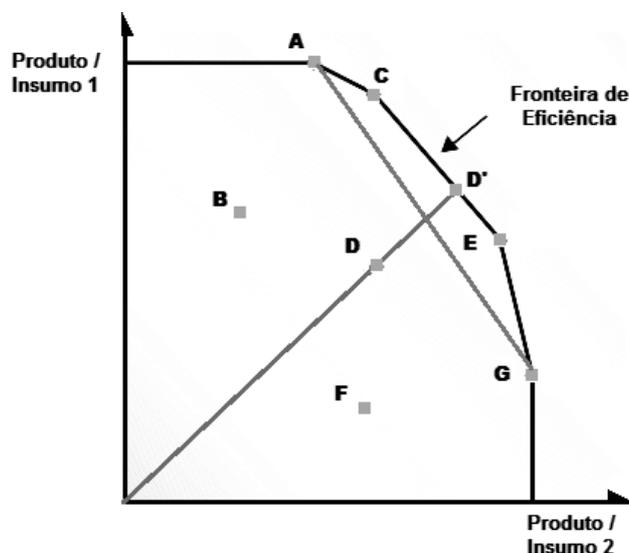


FIGURA 4.7- FRONTEIRA DE EFICIÊNCIA ([17], com adaptações).

Neste caso, as empresas A e G são as mais eficientes, pois possuem as maiores relações. Contudo, ao traçar um segmento de reta entre essas empresas, observa-se que as empresas C e E são também eficientes, pois ficam mais à direita e acima do segmento de reta traçado. Logo, estas definem uma nova fronteira de eficiência e também possuem eficiência relativa de 100%, sendo, para os dados considerados, as que melhor transformam insumos em produtos, razão pela qual essa fronteira de eficiência também é conhecida como a fronteira do conjunto de possibilidades de produção.

É importante salientar que uma empresa pertencente à fronteira de eficiência não necessariamente opera sob limites ótimos de eficiência, mas sim, dentre as demais observadas é a mais eficiente, ou seja, a inclusão de qualquer nova empresa na análise pode alterar o resultado inicial. Portanto, o DEA é uma ferramenta de mensuração relativa da eficiência de unidades produtivas, já que o resultado de uma empresa depende da existência das demais [15].

Uma empresa que não está sobre a fronteira de eficiência, para ser 100% eficiente tem de diminuir os seus insumos e/ou aumentar os seus produtos. Isto na literatura corresponde a modelar o problema com orientação para Insumos (*input-oriented*) ou para Produtos (*output-oriented*). No primeiro caso, o parâmetro de eficiência estimado sugere um percentual de redução possível no nível de insumos

utilizados, dado um patamar de produto fixo. Já no outro modelo, o percentual de aumento de produtos possível, dado um patamar fixo de insumos. Na prática, o que vai determinar a escolha entre um modelo e outro são as características do setor que se pretende analisar.

Para calcular a eficiência relativa das demais empresas será suposto que os Insumos não podem ser alterados. Logo, as empresas terão de aumentar a produção para conseguirem ser mais eficientes. Se esse aumento se der sobre a reta que liga a origem ao ponto de eficiência, então a eficiência pode ser calculada como o quociente entre a distância inicial desse ponto à origem e a distância da origem até o ponto que a empresa almeja alcançar, o qual fica sobre a fronteira de eficiência. Ou seja, o parâmetro de eficiência estimado é resultante da distância da empresa em análise da fronteira de eficiência.

O método pode ser resumido da seguinte forma: calcula-se a fronteira de eficiência, que consiste no lugar geométrico dos melhores desempenhos e, a partir da simples comparação das concessionárias com essa fronteira, pode-se quantificar quanto cada uma deve melhorar sua posição em relação às demais distribuidoras.

4.2.4- Modelos da Análise Envoltória de dados

Essencialmente, dentre os vários modelos DEA, cada um procura estabelecer quais subconjuntos de DMUs determinará fronteira de eficiência [6]. Estas diferentes técnicas foram desenvolvidas através de modelos matemáticos e de programação linear criando-se diferentes abordagens. Dentre estas é possível citar: o modelo de retornos constantes de escala (CCR), o modelo de retornos variáveis de escala (BCC), o modelo multiplicativo, o modelo aditivo e os modelos não radiais [15]. Estes modelos podem ainda ser voltados para insumo (*input-oriented*) ou voltados para produtos (*output-oriented*).

Neste trabalho serão abordadas somente as principais variantes, que são o modelo CCR e o modelo BCC. Serão definidos os modelos voltados para insumo, pois como se justificará mais adiante, esta abordagem é a mais apropriada para analisar sistemas de distribuição elétrica.

4.2.4.1. Modelo CCR *input-oriented*

A eficiência técnica de uma DMU pode ser definida pela razão entre a soma ponderada dos produtos (*outputs*) pela soma ponderada dos insumos (*inputs*) [6]:

$$ET = \frac{\text{soma ponderada de outputs}}{\text{soma ponderada de inputs}} \quad (4.19)$$

Este modelo visa maximizar a eficiência de cada empresa de acordo com suas possibilidades de produção e levando-se em consideração todas as demais DMUs. Formalmente, sejam n DMUs caracterizadas por m *inputs* e s *outputs* diferentes, x_{ij} a quantidade associada ao *input* i usada pela empresa j e y_{rj} a quantidade de *output* r produzido por j . No modelo CCR, uma medida da eficiência relativa da empresa j_0 é obtida por programação fracionária, maximizando a sua eficiência técnica relativa, isto é [18]:

$$\max_{u,v} ET = \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj_0}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij_0}} \quad (4.20)$$

sujeito a:

$$\frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj_0}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij_0}} \leq 1 \quad (j = 1, \dots, n)$$

$$u_r, v_i \geq 0$$

O objetivo deste processo é descobrir o conjunto de pesos u_r e v_i tal que a eficiência de j_0 resulte pelo menos tão grande quanto para qualquer outra empresa. O valor máximo para a eficiência técnica é 1, caso em que a empresa é considerada eficiente, fazendo então parte da fronteira de eficiência. Por outro lado, se a eficiência técnica for menor que esse valor, a empresa é considerada ineficiente. Este problema de programação fracionária pode ser facilmente transformado no seguinte problema de programação linear [18]:

$$\max_{u,v} \sum_{r=1}^s u_r y_{rj_0} \quad (4.21)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^m v_i x_{ij_0} = 1$$

$$\sum_{r=1}^s u_r y_{rj_0} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij_0} \leq 0 \quad (j = 1, \dots, n)$$

$$u_r, v_i \geq 0$$

A identificação de *benchmarks* para cada empresa ineficiente é realizada através do dual do programa, que procura empresas eficientes, ou combinações lineares destas, que conseguiram produzir pelo menos tanto quanto a empresa em análise utilizando apenas uma parte dos insumos que ela utilizou.

O modelo CCR resulta em uma envoltória linear por partes com retorno constante de escala, ou seja, um aumento proporcional em todos os *inputs* resulta em um mesmo aumento proporcional nos *outputs*. A Figura 4.8 ilustra a geometria da fronteira de eficiência determinada por este modelo para o caso de análise de apenas um insumo e um produto.

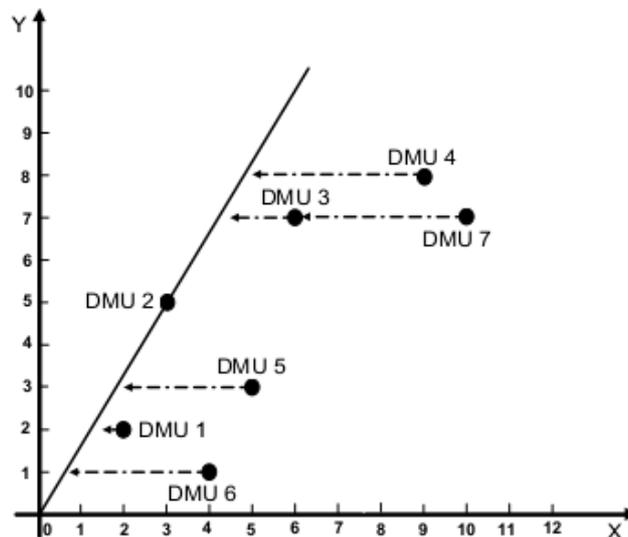


FIGURA 4.8- FRONTEIRA DE EFICIÊNCIA CCR [6]

4.2.4.2. Modelo BCC *input-oriented*

Existem casos onde o retorno constante de escala não prevalece devido a uma competição imperfeita. Infere-se que as empresas devem ser comparadas, dado sua escala de operação ou, pelo menos, deve ser mencionado que esta é a razão da ineficiência encontrada. Em tais situações a eficiência técnica pode ser decomposta em eficiência técnica pura e eficiência de escala [6]. O indicador da eficiência técnica resultante da aplicação do modelo BCC permite identificar a ineficiência técnica pura isolando a componente associada à ineficiência de escala [15].

É possível definir a eficiência de escala pela razão entre a eficiência CCR e a eficiência BCC. Quando esta razão for igual a 1, as unidades são eficientes e os retornos são constantes de escala. Quando a eficiência CCR é menor que 1 e a eficiência BCC é igual a 1, pode-se dizer que a ineficiência está relacionada a escala de produção. Por fim, quando ambas as eficiências são menores que 1, a ineficiência é de origem técnica.

A diferença em termos de programação linear é que o modelo BCC sensibiliza não só os pesos relacionados aos inputs e aos outputs, como também uma variável u_* , que calcula a inclinação ou convexidade de fronteira de uma determinada DMU e define os seus retornos de escala [15].

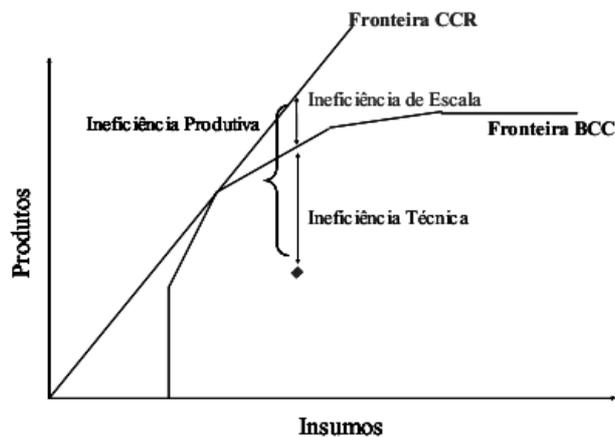


FIGURA 4.9- FRONTEIRAS DE EFICIÊNCIA CCR E BCC [15]

A partir da Figura 4.9 é possível perceber que no modelo BCC é formada uma superfície convexa, constituída por planos interligados os quais envelopam os pontos, tornando-os mais próximos da fronteira do que no caso do modelo CCR. Desta forma é possível avaliar um maior número de DMUs como sendo tecnicamente eficientes [6].

Formalmente, sejam n DMUs caracterizadas por m inputs e s outputs diferentes, x_{ij} a quantidade associada ao input i usada pela empresa j e y_{rj} a quantidade de output r produzido por j . Para o modelo BCC, têm-se o seguinte problema de programação linear [15]:

$$\max_{u,v} \sum_{r=1}^s u_r y_{rj_0} + u_* \quad (4.21)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^m v_i x_{ij_0} = 1$$

$$\sum_{r=1}^s u_r y_{rj_0} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij_0} + u_* \leq 0 \quad (j = 1, \dots, n)$$

$$u_r, v_i \geq 0, u_* \in \Re$$

4.2.5- Escolha do Modelo Utilizado

Como foi dito anteriormente, o que determina a escolha entre um modelo voltado para insumo ou um modelo voltado para produto são as características do setor que se pretende analisar. A orientação do modelo DEA utilizado para analisar a eficiência das empresas de distribuição será voltada para insumo, pois, no setor de distribuição de energia elétrica, os produtos têm crescimento relativamente estável, ou seja, não variam muito no decorrer dos anos, pois as concessionárias de distribuição não têm a capacidade de aumentar o seu número de consumidores, estando restritas às suas áreas de concessão. Logo, os agentes empregam esforços a fim de melhorar sua eficiência reduzindo seus custos o máximo possível. Outra escolha com relação ao modelo citado é que se utilizará de retornos variáveis de escala, dado que as escalas de valores da fonte de dados são muito díspares.

Com relação aos insumos e aos produtos a serem escolhidos, os quais estão detalhados no capítulo seguinte, buscou-se primeiramente um norte em trabalhos nacionais e internacionais em DEA a respeito do setor de distribuição de energia elétrica. O Apêndice C contempla a tabela que compila esses dados.

5- ESTUDO REALIZADO

Como foi dito anteriormente, no cálculo dos custos não são considerados parâmetros de qualidade. Entretanto, a análise da eficiência tem de englobar **todos** os aspectos que possuem relevância no processo de fornecimento da energia elétrica ao consumidor final, e entende-se que a qualidade do serviço e as perdas não técnicas têm de ser consideradas para inibir tomadas de decisão de gestão em detrimento da qualidade do serviço, já que a ANEEL, ao incentivar a redução dos custos aumentando assim o lucro das empresas, corre um grande risco das distribuidoras diminuírem custos em detrimento da qualidade de energia.

5.1- ANÁLISES DE REGRESSÃO

A fim de inserir os parâmetros de qualidade do serviço na análise de eficiência das concessionárias de distribuição, procura-se primeiramente relacionar matematicamente essas características com os custos de operação e de capital, já que, por experiência, sabe-se que estas detém considerável parcela de participação nos mesmos.

Todos os dados utilizados nas análises foram fornecidos pela Superintendência de Regulação Econômica da Agência Nacional de Energia Elétrica (SRE/ANEEL) e estão disponíveis no site da Agência [24]. As análises de correlação e regressão linear foram feitas utilizando-se o *software Microsoft Office Excel*, versão 2007, da *Microsoft Corporation*.

No ramo de distribuição de energia elétrica têm-se uma predisposição em dizer que os custos operacionais estão relacionados com o DEC, pois a diminuição deste pode ser conseguida aumentando-se, por exemplo, o número de equipes de reparos nas ruas, a fim de fazer os reparos das redes e realizar o religamento das mesmas em um menor período de tempo. Pressupõe-se também que os custos de capital estão intimamente relacionados com o FEC, já que, aumentando-se o investimento em equipamentos mais novos e de melhor qualidade (porém mais caros), diminui-se assim o número de interrupções no fornecimento de energia por defeito nestes equipamentos (transformadores, por exemplo).

Logo, a fim de verificar as suposições acima descritas, a primeira análise feita foi o cálculo da correlação entre os parâmetros de qualidade, DEC e FEC, e os custos de

capital (CAPEX), custo de operação (OPEX) e o custo total (TOTEX), a fim de relacionar essas variáveis. Os dados das concessionárias de distribuição utilizados na análise abrangeram o período de 2003 a 2009. Contudo, os valores de correlação encontrados foram considerados pequenos. Este fato já era esperado, pois a maior parte dos custos é direcionada para expansão da rede. O melhor resultado encontrado para correlação foi entre FEC e CAPEX, com correlação igual a -0,1941.

Mesmo a correlação não sendo tão significativa, tentou-se encontrar a forma da relação entre essas variáveis com o uso do método paramétrico da regressão linear simples, cujo resultado mais significativo está representado na Figura 5.1. Ao analisar o gráfico abaixo, percebe-se uma relação inversa entre FEC e CAPEX, o que era esperado, pois ao aumentar o investimento, diminui-se o número de interrupções. Entretanto, o coeficiente de determinação (r^2) indica que somente 3,77% dos custos de capital são explicados pelo parâmetro de qualidade FEC, o que demonstra a pequena porcentagem investida em melhoria da qualidade de fornecimento de energia elétrica.

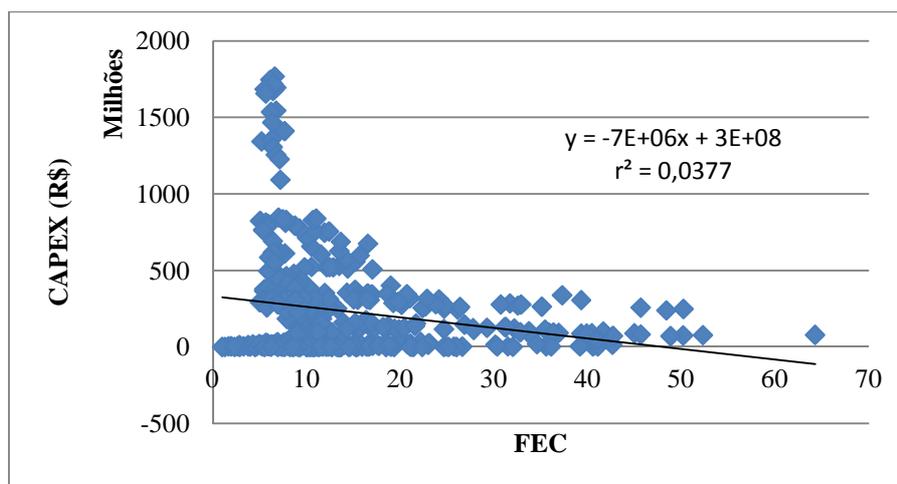


FIGURA 5.1- REGRESSÃO LINEAR ENTRE FEC E CAPEX

Em seguida, a análise foi refeita considerando o investimento em um ano e sua relação com a qualidade do fornecimento no ano seguinte, pois se pressupõe que o investimento agora feito é refletido no futuro. Mais uma vez, a correlação encontrada foi pequena, sendo o melhor resultado novamente entre FEC e CAPEX com valor igual a -0,1990. Ao se fazer a análise de regressão, obtém-se resultado muito similar ao apresentado acima.

Foram feitas também as análises de correlação e de regressão linear entre o Índice de Desempenho Global de Continuidade (DGC) e os custos operacionais (OPEX), custos de capital (CAPEX) e custos totais (TOTEX). O maior valor de correlação encontrado foi entre o DGC e o OPEX, igual a 0,1741, seguido pelo TOTEX, com 0,1269 e por último o CAPEX com 0,0848. Observa-se que todos os valores de correlação indicam uma relação diretamente proporcional entre os custos e o DGC. Para saber se esse resultado é satisfatório ou não, é necessário, primeiramente, analisar a definição deste parâmetro.

Como foi dito anteriormente, o DGC consiste na média aritmética dos valores relativos de DEC e FEC de acordo com os seus limites. Logo, quanto mais próximo o indicador de qualidade (DEC ou FEC) estiver do seu limite, maior será o valor do DGC. A partir disto percebe-se que os resultados não são satisfatórios, pois indica que o aumento do investimento está relacionado com uma maior proximidade dos indicadores DEC e FEC dos seus limites, o que não caracteriza uma melhora da qualidade.

Sabe-se que as interrupções no fornecimento de energia elétrica podem decorrer a partir de defeitos na rede de distribuição ou a partir de fatores externos à mesma. Percebe-se, contudo, que a concessionária de distribuição não possui gestão alguma sobre as interrupções ocorridas em pontos externos a sua rede. Logo, sendo possível dividir os indicadores de qualidade em indicadores decorrentes de rede própria (DEC_i e FEC_i) e indicadores decorrentes de fatores externos (DEC_x e FEC_x), parece consistente a tentativa de relacionar os custos das distribuidoras com a parcela dos indicadores de qualidade sobre a qual as concessionárias detêm gestão (DEC_i e FEC_i), desconsiderando-se variáveis externas na análise das mesmas. Desta forma, a distribuidora não será penalizada pelas interrupções que ela não pode evitar.

A divisão acima mostrada foi feita pela agência reguladora até 2009, quando esta mudou os índices intermediários. Com base nos dados das empresas de distribuição nos anos 2008 e 2009, fornecidos também pela SRE/ANEEL, foram feitas as análises de correlação e de regressão linear simples.

Ao se calcular o coeficiente de correlação foram encontrados dois valores considerados relevantes: a correlação entre FEC_i e CAPEX, com valor igual a -0,1259, e a correlação entre DEC_i e OPEX, com valor de 0,1260. Ao analisar esses resultados, verifica-se que a relação do FEC com os custos de capital foi novamente confirmada.

Porém, a relação do DEC com os custos operacionais, a qual se esperava ser inversa, apareceu diretamente proporcional para os dados analisados. Em teoria este fato não faz sentido, pois indica que um aumento no custo de operação causa uma deterioração da qualidade do serviço.

As análises de regressão linear simples para os dois casos são mostradas nas Figuras 5.2 e 5.3. Ao observar os resultados das análises feitas, a partir do coeficiente de determinação é verificado que somente 1,59% dos custos de capital e custos operacionais são explicados pela parcela das interrupções que acontecem dentro da rede de distribuição, FEC_i e DEC_i , respectivamente. Esse fato é facilmente explicado, pois foi considerada somente uma pequena parcela dos indicadores de continuidade totais. É observado também que DEC_i aumenta com o crescimento dos custos operacionais, fato citado acima.

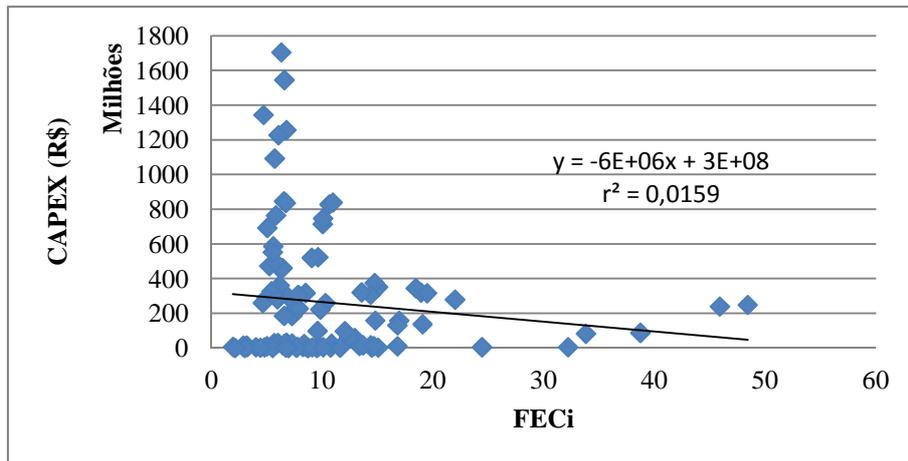


FIGURA 5.2- REGRESSÃO LINEAR ENTRE FEC_i E CAPEX

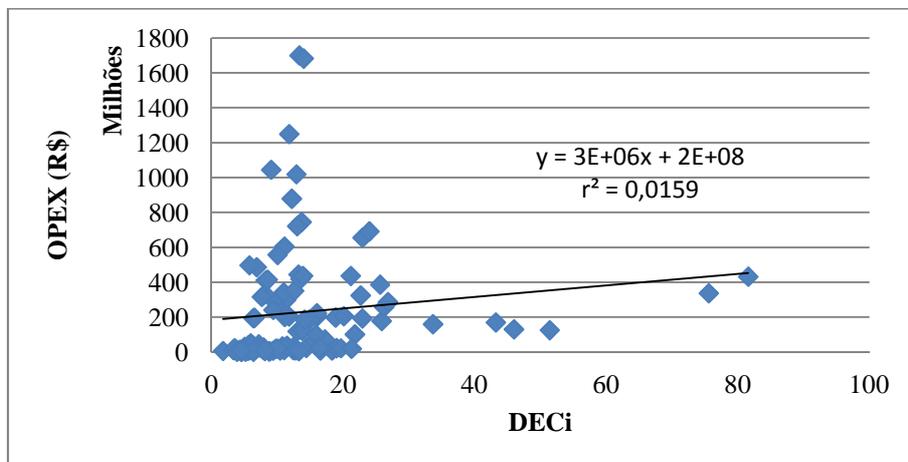


FIGURA 5.3- REGRESSÃO LINEAR ENTRE DEC_i E OPEX

A partir de 2010 uma nova divisão dos indicadores foi proposta. Esses foram divididos em: origem externa ao sistema de distribuição e programada (DECXP e FECXP); origem externa ao sistema de distribuição e não programada (DECXN e FECXN); origem interna ao sistema de distribuição e programada (DECIP e FECIP); e origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável (DECIND e FECIND).

A parcela dos indicadores de origem interna ao sistema de distribuição e programada pode ser relacionada com as interrupções para troca de equipamentos a fim de melhorar a qualidade do fornecimento de energia. Assim sendo, ela não é considerada deterioração da qualidade. Logo, para o ano de 2010 foram feitas as análises somente da relação do DECIND e do FECIND com os custos, a partir dos dados fornecidos pela SRE/ANEEL. Como os dados dos custos para este ano não foram disponibilizados, as análises foram feitas utilizando os dados de custos dos anos de 2008 e 2009, tentando-se, assim, achar uma relação entre o investimento anterior e a melhoria da qualidade um ou dois anos depois.

O melhor resultado da análise de correlação para o DECIND de 2010 foi com o OPEX de 2009, o qual correspondeu a 0,1419. Contudo, mais uma vez a relação é diretamente proporcional (coeficiente de correlação positivo), o que não era esperado. Para o FECIND a melhor correlação encontrada foi com o CAPEX de 2008, que o valor é -0,1058. Isso indica que o investimento de capital leva mais tempo para obter resultados nos indicadores de qualidade (neste caso dois anos). As análises de regressão entre DECIND e OPEX e FECIND e CAPEX estão representadas nas Figuras 5.4 e 5.5, respectivamente.

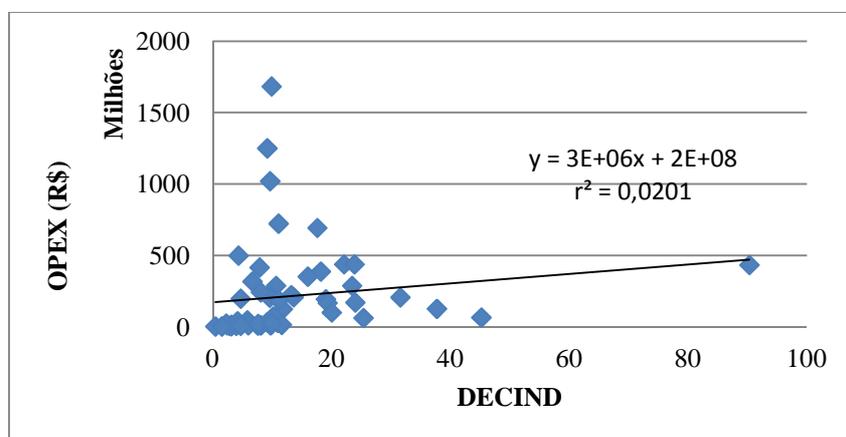


FIGURA 5.4- REGRESSÃO LINEAR ENTRE DECIND E OPEX

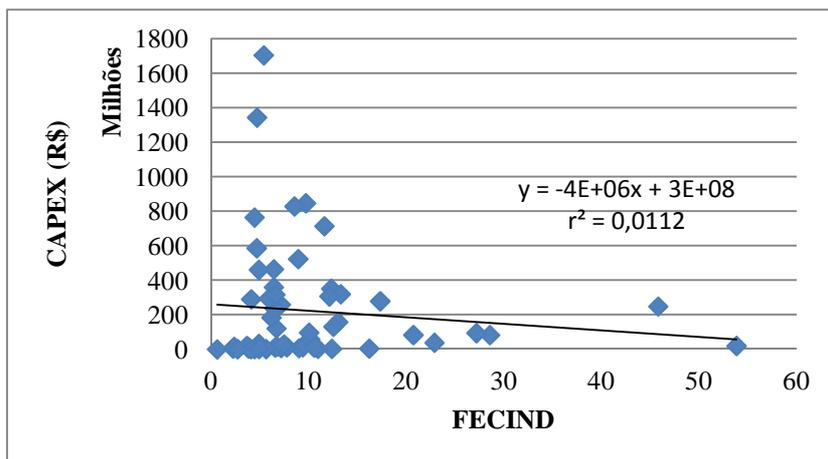


FIGURA 5.5- REGRESSÃO LINEAR ENTRE FECIND E CAPEX

Ao analisar todas as simulações anteriormente feitas, chegou-se a conclusão que existe a possibilidade de a disparidade dos dados, já que se têm no mesmo grupo de dados empresas de pequeno e grande porte, estar afetando o desempenho das análises. Assim, todas as análises foram novamente feitas, considerando-se agora os custos por quantidade de unidades consumidoras, a fim de minimizar essa diferença entre as concessionárias.

Os resultados de correlação mais significativos foram o do DEC com OPEX/UC, igual a -0,1291, e do FEC com CAPEX/UC, com valor de -0,1030. Apesar de a correlação ainda ser considerada pequena, agora se chega a um resultado mais condizente com o que era esperado, pois ambas as relações são inversamente proporcionais, indicando que o aumento do investimento acarreta em uma melhoria da qualidade, indicada pela diminuição dos indicadores.

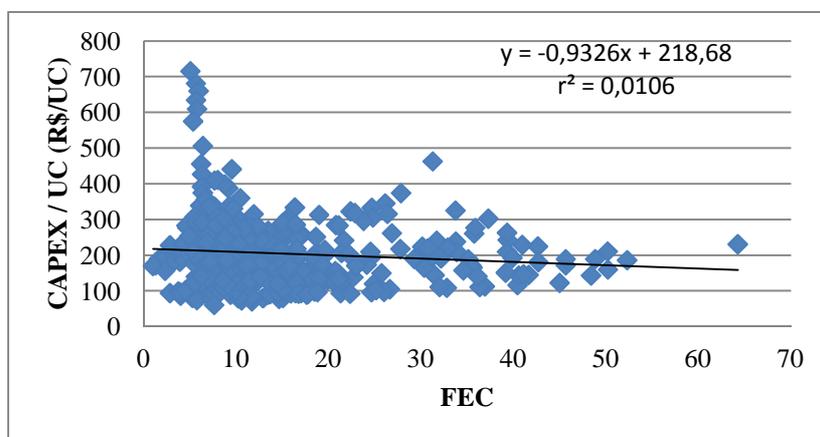


FIGURA 5.6- REGRESSÃO LINEAR ENTRE FEC E CAPEX/UC

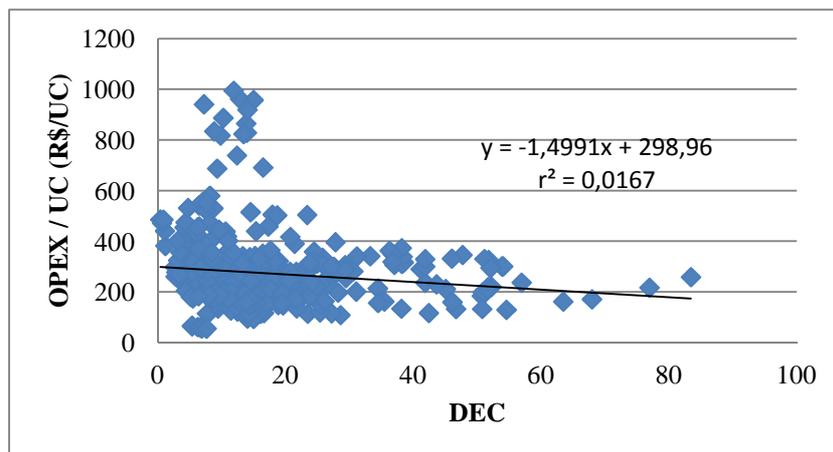


FIGURA 5.7- REGRESSÃO LINEAR ENTRE DEC E OPEX/UC

As análises de regressão para esses dois casos são apresentadas nas Figuras 5.6 e 5.7. A partir delas pode-se constatar a relação inversamente proporcional acima citada e verificar, pelo coeficiente de determinação, que a porcentagem dos custos de capital por unidade consumidora explicada pelo FEC é de apenas 1,06% e que a porcentagem dos custos operacionais por unidade consumidora explicada pelo DEC corresponde a 1,67%. Isso mais uma vez ressalta que somente uma pequena parcela dos custos é destinada a melhoria da qualidade.

Foram feitas também as análises de correlação e de regressão linear entre o Índice de Desempenho Global de Continuidade (DGC) e os custos por quantidade de unidades consumidoras. Os coeficientes de correlação encontrados foram extremamente pequenos (da ordem de 10^{-3}), o que explicita que não há relação entre essas variáveis.

Há um consenso na área de distribuição de que os custos de capital estão mais relacionados com a extensão da rede de distribuição do que com a quantidade de unidades consumidoras, por ser esta parcela do dinheiro que custeia o aumento da rede, e que os custos operacionais estão mais relacionados com a quantidade de unidades consumidoras. Os custos totais podem também ser relacionados com o consumo de energia, pois quanto maior o consumo, maior são os custos da concessionária de distribuição para supri-lo. Logo, os custos de capital foram parametrizados de acordo com a extensão de rede e os custos totais foram parametrizados de acordo com o consumo em MWh.

A fim de obter uma relação mais consistente entre os parâmetros de qualidade e os custos, já que apenas uma parcela muito pequena dos mesmos é empregada na

melhoria da qualidade, as análises foram realizadas para a diferença dos indicadores de qualidade entre os anos, com relação à diferença dos custos entre os anos, ou seja, fez-se a comparação do ΔFEC com $\Delta\text{CAPEX/REDE}$, do ΔDEC com $\Delta\text{OPEX/UC}$ e de ambos com $\Delta\text{TOTEX/CONSUMO}$.

Para a relação do ΔFEC com $\Delta\text{CAPEX/REDE}$, mostrada na Figura 5.8, encontrou-se um resultado satisfatório e parecido com os resultados anteriormente apresentados: relação inversamente proporcional entre as variáveis. Outro aspecto importante da análise a se apresentar é que o valor p da análise de significância estatística da regressão linear foi 0,0175, o qual é inferior a 0,05, rejeitando-se assim a hipótese nula da relação entre as variáveis analisadas (ver equação 4.18).

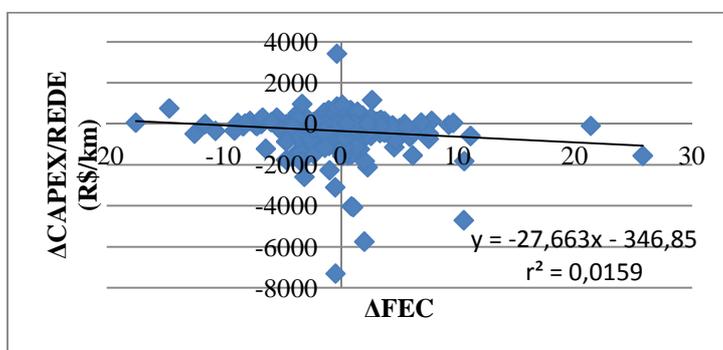


FIGURA 5.8- REGRESSÃO LINEAR ENTRE ΔFEC E $\Delta\text{CAPEX/REDE}$

Já para a relação do ΔDEC com $\Delta\text{OPEX/UC}$ não se encontrou um resultado satisfatório, mas sim, uma relação diretamente proporcional entre as variáveis. Contudo, ao se fazer a análise de significância estatística da análise de regressão, constatou-se um valor p igual a 0,5447, o que indica que a relação entre as variáveis analisadas é aproximadamente nula.

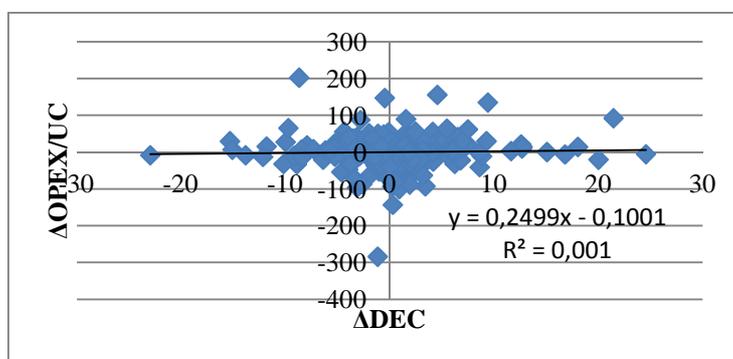


FIGURA 5.9- REGRESSÃO LINEAR ENTRE ΔDEC E $\Delta\text{OPEX/UC}$

Em ambas as comparações dos indicadores com o Δ TOTEX/CONSUMO, os coeficientes de correlação encontrados foram muito pequenos, indicando que não há forte relação entre essas variáveis.

Tentou-se também encontrar relação entre as perdas não técnicas e os custos. Para tanto foram feitas análises de correlação e de regressão linear similares às realizadas para os indicadores de qualidade.

Os resultados obtidos nas análises de correlação diretas entre as perdas e OPEX, CAPEX e TOTEX corresponderam a 0,5670; 0,7247 e 0,6695, respectivamente. A partir desses resultados pode-se perceber que a relação entre as perdas e os custos é diretamente proporcional aos mesmos, o que não é um resultado esperado, pois indica que um aumento no investimento acarreta em maiores perdas.

A fim de diminuir a disparidade dos dados, realizou-se a análise da relação das perdas não técnicas com os custos parametrizados. Assim, as perdas foram comparadas com os custos operacionais por unidade consumidora (OPEX/UC), com os custos de capital por extensão da rede de distribuição (CAPEX/REDE) e com os custos totais por consumo total de energia elétrica (TOTEX/CONSUMO).

As correlações encontradas foram: -0,2238 para OPEX/UC, 0,5853 para CAPEX/REDE e -0,0926 para TOTEX/CONSUMO e as análises de regressão linear estão mostradas nas Figuras 5.9, 5.10 e 5.11, respectivamente. Percebe-se que, em todos os casos, os coeficientes angulares das retas (β) são muito pequenos, o que indica ausência de relação entre as variáveis.

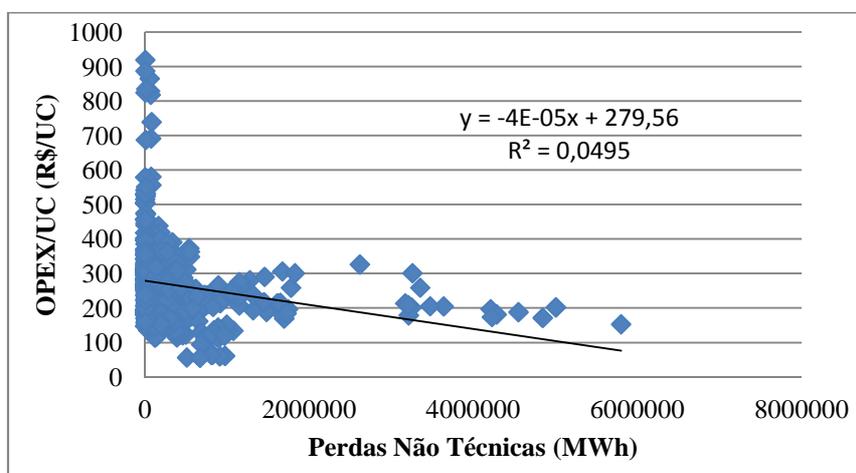


FIGURA 5.10- REGRESSÃO LINEAR ENTRE PERDAS NÃO TÉCNICAS E OPEX/UC

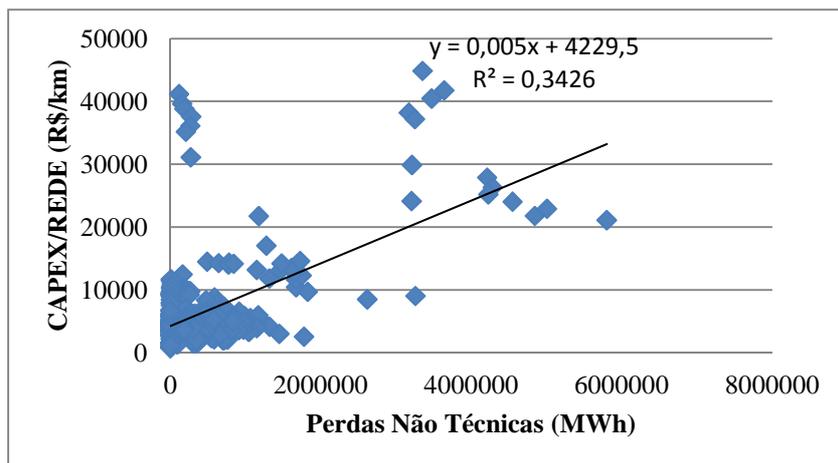


FIGURA 5.11- REGRESSÃO LINEAR ENTRE PERDAS NÃO TÉCNICAS E CAPEX/REDE

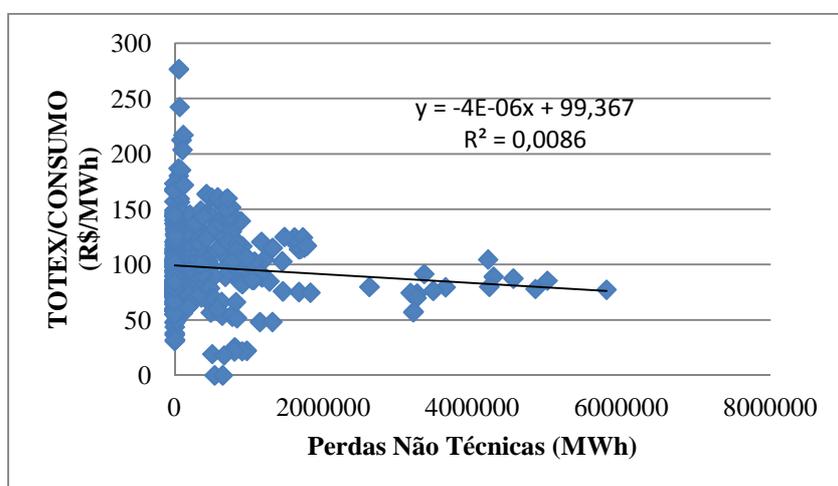


FIGURA 5.12- REGRESSÃO LINEAR ENTRE PERDAS NÃO TÉCNICAS E TOTEX/CONSUMO

A principal justificativa para os resultados obtidos é que a diminuição das perdas não técnicas está intimamente relacionada com decisões da gestão comercial das empresas, e a grande maioria dos investimentos é feita em expansão e, não na melhoria da qualidade de energia elétrica.

Algumas correlações e regressões lineares múltiplas também foram realizadas, a fim de, aumentando o número de variáveis explicativas, aumentar assim a robustez da análise. A fim de se comparar empresas de tamanhos semelhantes, analisou-se somente as empresas do Grupo A, cujo consumo de energia total supera 1 TWh (ver Apêndice A). Um resumo de todos os resultados das análises de regressão múltipla é mostrado na Tabela 5.1.

Nas análises diretas, as variáveis explicativas inseridas no modelo foram extensão das redes de distribuição (REDE) e quantidade de unidades consumidoras (UC). Como essas variáveis estão agora inseridas diretamente no modelo, não se faz mais necessário parametrizar os custos.

Confirma-se, a partir do coeficiente de determinação, que com a inserção de novas variáveis explicativas, a robustez da análise foi consideravelmente aumentada, pois as variáveis independentes passaram a explicar cerca de 78% da variável resposta, ao contrário dos 3% explicados anteriormente.

Ao interpretar os resultados das análises diretas para os custos operacionais é percebido que nenhum dos indicadores de qualidade possui significativa relação com estes. Essa afirmação é evidenciada pelos valores p de análise de significância estatística correspondentes, 0,25 para FEC e 0,93 para o DEC, o que indica que a hipótese nula da relação entre as variáveis não pode ser descartada.

No caso dos custos de capital observam-se resultados satisfatórios da relação tanto com o FEC quanto com o DEC: em ambos os casos a relação é inversamente proporcional e com valores p pequenos, de forma que a hipótese nula é descartada. Outra característica relevante é que os valores dos coeficientes de correlação evidenciam que existe uma maior relação desta parcela dos custos com o FEC ($r=-0,20$) do que com o DEC ($r=-0,05$).

Com base na contribuição que a empresa Elektro Eletricidade e Serviços S.A. forneceu à ANEEL durante a audiência pública número 40/2010, tentou-se encontrar a relação entre os custos operacionais e os custos relacionados às perdas totais e à qualidade, caracterizada pelo DEC. Para tanto, os custos relacionados às perdas foram definidos como as perdas valorizadas a partir do custo de geração, e os custos relacionados a qualidade do serviço foram definidos como a energia não suprida (caracterizada pelo DEC) valorizada a quinze vezes o custo médio por unidade de energia.

A fim de se definir este custo relacionado às perdas, foi feita a média dos valores dos contratos de compra de energia elétrica no Brasil, presentes na Figura 5.12. O valor encontrado foi de R\$ 117,85 / MWh. Já o valor do custo médio é de R\$ 242,33 / MWh, o qual corresponde a tarifa média de fornecimento de energia, obtida em [20].



FIGURA 5.13- VALORES DOS CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA [19]

A partir da análise dos resultados da regressão múltipla que possui OPEX como variável resposta, e custo da qualidade do serviço (QUALID) com o custo das perdas (PERDAS) como variáveis explicativas, os quais também estão expostos na Tabela 5.1, é possível observar, com base nos coeficientes angulares (β), que a relação dos custos operacionais com a qualidade mais uma vez não é satisfatória, sendo diretamente proporcional. Todavia, as perdas apresentam uma relação inversamente proporcional, como seria esperado. Observa-se também que a relação é válida, pois os valores p são pequenos.

Por fim, foi feita uma análise entre a soma de todos os custos relacionados (custos operacionais, custos da qualidade do serviço e custos das perdas) e as demais variáveis, encontrando uma resposta satisfatória, sendo que todas essas variáveis têm participação positiva e significativa nos custos.

Tabela 5.1: Análises de Correlação e Regressão Múltiplas

Variável Dependente	Variáveis Independentes	Coefficiente de Correlação	Coefficientes angulares β	Valor p	Coefficiente de Determinação
OPEX (R\$)	UC	0,9169	161,879216	$2,4 \times 10^{-30}$	0,7790
	REDE (km)	0,8275	1052,95164	$2,7 \times 10^{-7}$	
	FEC	-0,1029	1525136,35	0,2504	
OPEX (R\$)	UC	0,9169	156,3951	$1,7 \times 10^{-29}$	0,7775
	REDE (km)	0,8275	1094,4797	$1,05 \times 10^{-7}$	
	DEC	0,0353	-78007,068	0,9314	
CAPEX (R\$)	UC	0,9229	273,8509	$3,8 \times 10^{-44}$	0,7770
	REDE (km)	0,6934	747,4838	0,0032	
	FEC	-0,2005	-3731475,155	0,0269	
CAPEX (R\$)	UC	0,922954	275,24276	$2,2 \times 10^{-45}$	0,7773
	REDE (km)	0,693405	749,953501	0,0030	
	DEC	-0,05301	-2590396,506	0,0241	
OPEX (R\$)	QUALID (R\$)	-0,2374	152,9131	8,9E-30	0,5192
	PERDAS (R\$)	0,7149	-600,6155	0,0754	
OPEX + QUALID + PERDAS (R\$)	UC	0,8973	100,4789	$1,5 \times 10^{-4}$	0,8566
	CONSUMO (MWh)	0,9005	27,6495	$3,1 \times 10^{-14}$	
	REDE (km)	0,6122	780,3311	0,0011	

5.2- ANÁLISES DE BENCHMARKING

Como a análise paramétrica entre OPEX e os parâmetros de qualidade não é possível, devido à ausência de relação linear entre estas variáveis, decidiu-se utilizar um método de benchmarking não paramétrico, o DEA, para realizar a análise de eficiência das empresas de distribuição.

As análises de *benchmarking* feitas neste estudo utilizaram o modelo BCC voltado para insumos (*input-oriented*) da Análise Envoltória de Dados, cujos motivos foram explicados anteriormente. As análises foram feitas com a ajuda de um *software*, chamado *Efficiency Measurement System* (EMS) [20]. Este é um *software* livre, destinado para uso acadêmico e, com ele, é possível fazer as mais variadas análises em DEA, através de dados contidos em planilhas de Excel (.xls) ou em arquivos de texto padrão (.txt).

Como o modelo DEA assume que todas as unidades analisadas trabalham sob as mesmas condições de mercado, o que é sabido não ser uma verdade dentro do setor de distribuição de energia elétrica, somente as empresas do Grupo A foram analisadas, pois estas possuem condições mais parecidas de operação (ver Apêndice A). Foram retiradas também as empresas deste grupo que não possuíam todas as informações necessárias para a análise.

Nas análises, a rede de distribuição como um todo foi considerada, abrangendo, assim as redes que operam em baixa, média e alta tensões. Cada análise foi feita considerando os anos de 2003 a 2009, com cada empresa possuindo sete conjuntos de dados. A fim de se obter um percentual de eficiência final para cada empresa, foi feita a média aritmética dos percentuais anuais.

Primeiramente, fez-se a análise utilizando as variáveis propostas pela Agência Reguladora de Energia Elétrica: os custos operacionais (R\$) como insumos e o número de unidades consumidoras, o consumo de energia (MWh) e a extensão da rede (km) como produtos. Os resultados estão expostos na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Percentual de Eficiência dos Custos Operacionais

Posição	Empresa	Eficiência
1 ^a	CEMIG	98,25%
2 ^a	CPFL PAULISTA	81,11%
3 ^a	RGE	74,01%
4 ^a	CEB	70,59%
5 ^a	EPB	68,60%
6 ^a	ELETROPAULO	65,01%
7 ^a	CPFL PIRATININGA	62,60%
8 ^a	COELBA	61,88%
9 ^a	COELCE	61,83%
10 ^a	AES SUL	61,56%
11 ^a	COPEL	58,71%
12 ^a	CEMAR	57,74%
13 ^a	CELPE	56,51%
14 ^a	AMPLA	56,29%
15 ^a	COSERN	55,59%
16 ^a	ENERSUL	53,57%
17 ^a	CELG	50,45%
18 ^a	LIGHT	48,77%
19 ^a	CEMAT	44,01%
20 ^a	ELEKTRO	42,40%
21 ^a	BANDEIRANTE	41,69%
22 ^a	ESCELSA	40,23%
23 ^a	CEPISA	37,18%
24 ^a	CEAL	35,59%
25 ^a	ESE	33,26%
26 ^a	CELESC	32,05%
27 ^a	CEEE	29,89%
28 ^a	CELPA	27,26%

Para uma primeira análise com a inserção da qualidade, foram escolhidas variáveis semelhantes às utilizadas pela ANEEL, acrescentando somente o indicador DEC como insumo à análise. A Tabela 5.3 ilustra os resultados obtidos para os percentuais de eficiência das empresas.

Tabela 5.3: Percentual de Eficiência considerando o DEC

Posição	Empresa	Eficiência
1 ^a	CEMIG	92,06%
2 ^a	ELETROPAULO	72,43%
3 ^a	CPFL PAULISTA	67,69%
4 ^a	ELEKTRO	63,95%
5 ^a	COPEL	59,33%
6 ^a	COELCE	56,98%
7 ^a	COELBA	52,80%
8 ^a	RGE	52,17%
9 ^a	CPFL PIRATININGA	51,20%
10 ^a	CELPE	51,05%
11 ^a	BANDEIRANTE	48,92%
12 ^a	CELG	45,89%
13 ^a	CEPISA	45,79%
14 ^a	EPB	41,74%
15 ^a	CEMAT	41,65%
16 ^a	COSERN	39,09%
17 ^a	AES SUL	38,51%
18 ^a	CELPA	37,33%
19 ^a	CEEE	34,97%
20 ^a	LIGHT	34,56%
21 ^a	ESCELSA	34,08%
22 ^a	CEB	33,35%
23 ^a	CELESC	33,15%
24 ^a	CEAL	32,99%
25 ^a	ESE	32,51%
26 ^a	ENERSUL	31,38%
27 ^a	CEMAR	31,29%
28 ^a	AMPLA	29,93%

Ao se comparar os resultados das duas análises percebe-se que, ao inserir a qualidade de energia, através do indicador DEC, algumas empresas diminuem a eficiência consideravelmente. Um bom exemplo é a Companhia Energética de Brasília (CEB), que passou da 4^a colocação, com percentual de eficiência de 70,59%, para a 22^a, com 33,35%. É sabido que as instalações desta distribuidora estão envelhecidas e que a qualidade do atendimento realmente não é considerada satisfatória. Uma confirmação para este fato é que a CEB está entre as 10 piores empresas de distribuição pertencentes

ao Grupo A no último ranking da continuidade do serviço, divulgado pela a ANEEL em abril deste ano.

Outro bom exemplo a ser analisado é o da empresa Elektro Eletricidade e Serviços S.A., a qual, com a inserção da qualidade na análise de eficiência, sobe da 20ª posição, com eficiência relativa de 42,4%, para a 4ª, com eficiência de 63,95%. Este fato demonstra que a empresa acaba por ser penalizada por aumentar os custos ao investir na melhoria da qualidade do serviço prestado, aparentando ter um rendimento menor por investir em qualidade, o que é inadmissível.

Outra análise feita, com base na contribuição que a empresa Elektro Eletricidade e Serviços S.A. forneceu à ANEEL durante a audiência pública número 40/2010, foi a análise de *benchmarking* considerando, além dos custos operacionais, os custos relacionados às perdas totais e à qualidade como insumos. Como foi dito anteriormente, os custos relacionados às perdas foi definido como as perdas valorizadas a partir do custo de geração, e os custos relacionados à qualidade do serviço foram definidos como a energia não suprida (caracterizada pelo DEC) valorizada a quinze vezes o custo médio por unidade de energia. A Tabela 5.4 exhibe os resultados obtidos desta análise.

A partir da análise desses resultados percebe-se que mais uma vez existem empresas que caem no *ranking* por causa das decisões de gestão em detrimento da qualidade. A CEB, por exemplo, cai para a 23ª posição.

Essa análise é considerada mais interessante, pois além de abranger mais um indicador de qualidade, as perdas não técnicas, analisando assim com maior propriedade a gestão da empresa, ela quantifica a qualidade do serviço e as perdas monetariamente.

Tabela 5.4: Percentual de Eficiência Considerando os Custos da Qualidade e Perdas Não Técnicas

Posição	Empresa	Eficiência
1 ^a	CEMIG	134,26%
2 ^a	AES SUL	89,12%
3 ^a	LIGHT	85,02%
4 ^a	RGE	79,02%
5 ^a	CPFL PAULISTA	78,20%
6 ^a	COPEL	77,67%
7 ^a	AMPLA	77,43%
8 ^a	CELG	74,34%
9 ^a	COELBA	73,89%
10 ^a	COELCE	69,42%
11 ^a	CEAL	68,13%
12 ^a	ELEKTRO	67,96%
13 ^a	CPFL PIRATININGA	64,59%
14 ^a	CELPA	58,21%
15 ^a	EPB	57,93%
16 ^a	ELETROPAULO	51,90%
17 ^a	CEEE	48,18%
18 ^a	COSERN	48,11%
19 ^a	CELESC	47,42%
20 ^a	ENERSUL	42,50%
21 ^a	CEMAR	40,73%
22 ^a	CELPE	39,90%
23 ^a	CEB	39,03%
24 ^a	CEMAT	37,50%
25 ^a	ESCELSA	36,53%
26 ^a	ESE	34,07%
27 ^a	BANDEIRANTE	31,76%
28 ^a	CEPISA	29,04%

6- CONCLUSÃO

Foi pressuposto no início deste estudo que os custos de capital estão intimamente relacionados com o indicador de continuidade do fornecimento de energia elétrica FEC, o qual representa a quantidade de interrupções por unidade consumidora para um dado período. Esta pressuposição foi baseada no seguinte pensamento: aumentando-se o investimento em equipamentos mais novos e de melhor qualidade, diminui-se assim o número de interrupções no fornecimento de energia por defeito nestes equipamentos, por exemplo, transformadores.

A partir das análises realizadas pôde-se confirmar a existência de relação linear inversamente proporcional entre o indicador de qualidade FEC e os custos de capital. Uma observação a ser feita é que a relação encontrada foi considerada pequena, o que já era esperado, dado que a maior parcela dos investimentos de capital é direcionada para expansão da rede e não para a melhoria da qualidade do serviço.

Outra inferência a ser confirmada por este estudo é a relação entre os custos operacionais e o DEC, o qual representa a duração das interrupções por unidade consumidora para um dado período. Essa afirmação foi baseada no seguinte pensamento: a diminuição do DEC pode ser conseguida aumentando-se, por exemplo, o número de equipes de reparos nas ruas, a fim de fazer os reparos das redes e realizar o religamento das mesmas em um menor período de tempo. Contudo, a partir dos dados disponíveis para análise, não foi possível confirmar a relação inversamente proporcional entre estas variáveis. Apesar de, em algumas análises, a relação esperada se apresentar, este não é um fato recorrente, como ocorreu com a relação entre FEC e CAPEX, o que torna inconsistente esta afirmação. Uma justificativa plausível seria o fato de o investimento em melhoria da qualidade estar mais relacionado com decisões de gestão do que com investimentos em si. Por exemplo, uma distribuidora pode mudar os procedimentos de reparo das redes, diminuindo o tempo de execução do reparo, sem aumentar os seus custos.

Tentou-se encontrar também a relação entre OPEX e as perdas não técnicas. Pelos mesmos motivos acima citados, não existe relação linear entre essas variáveis. Logo, chega-se a conclusão que mais estudos são precisos a fim de aprofundar a análise da relação entre a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica e os custos das empresas de distribuição.

Como a análise paramétrica entre OPEX e os parâmetros de qualidade não é possível, devido à ausência de relação linear entre estas variáveis, decidiu-se utilizar um método de *benchmarking* não paramétrico, o DEA, já que uma das grandes vantagens desse método é não ser necessário encontrar uma relação funcional entre as variáveis.

A partir das análises feitas pode-se observar a real necessidade de inserção das variáveis de qualidade nas análises de eficiência, pois, ao inserir a qualidade de energia, empresas que antes eram consideradas relativamente eficientes, mesmo sabendo-se que esta eficiência era obtida em detrimento da qualidade, diminuíram a eficiência consideravelmente, e empresas que sempre investiram em qualidade estavam sendo consideradas ineficientes.

Entre as análises de eficiência feitas, a escolha de variáveis considerada mais interessante é a que leva em consideração, além dos custos operacionais, os custos da qualidade e os custos das perdas como insumos. Isto se justifica pelo fato de abranger todos os aspectos de qualidade considerados importantes e quantificar a qualidade do serviço e as perdas monetariamente, o que torna a análise mais palpável, possibilitando um exame minucioso da gestão da empresa.

Entretanto, ainda é preciso refinar o método a fim de retirar algumas inconsistências encontradas, como o caso da CEMIG, a qual é uma empresa com boa qualidade no fornecimento da energia e foi prejudicada por ele.

Para estudos futuros, sugere-se uma análise mais refinada da relação entre a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica e os custos das empresas de distribuição bem como das consequências acarretadas para as concessionárias pela inserção das variáveis de qualidade nas análises de eficiência destas empresas, quando da revisão tarifária periódica.

7- REFERÊNCIAS

- [1] PESSANHA, J. F. M., SOUZA, R. C., LAURENCEL, L. da C. *Um Modelo de Análise Envoltória de Dados para o Estabelecimento de Metas de Continuidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. Pesquisa Operacional, v.27, n.1, p.51-83, 2006.
- [2] *Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) – Módulo 2: Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição – VII.11.11*– Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Brasília, DF, 2011.
- [3] *Nota Técnica nº 265/2010 Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais – Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia – Abertura de Audiência Pública* – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Brasília, DF, 2010.
- [4] *Nota Técnica nº 101/2011 Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais – Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia – Reabertura de Audiência Pública* – Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2011.
- [5] *Metodologia e Critérios para o 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Contribuição à Audiência Pública nº 040/2010*. Elektro Eletricidade e Serviços S.A., Campinas, SP, 2011.
- [6] DE SOUZA, M.V.P. *Uma abordagem Bayesiana para o Cálculo dos Custos Operacionais Eficientes das Distribuidoras de Energia Elétrica*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008.
- [7] GÓMEZ, T., RIVIER, J. *Distribution and Power Quality Regulation under Electricity Competition. A Comparative Study*. Espanha, 2000.
- [8] *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica – V01.01.11*– Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Brasília, DF, 2011.
- [9] OGLIARI, P. J., *Análise de Regressão Linear Simples*. Universidade Federal de Santa Catarina, SC. Disponível em: www.inf.ufsc.br/~ogliari/.../Analise_de_Regressao_linear_simples.ppt acesso em 12/03/2012.
- [10] DOS SANTOS, A. M., *Análise de Regressão*. Universidade Federal do Maranhão, MA. Disponível em: www.pgsc.ufma.br/arquivos/aula1.pdf acesso em 29/05/2012.
- [11] GUJARATI, D. *Econometria básica*. Elsevier Brazil, 2006.

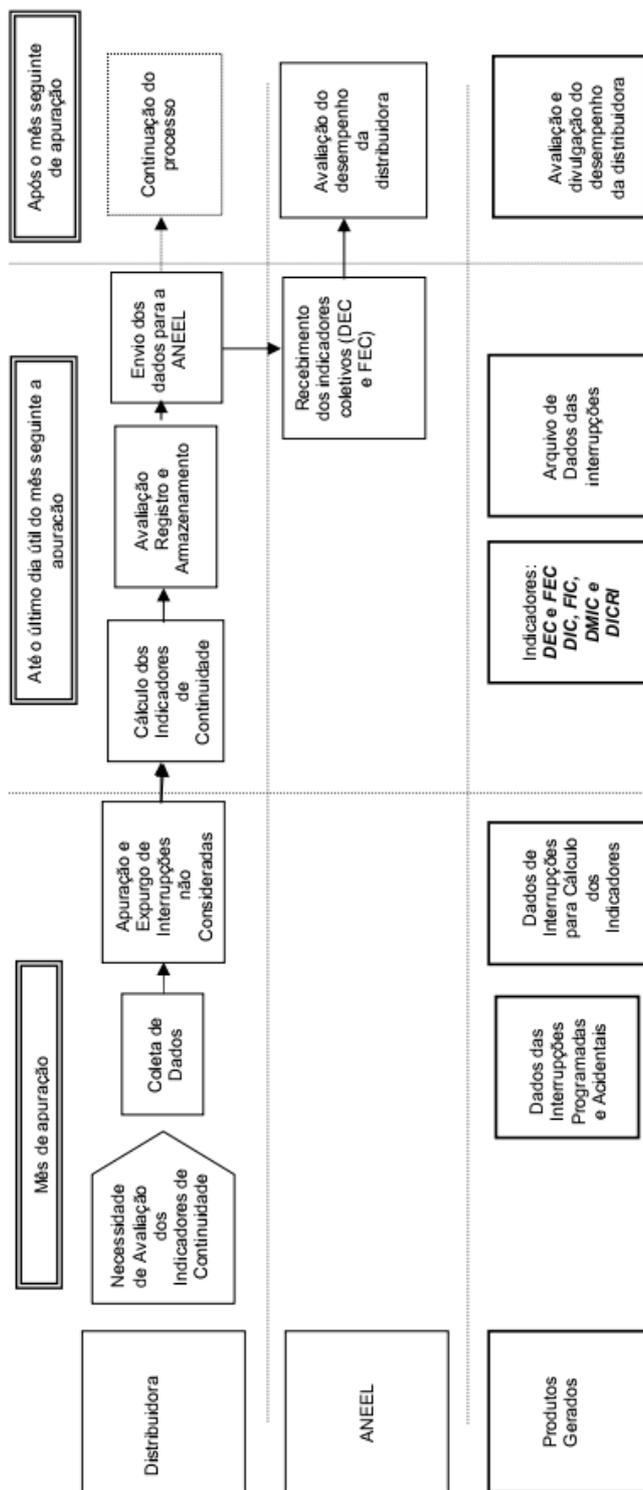
- [12] KASZNAR, I. K., GONÇALVES, B. M. L. *Regressão Múltipla: Uma digressão sobre seus usos*. Institutional Business Consultoria Internacional (IBCI), Rio de Janeiro, RJ.
- [13] OGLIARI, P. J. *Regressão Linear Múltipla*. Universidade Federal de Santa Catarina, SC. Disponível em: www.inf.ufsc.br/~ogliari/arquivos/regressao_linear_multipla.ppt acesso em 20/04/2012.
- [14] YU, W., JASMAB, T., POLLIT, M. *Incorporating the Price of Quality in Efficiency Analysis: the Case of Electricity Distribution Regulation in the UK*. 2007.
- [15] GALVÃO, P. J. L. N. *Análise Envoltória de Dados Aplicada ao Setor Brasileiro de Distribuição de Energia Elétrica*. Faculdade de Economia e Finanças IBMEC, Rio de Janeiro, RJ, 2008.
- [16] 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*. Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, RJ, 2006.
- [17] KOZYREFF FILHO, E., MILIONI, A. Z. *Um método de estimativa de metas DEA*. Revista Produção v. 14 n. 2, 2004.
- [18] ZANINI, A. *Regulação Econômica no Setor Elétrico Brasileiro: Uma metodologia para Definição de Fronteiras de Eficiência e Cálculo do Fator X para Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2004.
- [19] *Informativo Tarifário de Energia Elétrica*. 4ª edição. Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília, 2009.
- [20] SCHEEL, H. *EMS: Efficiency Measurement System – User’s Manual, Version 1.3*, 2000. Disponível em: <http://www.holger-scheel.de/ems/ems.pdf> acesso em 20/04/2012.
- [21] ANDRUSZKIEWICZ, J., ANDRUSZKIEWICZ, W., SLOWINSKI, R. *Operational Expenditure Benchmarking of Regional Units as a Tool for Efficiency Evaluation and Desired Cost Level Estimation*. 18th International Conference on Electricity Distribution. Turin, 2005.
- [22] *Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Contribuições para o Cálculo dos Custos Operacionais*. PSR Soluções e Consultoria em Energia & Mercados de Energia Consultoria, 2011.
- [23] BEGETOFT, P., OTTO, L. *Benchmarking with DEA, SFA, and R*. Springer Science + Business Media, LLC, 2011.
- [24] *Base de dados*. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Brasília, DF, 2011. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2010&attIdFasAud=529&id_area=13&attAnoFasAud=2011, acesso em 02/10/2011.

APÊNDICE A**DIVISÃO DAS EMPRESAS DE ACORDO COM O CONSUMO DE ENERGIA ATUAL (ANEEL, 2011)**

GRUPO A (>1TWh)	GRUPO B (<1TWh)
AES SUL	BOA VISTA
AMAZONAS	BRAGANTINA
AMPLA	CAIUÁ
BANDEIRANTE	CELTINS
CEAL	CFLO
CEB	CHESP
CEEE	COCEL
CELESC	COOPERALIANÇA
CELG	CPEE
CELPA	CSPE
CELPE	DEMEI
CEMAR	DMED
CEMAT	EBO
CEMIG	EDEVP
CEPISA	EFLUL
COELBA	ELETROACRE
COELCE	ELETROCAR
COPEL	EMG
COSERN	ENF
CPFL PAULISTA	HIDROPAN
ELEKTRO	IGUAÇU
ELETROPAULO	JAGUARÍ
ENERSUL	JOAO CESA
EPB	MOCOCA
ESCELSA	MUXFELDT
ESE	NACIONAL
LIGHT	SANTA CRUZ
PIRATININGA	SANTA MARIA
RGE	SULGIPE
	UHENPAL

APÊNDICE B

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE APURAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE [8]



APÊNDICE C

APLICAÇÕES DO DEA AO SETOR ELÉTRICO (FONTES: [2] E [15])

País	Insumos	Produtos	Referência
Alemanha	Mão de obra, rede e carga.	Demanda, consumidores industriais e residenciais, área por consumidor e perdas de eletricidade.	Hirschhausena, Kappeler.
América do Sul	Empregados, capacidade, rede, vendas residenciais e PIB per capita.	Demanda e consumidores.	Estache, Ruzzier
Argentina	Número de empregados, energia total distribuída, composição das classes de consumo e capacidade de transformação.	Número de clientes.	Pardina, Rossi e Ruzzier.
Austrália, Canadá, Dinamarca e Alemanha.	Número de empregados, extensão total de rede, capacidade de transformação.	Número de consumidores, energia residencial distribuída, energia não-residencial distribuída, área de atendimento e demanda máxima.	Pollitt.
Austrália, Suécia e Nova Zelândia	Número de empregados, extensão total de rede e capacidade de transformação.	Número de clientes.	Zhang e Bartels.
Brasil	Número de empregados, extensão total de rede e capacidade de transformação.	Área de concessão, número de unidades consumidoras; energia industrial distribuída e energia não-industrial distribuída.	Resende
Brasil	Consumo residencial per capita	PIB, IPC e IDH.	Meza, Mello e Gomes.
Brasil	Consumo por consumidor, % da classe industrial e carregamento.	DEC e FEC.	Pessanha, Souza e Laurencel.
Brasil	Despesas operacionais e ativo permanente.	Consumidores e demanda.	Senra, e Soares de Mello.

País	Insumos	Produtos	Referência
Diversos países	OPEX.	Consumidores, demanda, carga, rede, área densidade e fator de carga.	Hrovatin, Zoric
Escandinávia	Mão de obra, capital, zona climática e área.	Consumidores e demanda.	Agrell, Bogetoft e Tind.
Espanha	OPEX e CAPEX	Energia Total Distribuída, número de consumidores, potência máxima simultânea, tempo de interrupção equivalente e frequência de interrupção equivalente.	Rodríguez.
Finlândia	Custo operacional e custo de capital;	Energia total distribuída e indicador de continuidade do serviço.	Korhonen e Syrjänen.
Holanda	Custos operacionais controláveis.	Demanda, consumidores, carga e rede de transformadores.	Cherchye. Post
Noruega	Homens-hora, perdas de energia, materiais e capital.	Número de consumidores, total de energia distribuída e índice de distância.	Finn e Sverre.
Reino Unido	Número de empregados, extensão de rede e capacidade de transformação.	Demanda e energia por classe de consumo.	Weyman - Jones
Reino Unido e Japão	CAPEX e OPEX (TOTEX).	Consumidores, demanda, densidade de rede e demanda máxima.	Jamasb, Pollitt
Suécia	Homens-hora disponíveis, comprimento das linhas de alta tensão, comprimento das linhas de baixa tensão e capacidade de transformação.	Energia distribuída em alta tensão, energia distribuída em baixa tensão, número de consumidores atendidos em alta tensão e número de consumidores atendidos em baixa tensão.	Hjalmarsson e Veiderpass
Turquia	Capacidade de transformação, extensão de rede, perdas técnicas, custos gerenciáveis e mão de obra.	Número de consumidores energia distribuída, demanda máxima e área atendida.	Bagdadioglu, Price e Weyman-Jones.