

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA

**AVALIAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA
ESTUDO DA EFICIÊNCIA COMPARATIVA
UTILIZANDO ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS
(DEA)**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

FABRÍCIO EDUARDO JACOB

BRASÍLIA-DF

2016

FABRÍCIO EDUARDO JACOB

**AVALIAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA
ESTUDO DA EFICIÊNCIA COMPARATIVA
UTILIZANDO ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS
(DEA)**

Dissertação apresentada ao Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas e Desenvolvimento, área de concentração em Economia, para a obtenção do título de Mestre.

Prof. Dr. Gabriel Godofredo Fiuza de Bragança

BRASÍLIA-DF

2016

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA

J15a Jacob, Fabrício Eduardo
Avaliação das demonstrações contábeis das distribuidoras de energia elétrica para estudo da eficiência comparativa utilizando análise por envoltória de dados (DEA). – Brasília: IPEA, 2016.
91 f. : il.

Dissertação (mestrado) – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas e Desenvolvimento, área de concentração em Economia, 2016
Orientação: Gabriel Godofredo Fiuza de Bragança
Inclui Bibliografia.

1. Energia Elétrica. 2. Distribuição de Energia. 3. Regulação Econômica. 4. Demonstrações Contábeis. 5. Análise por Envoltória de Dados. I. Bragança, Gabriel Godofredo Fiuza de. II. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. III. Título.

CDD 333.790981

FABRÍCIO EDUARDO JACOB

**AVALIAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA
ESTUDO DA EFICIÊNCIA COMPARATIVA
UTILIZANDO ANÁLISE POR ENVOLTÓRIA DE DADOS
(DEA)**

Dissertação apresentada ao Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas e Desenvolvimento, área de concentração em Economia, para a obtenção do título de Mestre.

Defendida em 06 de abril de 2016

COMISSÃO JULGADORA

Prof. Dr. Wesley Fernando Usida – ANEEL

Prof. Dr. Alexis Maka – IPEA

Prof. Dr. Gabriel Godofredo Fiuza de Bragança

BRASÍLIA-DF

2016

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, comigo desde o primeiro passo da minha jornada; aos amigos, que compreenderam minha ausência; aos professores, pelos ensinamentos; aos colegas de trabalho que tantas vezes forneceram informações e apontaram pontos de melhoria e principalmente à Emília, a esposa revisora, pelo apoio incondicional.

“A maior recompensa para o trabalho do homem não é o que ele ganha com isto, mas o que ele se torna com isto.” – John Ruskin

“À medida que nosso círculo de conhecimento se expande, também crescem os limites da nossa ignorância.” - Stephen Covey

LISTA DE ABREVIATURAS

1CRTP	1º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas
2CRTP	2º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas
3CRTP	3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AFE	Análise de Fronteira Estocástica
AIS	Ativo Imobilizado em Serviço
AISlq	Ativo Imobilizado em Serviço líquido de depreciação e obrigações especiais
BACEN	Banco Central do Brasil
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRR	Base de Remuneração Regulatória
CAPEX	Capital Expenditure
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CRC	Conta de Resultados a Compensar
COLS	Corrected Ordinary Least Square
DEA	Data Envelopment Analysis
DGC	Desempenho Global de Continuidade
DL	Dívida Líquida
DMU	Decision Making Unit
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora -
EBIT	Earns Before Interest, Tax
EBITr	Earns Before Interest, Tax (regulatório)
EBITDA	Earns Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization
EBITDAr	Earns Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization (regulatório)
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção
GESEL	Grupo de Estudos do Setor Elétrico
IASC	Índice Aneel de Satisfação do Consumidor
MCSE	Manual de Contabilidade do Setor Elétrico
MQC	Mínimos Quadrados Corrigidos
PMSO	Pessoal, Material, Serviços de terceiros e Outros
PMSOr	Pessoal, Material, Serviços de terceiros e Outros (regulatório)
PND	Programa Nacional de Desestatização
PDD	Provisão para Devedores Duvidosos
ROL	Receita Operacional Líquida
RGG	Reserva Global de Garantia
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação de Remuneração
SEAE	Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SFA	Stochastic Frontier Analysis
VPA	Valor da Parcela A
VPB	Valor da Parcela B
WACC	Weighted Average Cost Of Capital-

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Margem EBITDA/ROL (%) de 61 distribuidoras de energia no ano de 2014	23
Figura 3.2: Comparação das diferentes metodologias de definição de fronteira eficiente	32
Figura 3.2: Gráfico da Função Produção.....	36
Figura 3.3: Comparação entre as fronteiras dos modelos BCC e CCR.....	40

LISTA DE QUADROS

Quadro 3-1: Métodos de Benchmarking com suas vantagens e desvantagens.....	31
Quadro 3-2: Caminhos utilizados para superar as desvantagens da DEA.....	33
Quadro 3-3: Inputs e outputs de trabalhos que utilizam DEA no setor financeiro.....	42
Quadro 3-4: Exemplos de trabalhos que aplicam DEA ao Setor Elétrico Brasileiro.....	43
Quadro 4-1: Variáveis utilizadas no trabalho e suas abreviações.....	47
Quadro 4-2: Testes realizados e suas características.....	51
Quadro 5-1: Empresas mais eficientes nos testes.....	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 5-1: Resultado do teste de Eficiência Operacional quanto ao porte da empresa	52
Tabela 5-2: Resultado do teste de Eficiência Operacional quanto ao perfil da empresa	53
Tabela 5-3: Resultado do teste de Eficiência Operacional quanto ao controlador	54
Tabela 5-4: Resultado do teste de Eficiência Operacional e Qualidade: porte da empresa	55
Tabela 5-5: Resultado do teste de Eficiência Operacional e Qualidade: perfil da empresa	55
Tabela 5-6: Valores médios do índice DGC para empresas públicas e privadas	56
Tabela 5-7: Resultado do teste de Eficiência Operacional e Qualidade quanto ao controlador.....	56
Tabela 5-8: Resultado do teste de Rentabilidade Oper. vs Regulatória: porte da empresa	57
Tabela 5-9: Abertura dos resultados EBIT/EBITr para média do período de 2011 a 2014	58
Tabela 5-10: Resultado do teste de Rentabilidade Oper. x Reg. quanto ao perfil da empresa ..	58
Tabela 5-11: Resultado do teste de Rentabilidade Oper. x Reg. quanto ao controlador	59
Tabela 5-12: Resultado do teste de Eficiência Financeira quanto ao porte da empresa	60
Tabela 5-13: Resultado do teste de Eficiência Financeira quanto ao porte da empresa	60
Tabela 5-14: Resultado do teste de Eficiência Financeira quanto ao controlador	61
Tabela 5-15: Resultado do teste de Rentabilidade do investimento: porte da empresa.....	62
Tabela 5-16: Resultado do teste de Rentabilidade do investimento: porte da empresa.....	62
Tabela 5-17: Resultado do teste de Rentabilidade do investimento: Grupo controlador.....	63
Tabela 5-18: Resultado do teste Geração de Caixa sobre Dívida: Grupo controlador 2011-14 ..	64
Tabela 5-19: Correlação entre os resultados dos testes	65
Tabela 5-20: Resumo da eficiência média do setor ano a ano por DEA e por indicadores	66

RESUMO

O setor de distribuição de energia elétrica é fundamental na economia de qualquer país desenvolvido. No Brasil, é um setor que sofre forte regulação estatal e assim se faz necessário o seu devido monitoramento, englobando também o aspecto econômico financeiro. A principal fonte de informação utilizada para este tipo de monitoramento são as demonstrações contábeis das empresas. Embora a análise de balanços seja uma área consolidada, com disciplinas em cursos de graduação e pós-graduação, a agregação de novas técnicas de avaliação e monitoramento das empresas pode dar agilidade ao processo, inclusive contribuindo para as tomadas de decisão nas políticas do setor. Assim, o presente estudo apresenta uma contribuição ao monitoramento econômico financeiro das distribuidoras de energia elétrica. Os dados regulatórios e as informações contábeis de sessenta e uma das sessenta e três distribuidoras brasileiras de energia elétrica de 2011 a 2014 são utilizados na proposição de uma metodologia de aplicação da técnica conhecida por Análise Envoltória de Dados ou *Data Envelopment Analysis* (DEA) ao processo de avaliação do equilíbrio econômico financeiro destas empresas reguladas. A metodologia é utilizada para analisar o atual estágio dessas concessões, através de indicadores relacionados à eficiência operacional, financeira, de qualidade e de rentabilidade. A metodologia se mostrou viável e de rápida aplicação, seus resultados sendo complementares a outras análises. Os resultados mostraram grande diferença entre as empresas. Enquanto Elektro, Coelba, Muxenergia e CPFL Paulista são referências para as demais empresas na maioria dos indicadores, a maior parte das distribuidoras apresentou um desempenho muito aquém, quando comparadas. Verificou-se ainda que a escala de operação não é fator preponderante sobre o desempenho das empresas e o resultado crítico das empresas estaduais e do grupo Eletrobras em relação a qualquer outra empresa ou grupos.

Recomendamos assim o uso das técnicas utilizadas neste trabalho como um complemento às já utilizadas e a busca de Políticas Públicas que trabalhem para aumentar a eficiência do setor, em especial das estatais.

Palavras-Chave: DEA, Distribuição de energia elétrica, monitoramento econômico-financeiro.

ABSTRACT

The electricity distribution sector is fundamental in the economy of any developed country. In Brazil, it is a sector suffering from strong state regulation, making its due monitoring necessary, including the financial aspect. The main source of information used for this sort of monitoring are the companies' accountancy demonstrations. Although the analysis of balance sheets is a consolidated area, with new undergraduate and graduate courses, new assessment techniques, as well as new monitoring techniques, are now added so as to make such processes more time-efficient, hence contributing to decision-making policies within the sector. Thus, this study presents a contribution for the financial economical monitoring of electricity distribution companies. The regulating data and accountancy information of sixty-one out of sixty-three Brazilian companies from 2011 to 2014 were used in the proposition for a methodology applying the technique known as Data Envelopment Analysis (DEA) to the assessment process of the financial balance of these regulating companies. The methodology was used to analyze the current state of these concessions using indicators concerning the financial operational efficiency, quality and profitability. The methodology was proved viable and quick to apply, its results complementing other analyses. Large differences were found among different companies. While Elektro, Coelba, Muxenergia and CPFL Paulista are references for other companies in most indicators, the majority presented much poorer performances when compared. The operation scale was not a preponderant factor on the performance and the critical results for state companies and Eletrobras comparing to any other company or group.

Thus, we recommend the use of the techniques here described as a complement to the ones currently in use, and Public Policies to seek to improve the efficiency of the sector, especially in state companies.

Keywords: DEA; Electricity Distribution; Financial-Economical Monitoring.

Sumário

1.	Apresentação.....	15
1.1	Introdução.....	15
2.	Histórico e importância regulatória.....	16
2.1	A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.....	16
2.2	O sistema de remuneração das distribuidoras de energia.....	19
2.3	O equilíbrio econômico financeiro das empresas.....	22
2.4	Da assimetria de informação e liberdade de gestão.....	24
2.5	O monitoramento econômico financeiro das empresas pela ANEEL.....	25
2.6	A comparação entre empresas.....	27
2.7	A Contabilidade Regulatória versus Societária.....	27
2.8	Objetivos do trabalho.....	28
3.	Metodologia.....	30
3.1	Métodos de Fronteira Eficiente.....	30
3.2	Escolha do método.....	32
3.3	O Data Envelopment Analysis - DEA.....	33
3.4	A matemática do DEA.....	34
3.5	A fronteira de eficiência.....	40
3.6	Aplicações do DEA no Setor Financeiro.....	41
3.7	Aplicações do DEA no Setor Elétrico Brasileiro.....	42
4.	Base de dados e execução do trabalho.....	44
4.1	Período analisado.....	44
4.2	Escolha das empresas.....	44
4.3	Ferramenta de pesquisa.....	45
4.4	Construção do Modelo.....	45
4.5	Escolhas das variáveis.....	46
4.6	Testes realizados.....	47
5.	Resultados.....	52
6.	Considerações finais.....	67
	Referencias.....	70

Anexos.....	74
-------------	----

1. APRESENTAÇÃO

1.1 Introdução

No Brasil, o setor de distribuição de energia elétrica é tratado pelo poder concedente como monopólio natural e objeto de forte regulação estatal. Esta regulação determina, dentre outros, o preço da tarifa e os padrões de qualidade do serviço, cabendo às concessionárias atender às demandas da sociedade com eficiência e segurança. Destarte, cabe ao regulador o monitoramento das atividades das empresas e ao poder concedente a intervenção quando necessária, de acordo com as normativas regulatórias.

No monitoramento econômico financeiro efetuado pelo regulador, as demonstrações contábeis divulgadas pelas empresas são o principal fator de estudo, seus indicadores contábeis de balanço sendo utilizados na interpretação dos fenômenos econômicos e financeiros das entidades. Embora capazes de fornecer uma gama valiosa de informações, análises mais aprofundadas das demonstrações contábeis necessitam de muito tempo e conhecimento do analista. Além disso, tais informações nem sempre possibilitam investigações comparativas entre as empresas, técnica cada vez mais empregada pelos órgãos reguladores.

Assim, este trabalho inicialmente apresenta um histórico da regulação financeira do setor de distribuição de energia elétrica dos primórdios até os dias de hoje, com seus avanços e problemas atuais. Em seguida, procura investigar a possibilidade de uso de modelos estruturados de análise, desenvolvidos pela aplicação de técnicas matemáticas. Para tanto, decidiu-se pela Análise por Envoltória de Dados ou *Data Envelopment Analysis* (DEA), uma técnica nascida das áreas de matemática, engenharia de produção e pesquisa operacional.

As informações contábeis provenientes dos balanços contábeis das distribuidoras de energia elétrica serão tratadas com esta técnica, com o objetivo de analisar a eficiência destas empresas em várias dimensões e na proposição de uma metodologia capaz de rapidamente indicar ao analista financeiro as empresas ineficientes, fornecendo a este um norte para análises mais aprofundadas, que requerem mais dedicação e conhecimento. A estrutura da dissertação é a seguinte:

- Como já exposto, no Capítulo 1 é apresentado o problema a ser estudado.
- No Capítulo 2, é apresentado o histórico da regulação financeira do setor, suas questões conceituais e operacionais, as tendências, o papel da ANEEL e os objetivos do trabalho.
- O Capítulo 3 descreve o conceito matemático do DEA, suas bases conceituais, características, limitações e aplicações.
- O Capítulo 4 apresenta a base de dados e o modelo estruturado da metodologia proposta, com a aplicação de Análise DEA na análise de balanços.
- O Capítulo 5 apresenta os resultados encontrados.
- Por fim, apresenta-se no Capítulo 6 as conclusões dos estudos e as contribuições advindas deste trabalho.

2. HISTÓRICO E IMPORTÂNCIA REGULATÓRIA

Este capítulo apresenta o nascimento e a evolução da regulação do setor elétrico no Brasil até chegar ao atual sistema de remuneração das distribuidoras de energia. Em seguida, apresenta o monitoramento econômico financeiro exercido pela ANEEL e relata casos onde houve necessidade de intervenção regulatória. Por fim, trata do equilíbrio econômico financeiro das empresas e as decisões mais recentes quanto à regulação tarifária das concessionárias de distribuição.

2.1 A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

Embora o início da energia elétrica no Brasil remonte ao Séc. XIX, podemos dizer que a efetiva regulação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) começou em 1934, com a publicação do Decreto nº 24.643 - o Código de Águas. Instituído pelo Ministério da Agricultura da época, o documento que regulamentava a pesca, navegação e afins abordou a indústria da energia elétrica no Livro III Forças Hidráulicas – Regulamentação da Indústria Hidrelétrica. Além de regular a concessão dos aproveitamentos hidrelétricos, estabeleceu os critérios para as revisões tarifárias, que passariam a ser “Serviço pelo Custo” em que a empresa de energia elétrica teria uma tarifa que deveria garantir a cobertura das despesas de operação e manutenção, a depreciação e a reversão dos ativos, acrescido de um lucro limitado e assegurado (GASTALDO, 2009, p. 37).

Para aperfeiçoar a ideia de equilíbrio, em 1971 é publicada a Lei nº 5.655, que já em seu artigo 1º dizia:

“Art. 1º. A remuneração legal do investimento, a ser computada no custo do serviço dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, será de 10% (dez por cento) a 12% (doze por cento), a critério do poder concedente.

§ 1º A diferença entre a remuneração resultante da aplicação do valor percentual aprovado pelo Poder Concedente e a efetivamente verificada no resultado do exercício será registrada na Conta de Resultados a Compensar, do concessionário, para fins de compensação dos excessos e insuficiências de remuneração.

§ 2º As importâncias correspondentes aos saldos credores da Conta de Resultados a Compensar serão depositados pelo concessionário, a débito do Fundo de Compensação de Resultados, até 30 de abril de cada exercício, em conta vinculada no Banco do Brasil S.A., na sede da empresa, que só poderá ser movimentada, para a sua finalidade, a juízo do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.”

Três anos depois, o Decreto-Lei nº 1.383/1974 estabelecia a Reserva Global de Garantia – RGG (posteriormente renomeada para Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR), que proveria os recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das empresas. Esse encargo, computado no custo do serviço, portanto cobrado na tarifa do consumidor, era repassado à ELETROBRAS (GANIN, 2009, p. 42). Na prática, a RGG/RENCOR recebia recursos das empresas que obtinham remuneração superior a 12% ao ano e os repassava às que ficavam abaixo de 10%. As empresas que, após o recebimento do fundo, ainda continuavam com remuneração abaixo dos 10% ao ano, registravam a insuficiência na Conta de Resultados a Compensar (CRC), para compensação futura, gerando um passivo (BRITO, 2009, p. 24). O objetivo era garantir uma tarifa de energia idêntica, para a mesma classe de consumo, em todo o país. Era a aplicação do princípio da Equalização Tarifária, que sinalizava às empresas a garantia de remuneração, independente da eficiência operacional e de gestão desses agentes.

Assim, o Brasil tinha o setor elétrico predominantemente estatal e com um sistema de remuneração garantida. Garantir a remuneração para empresas de gestão estatal, naturalmente ineficientes e burocráticas para um setor tão fundamental foi a combinação explosiva cujos choques do Petróleo foram a faísca. Como afirmado por (PINTO, 2008, p. 7), para tentar conter uma inflação latente, o governo brasileiro optou por uma combinação que se mostrou crítica para

o SEB: (a) o controle das tarifas de energia, muitas vezes abaixo de seus custos, e (b) o uso de uma série de empresas ligadas à infraestrutura energética para alavancar empréstimos em moedas fortes, numa tentativa de recompor as reservas brasileiras e manter a pauta de importações de petróleo.

Dessa forma, o Setor elétrico chegou à última década do século XX apresentando uma inadimplência generalizada, sobrecarregado de dívidas financeiras e passivos cruzados setoriais acumulados nos balanços das empresas que vinham desde meados dos anos 1970. Em 1993, o indicador Dívida Líquida/Ebitda¹ das distribuidoras listadas na bolsa chegava a 25x, enquanto o recomendado é 2,5x (ESPOSITO, 2012, p. 202). Em outras palavras, seriam necessários em média vinte e cinco anos para as distribuidoras pagarem suas dívidas. Diante desse quadro, ficou claro que mudanças se faziam imprescindíveis.

O primeiro passo na direção da reforma foi dado com a promulgação da Constituição Federal de 1988, que possibilitou o fim dos monopólios para prestação de serviços públicos, abrindo caminho para o futuro processo de privatização do setor. Entretanto, os dispositivos constitucionais que versavam sobre o SEB dependiam de regulamentação por meio de Lei, o que só começaria a ocorrer a partir de meados da década de 1990 (BRITO, 2009, p. 26).

Em 1993, foi emitida a Lei nº 8.631/1993 (nova redação dada pela Lei nº 8.724 de 28 de outubro de 1993). Esta lei, além de promover um grande encontro de contas entre débitos e créditos, dívidas e passivos, entre eles a CRC e a RENCOR, fixou tarifas diferenciadas para as empresas, extinguindo a equalização tarifária e o regime de remuneração garantida. Neste período também começou o Programa Nacional de Desestatização (PND), cuja condição prévia foi a desverticalização da cadeia produtiva, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, caracterizadas desde então como áreas de negócio independentes.

Este programa abriu caminhos para que uma série de alterações comesçassem a acontecer no SEB. Essas mudanças possibilitariam a redução do endividamento das estatais que atuavam na área de energia, e alterariam a forma de atuação do Governo: de Estado empreendedor para Estado regulador/fiscalizador (PINTO, 2008, p. 8). Neste arranjo, o estado direciona e fomenta o crescimento econômico via políticas públicas e regulação do setor, sem

¹ EBITDA: *Earns Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization* = Resultado antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização = Geração Operacional Bruta de Caixa = Volume de recursos gerados pela atividade fim.

postar-se como executor. Neste espírito, seria criada a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL pela Lei 9.427/1996, cabendo à recém-criada autarquia a regularização das concessões do serviço público de energia elétrica, mediante a assinatura dos contratos de concessão.

Com a segregação das atividades do setor e o advento da Lei nº 8.987/1995, as tarifas da geração e da transmissão deixaram de ser calculadas com base no custo do serviço prestado, passando a serem fixadas pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservadas pelas regras do edital e do próprio contrato de concessão (GANIN, 2009, p. 162). Mas eram necessários mecanismos de incentivo à eficiência e à competição também para o setor de distribuição, que também deixaria de ter como base o custo do serviço. Estes mecanismos estariam presentes nos novos contratos de concessão.

2.2 O sistema de remuneração das distribuidoras de energia

Atualmente o serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil é constituído por 63 concessionárias (além de 38 permissionárias de distribuição atuantes principalmente no meio rural, que não serão objeto desse estudo). Os novos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica assinados entre o poder concedente e as empresas prestadoras do serviço dispõe, em uma de suas subcláusulas:

“A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis tarifários observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas (...).”

O conceito de modicidade das tarifas, ou modicidade tarifária, na regulação pode ser definido como sendo a menor tarifa possível que assegure a saúde econômico financeira das empresas, para que estas possam cobrir seus custos e ainda remunerar de forma justa o capital prudentemente investido, mantendo a continuidade do serviço prestado com a qualidade desejada. Norteadas por esse conceito, a ANEEL tem desde então conduzido suas atividades de regulação econômica, incluindo os processos tarifários.

O início da aplicação da nova metodologia de tarifas se deu com a revisão tarifária da Escelsa – Espírito Santo Centrais Elétricas S/A em 1998; as demais distribuidoras tiveram suas revisões no chamado 1º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 1CRTP, que foi de 2003 a 2006. Terminado o primeiro Ciclo, a ANEEL refinou suas regras por meio de Audiências Públicas e atualização do regulamento, iniciando em seguida o 2º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 2CRTP, que durou de 2007 a 2010. O mesmo aconteceu para o 3º ciclo, terminado em 2013. A Resolução Normativa nº 640, de 16 de dezembro de 2014, aprovou a atual metodologia do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 4CRTP através do Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e seus submódulos.

A receita auferida pelas concessionárias de distribuição via tarifa de energia elétrica é dividida em duas parcelas. A Parcela A (VPA) refere-se a custos não-gerenciáveis pelas concessionárias, ou seja, custos que a empresa não possui poder de decisão ou negociação sobre eles (compra de energia, encargos setoriais e subsídios). A Parcela B (VPB) engloba os custos gerenciáveis pela distribuidora (basicamente custos operacionais como manutenção e administração)² mais a amortização dos investimentos realizados (cota de depreciação) e também a remuneração.

Dentro da Parcela B, a remuneração dos investimentos é dada pelo WACC aplicado aos investimentos da base de remuneração e os custos de operação e manutenção são definidos pelo regime de preço máximo (*price cap*), que busca reproduzir efeitos similares aos de pressão da concorrência sobre a empresa. Neste sistema, o crescimento do preço das tarifas é limitado pela medida da inflação (IGP-M) subtraída de uma medida da mudança da produtividade da empresa (Fator X). Este crescimento é repassado ao consumidor na Revisão Tarifária, replicando assim um mercado competitivo, onde os preços refletem os custos de produção, ou seja, estes sobem quando os custos de todo o mercado sobem e caem quando a produtividade da empresa aumenta. Esse regime foi escolhido pelo fato da atividade de distribuição ser considerada Monopólio Natural. Segundo FIGUEIREDO (2010, p. 92), o direito econômico define este conceito como:

“Monopólio natural é aquele decorrente da impossibilidade física da mesma atividade econômica ser realizada por mais de um agente, uma vez que a maximização de resultados e a plena eficiência alocativa de recursos somente são alcançadas quando a

² Também conhecido por Operational Expenditure - OPEX

exploração se dá em regime de exclusividade. Isso porque determinadas atividades envolvem custos de investimento tão altos que não há como se estabelecer competição nas mesmas.”

Para a definição da taxa de retorno, ou seja, a remuneração dos investimentos, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), expresso pela seguinte fórmula³:

$$\tau_{WACC} = \frac{1 + \left(\frac{P}{V}\right)\tau_p + \left(\frac{D}{V}\right)\tau_d(1-T)}{1 + \pi} + 1 \quad (1)$$

Onde:

r_{WACC} : Custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

r_p = custo do capital próprio nominal;

r_d : custo da dívida nominal;

P: Capital próprio;

D: capital de terceiros ou dívida;

V: soma do capital próprio e de terceiros;

T: alíquota tributária maginal efetiva; e

π : inflação média dos EUA.

Estes parâmetros aqui elencados são utilizados para cálculo do WACC regulatório definido pela ANEEL e reavaliados a cada ciclo de Revisão Tarifária. Para as revisões do Terceiro Ciclo, que engloba praticamente todo o período a ser analisado o WACC foi de 10,13% a.a. (bruto) e 7,5% a.a. (líquido de impostos). Para as revisões do quarto ciclo, os percentuais aprovados são 12,26% a.a. e 8,09 a.a., respectivamente.

Em relação aos custos operacionais, até 2010 a ANEEL trabalhou com um modelo normativo chamado de Empresa de Referência. Neste modelo, a Agência simulava uma empresa com todas as suas atividades e custos relacionados, como organograma, número de profissionais em cada setor, custos prediais, de veículos e afins. Esta modelagem era adaptada as especificidades de cada empresa, que recebia na tarifa o valor estimado para cobertura destes custos. A partir do Terceiro Ciclo (2011), a ANEEL abandonou este modelo⁴, substituindo-o por

³ Submódulo 2.4 Custo de Capital do Proret – Procedimentos de Regulação Tarifária

⁴ Nota Técnica nº 407/2014-SRE/ANEEL de 04/12/2014

um método comparativo, onde os custos operacionais de cada empresa são estimados a partir de uma função de custo com dados de outras empresas similares. Tanto no primeiro sistema como no segundo, a empresa teria incentivo máximo à eficiência, pois toda a economia acima deste valor regulatório seria convertida em lucro e qualquer valor abaixo teria que ser absorvido pela empresa como prejuízo. A mudança de modelo diminuiu o problema da assimetria de informação entre regulador e regulado e criou um ambiente de competição indireta entre as empresas, pela comparação na definição do ótimo regulatório.

Este modelo permanece para o quarto ciclo⁵, e mesmo que a ANEEL tenha colocado limite do prêmio de eficiência para limitar ganhos excessivos para as empresas muito mais eficientes que a média, ainda permanece o fato que caso muitas empresas não sejam capazes de responder a este estímulo de busca de eficiência da forma adequada, o valor médio dos custos operacionais se eleva, provocando um aumento de tarifa em todas as empresas.

2.3 O equilíbrio econômico financeiro das empresas

Durante mais de 10 anos e centenas de processos com constante e transparente aprimoramento, a ANEEL buscou levar em consideração todas as particularidades das empresas, especialmente aquelas características que possam impactar nos seus custos de operação. Aspectos como porte, topologia, custo da mão de obra local e complexidade sócio econômica da região são alguns dos parâmetros debatidos a exaustão entre regulador e regulados e utilizados no cálculo das tarifas de cada concessionária. Hoje é possível afirmar que a ANEEL alcançou um significativo nível de maturidade metodológica e institucional, sempre com a participação das empresas reguladas e de toda a sociedade.

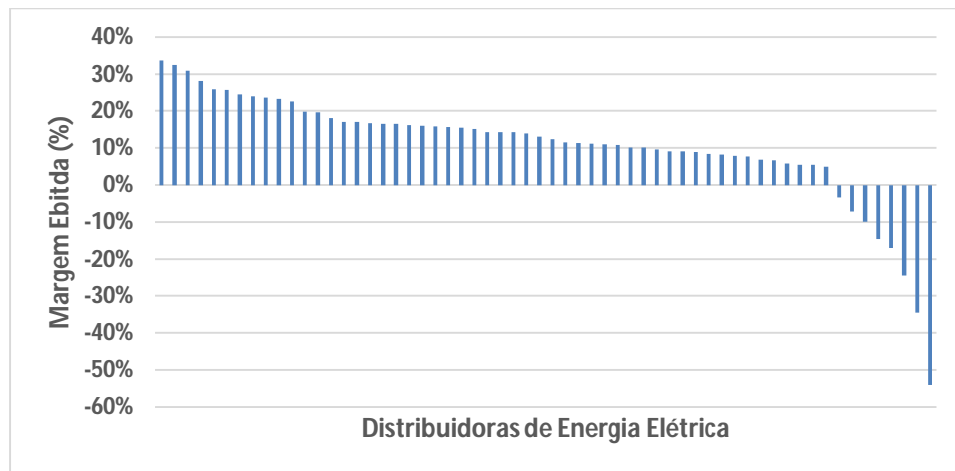
Desse modo, seria de se esperar que não somente a ANEEL teria absorvido em seus processos as especificidades das empresas como as empresas teriam adaptado seus processos para se tornarem mais lucrativas, dentro do regramento remuneratório. Por essa lógica, hoje a maioria das concessionárias de distribuição teria níveis de custos gerenciáveis e perdas compatíveis com os parâmetros definidos na sua Revisão Tarifária, com um resultado da atividade que remuneraria o capital investido em um nível próximo dos parâmetros regulatórios.

⁵ Nota Técnica no 66/2015-SRM/SGT/ANEEL de 22/4/2015

Um estudo de ROCHA, BRAGANÇA E CAMACHO (2006, p. 1) demonstra que “...a remuneração do capital nesse segmento no Brasil foi sistematicamente negativa até 2003. Somente em 2005 o setor inicia processo de recuperação, apresentando rentabilidade parcialmente consistente ao custo de capital estimado. ” Já COSTA (2013, p. 17) mostra que “houve uma queda dos custos operacionais por consumo no Brasil no período 2001-2011 e uma relativa estabilidade dos custos por consumidor”, mas destaca a grande diferença no resultado das empresas privadas em relação às públicas.

Assim, vemos que, embora tenha havido uma visível evolução, as empresas não responderam da mesma forma aos incentivos. Podemos verificar a situação atual através de uma rápida análise seus dos balanços. A Figura 1.1 apresenta a margem EBITDA/ROL⁶ de sessenta e uma concessionárias de distribuição de energia elétrica, relativa ao ano de 2014.

Figura 1: Margem EBITDA/ROL (%) de 61 distribuidoras de energia no ano de 2014



Fonte: Elaborado pelo autor, dados ANEEL

A margem sobre a ROL das empresas apresentou tanto média quanto mediana de 15%, valores dentro do esperado. Todavia, o que mais chama a atenção é a grande dispersão das empresas analisadas, os dados apresentando uma amplitude que vai de -27% até 63%, com um Desvio Padrão de 12% e uma variância de 1,4%.

⁶ EBITDA: *Earns Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization* = Resultado antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização = Geração Operacional Bruta de Caixa
 ROL: Receita Operacional Líquida

Destarte, apesar do novo modelo ter contribuído para a melhoria da eficiência operacional média do setor de distribuição, há resultados bastante divergentes no grau de eficiência das empresas. Esta divergência vai muito além da saúde financeira, passando pelos aspectos de qualidade do serviço, exigências regulatórias, etc.

2.4 Da assimetria de informação e liberdade de gestão

Segundo IORIO (2011, p. 76), o mercado é “*um processo de permanentes descobertas, de tentativas e erros, o qual, ao amortecer as incertezas, tende sistematicamente a coordenar os planos formulados pelos agentes econômicos*”. No seu trabalho, que fala da abordagem do conhecimento pela Escola Austríaca de Economia, ele afirma:

“Mises⁷ referia-se ao conhecimento científico como o conhecimento do comportamento de toda uma classe de eventos, e ao conhecimento prático como sendo aquele de eventos únicos; Hayek⁸ referia-se ao primeiro como conhecimento centralizado e ao segundo como conhecimento disperso. ”

Por mais que o regulador busque o conhecimento da atividade regulada, este será apenas o conhecimento científico (centralizado), nunca alcançando o enorme volume de informação prática (dispersa) que se encontra distribuída por todos os agentes do mercado. Essa incapacidade deve-se não apenas ao volume da informação e aos limites da capacidade de compreensão, mas sobretudo ao caráter dinâmico do conhecimento, que vai sendo descoberto e criado passo a passo, por todo o mercado. É esse processo dinâmico de construção da informação relativa aos benefícios e aos custos de cada ação que guia a tomada de decisão dos agentes, que naturalmente buscam a maximização da relação custo/benefício.

Depreende-se assim o fato que não há como o regulador avaliar a qualidade de cada decisão tomada pelo regulado, restando então avaliar apenas seu desempenho. Dessa forma, dentro dos limites regulatórios as concessionárias possuem liberdade de gestão das suas atividades, pautando as decisões no seu conhecimento prático, ao mesmo tempo sendo

7 Ludwig Heinrich Edler von Mises – Economista e Filósofo do Sec. XX, defensor da liberdade econômica.

8 Frederich August von Hayek - Economista e professor da London School of Economics. Realizou valorosas contribuições para a Psicologia, a teoria do Direito, a Economia e a Política.

responsável pelas consequências destas decisões. Cabe assim ao regulador apenas intervir nas situações previstas em lei.

Tal é este o espírito atual da regulação que o Decreto nº 8.461, 2 de junho de 2015 que trata da regulamentação da prorrogação das concessões de energia, apresenta como termo aditivo ao contrato para a prorrogação o atendimento a condicionantes de eficiência por parte das distribuidoras. A eficiência é tratada nas dimensões de qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira. Os descumprimentos dos limites podem resultar em caducidade da concessão, ou também em limitações à distribuição de resultados financeiros aos acionistas.

2.5 O monitoramento econômico financeiro das empresas pela ANEEL

Conforme a Lei nº 9.427/1996 e o Decreto nº 2.335/1997, cabe à ANEEL o papel de acompanhar o desempenho do serviço prestado. Tal fato fica claro pelo art. 4º do Decreto, o qual designa à agência “*fiscalizar a prestação dos serviços e instalações de energia elétrica e aplicar as penalidades regulamentares e contratuais*”. Não obstante a legislação não especificar claramente a fiscalização de acompanhamento econômico financeiro, uma empresa em equilíbrio financeiro pode apresentar indicadores de qualidade bons ou ruins, mas dificilmente uma empresa desequilibrada será capaz de atender tais parâmetros regulatórios.

Na sua atividade de monitoramento econômico financeiro, a ANEEL tem produzido uma série de estudos específicos relativos à situação econômico financeira das concessionárias, especialmente distribuidoras. Esses relatórios, internos, são utilizados para subsidiar diversas decisões da Agência, como a declaração de intervenção em concessionárias de distribuição, a análise dos pedidos de anuência prévia para oferecimento de recebíveis em garantia, a exigência regulatória de apresentação de relatórios periódicos em casos de transferência de controle societário de distribuidoras e a emissão de ofícios demandando providências de distribuidoras em situação financeira desfavorável.

Mesmo a retomada da concessão por caducidade é instrumento constante da Lei nº 8.987/1995, que prevê a possibilidade de declaração de caducidade, entre outros, quando “*a concessionária perder as condições econômicas, técnicas ou operacionais para manter a adequada prestação do serviço concedido*”. Elencamos abaixo alguns casos, extraídos de CALDEIRA (2013), onde a intervenção ocorreu:

2002 - CEMAR: apenas dois anos após a privatização da empresa, a ANEEL detectou deterioração na capacidade econômico-financeira da Companhia Energética do Maranhão por motivos exclusivos de gestão. A Agência determinou a apresentação de um plano de recuperação da empresa, recebendo do acionista controlador apenas a resposta que não faria mais investimentos na concessão. A intervenção vigorou até início de 2004, com a assunção de novos acionistas.⁹

2007 - CEA: a ANEEL propôs a caducidade ao poder concedente (Ministério de Minas e Energia – MME) da Companhia de Eletricidade do Amapá, em 2007, após processo específico que comprovou a prestação do serviço de forma inadequada e deficiente por parte da empresa.¹⁰

2012 – Grupo Rede: A CELPA acumulava péssimos indicadores de qualidade, extremo endividamento e inadimplência setorial, que culminaram em pedido de recuperação judicial. A dificuldade financeira da empresa parecia se espalhar para as outras distribuidoras do grupo quando atrasaram pagamentos de encargos setoriais e se constatou a dificuldade destas na obtenção de crédito junto ao mercado financeiro. A ANEEL decidiu então decretar a intervenção em todas distribuidoras do grupo alegando a iminência de “contágio sistêmico do Grupo Rede (Celtins, Cemat, Enersul, Nacional, Caiuá, Vale Paranapanema, Bragantina e CFLO).”¹¹ As intervenções foram seguidas por transferência de controle.

As informações do monitoramento são utilizadas não apenas para a tomada de decisões quando se apresenta uma situação específica (demandar providências de distribuidoras em desequilíbrio ou analisar solicitação de anuência de alguma empresa) como para monitoramento das concessões. Este segundo uso oferece à ANEEL a possibilidade de atuar preventivamente no alarme de desempenhos aquém do esperado e justificar uma eventual intervenção, se necessária. Todavia, é necessária a devida padronização e uniformização dos critérios, e assim a agência aprovou como atividade da Agenda Regulatória para o ciclo 2015 – 2016, no seu Item 8: “*Definir parâmetros regulatórios de sustentabilidade econômica e financeira para fins de fiscalização do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica.*”

9 Resol. ANEEL n° 439, de 21/08/2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002439.pdf>

10 Despacho ANEEL n° 2.466, de 07 de agosto de 2007. Processo n° 48500.006535/2000-35

11 Nota Técnica n° 01/2013-ASD-SRC-SRD-SRE-SFF/ANEEL, de 12 de novembro de 2013.

2.6 A comparação entre empresas

Observa-se, do exposto, a necessidade de definir parâmetros claros para os indicadores utilizados no monitoramento. Em outras palavras, um critério que defina se o indicador de determinada empresa exprime uma situação boa ou ruim. Embora seja fácil identificar valores extremos, que podem levar até a uma intervenção, quando se fala em monitoramento constante existe toda uma escala que pode ser separada por diferentes faixas como “Bom”, “Preocupante”, “Ruim” ou “Crítico”.

A ANEEL tem cada vez mais usado metodologias baseadas em comparação entre empresas (*Benchmarking* ou *Yardstick Competition*¹²). Além da citada migração da metodologia de custos operacionais de Empresa de Referência para eficiência comparativa em 2011, desde o ano 2000 a agência divulga o Ranking de qualidade do serviço de energia elétrica¹³ e o Índice Aneel de Satisfação do Consumidor – IASC¹⁴. A divulgação desses rankings tem como objetivo não apenas a transparência como também que a própria publicidade dos dados tenha efeito pedagógico para consumidores e empresas. Além disso, muitos estudos recentes também têm realizado análises comparativas entre concessionárias, como CALDEIRA (2013), SALES (2011) e PINHEIRO (2012).

Os métodos de avaliação comparativa não apenas permitem a comparação entre empresas, como a comparação da mesma empresa em diversos momentos e ainda comparar o resultado de diferentes empresas ao longo do tempo. Dessa forma, se torna possível avaliar as tendências de cada empresa e como cada uma responde a eventuais mudanças ambientais.

2.7 A Contabilidade Regulatória versus Societária

As concessionárias brasileiras de energia elétrica passaram a elaborar duas demonstrações contábeis oficiais em vista do advento da Lei nº 11.638/2007 - convergência às

12 O modelo de Yardstick Competition aplicado à regulação foi desenvolvido originalmente em Shleifer (1985)

13 Disponível em: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=80

14 Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=189>

normas internacionais. Considerando-se a incompatibilidade com as necessidades regulatórias de informações, a ANEEL implantou a contabilidade regulatória específica do Setor Elétrico.

OHARA (2014) apresenta um estudo que evidencia as diferenças entre as demonstrações financeiras preparadas sob a contabilidade societária e sob a regulatória das concessionárias de distribuição de energia e os impactos resultantes nas análises econômico-financeiras. Segundo este, basicamente, as diferenças se limitam aos registros dos bens vinculados à concessão e dos ativos e passivos regulatórios, inclusive em relação aos aperfeiçoamentos trazidos pelo novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE¹⁵. Apesar das diferenças se restringirem a apenas tais itens, essas rubricas possuem impacto nas demonstrações, uma vez que também ocorre rebatimento em outras contas contábeis. As conclusões do seu trabalho mostraram que podem ocorrer diferenças entre as demonstrações financeiras elaboradas sob a contabilidade societária e regulatória, que tanto podem gerar uma percepção de melhora ou piora a depender da situação financeira, do montante alterado e das rubricas contábeis. Todavia, o estudo conclui ainda que as demonstrações elaboradas sob a contabilidade regulatória exprimem de maneira mais adequada a situação econômico-financeira das concessionárias de distribuição em relação à contabilidade societária. Ressalta ainda que na maioria dos contratos de empréstimos e financiamentos, constata-se que os Ativos e Passivos Regulatórios são contemplados na apuração dos *covenants*¹⁶, o que reforça a representatividade do negócio pela contabilidade regulatória. Dessa forma, todos os valores financeiros realizados pelas concessionárias utilizados neste trabalho foram extraídos da Contabilidade Regulatória.

2.8 Objetivos do trabalho

No enfoque tradicional, a análise de balanços é um trabalho artesanal. A avaliação depende muito da capacidade e experiência do analista. É, muitas vezes, não padronizada e se aplica, sobretudo, a pequeno número de empresas. É uma análise aprofundada que demanda tempo na preparação de informações e na condução das conclusões. Por estas razões,

¹⁵ A versão atualizada do MCSE com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015 foi aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 605, de 11 de março de 2014.

¹⁶ Covenants são cláusulas contratuais de títulos de dívida, que protegem o interesse do credor estabelecendo condições que não devem ser descumpridas. Caso um covenant seja quebrado, o credor tem o direito de requer o vencimento antecipado da dívida.

frequentemente apresenta características subjetivas. Assim, a ANEEL tem buscado métodos complementares de análise que se somem a essas avaliações. Embora não haja a pretensão que estes métodos venham a substituir o enfoque tradicional, podem ajudar a rapidamente traçar um quadro da situação das empresas ou do setor, estabelecendo um norte para a análise tradicional de balanços, em seguida.

Dessa forma, o primeiro objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho financeiro das distribuidoras de energia elétrica, de forma comparativa, por meio das informações contábeis do balanço das empresas. Esta avaliação será realizada principalmente por meio dos conceitos dos indicadores de sustentabilidade, utilizados no monitoramento econômico e financeiro das distribuidoras aliados a técnicas matemáticas, notadamente a Análise por Envoltória de Dados (DEA). Esta técnica foi escolhida por fornecer uma visão multifacetada da eficiência, podendo ser aplicada a diversos períodos, possibilitando a verificação da evolução da eficiência das empresas e o estudo dos fatores que contribuíram para seu crescimento ou decréscimo. O segundo objetivo é, uma vez avaliado o desempenho das empresas, analisar aspectos que podem interferir nesta eficiência, como escala de operação, gestão pública ou privada e controlador. Por fim, de acordo com as conclusões apontadas pela avaliação, pretende-se discutir possíveis alternativas para o aprimoramento das técnicas de monitoramento e para obtenção de estabilidade econômica financeira dessas empresas.

3. METODOLOGIA

3.1 Métodos de Fronteira Eficiente

Como explicado por ZANINI (2004, p. 16), existem dois tipos de técnicas de benchmarking: *average benchmarking* (comparação por média) e *frontier benchmarking* (comparação por fronteira). Enquanto a primeira considera alguma medida de representante médio de desempenho, a segunda busca o representante do que seria a melhor prática. Do ponto de vista do regulador, a maior diferença entre os métodos é que o primeiro tem um foco mais forte nas variações de desempenho entre as empresas. Os principais métodos de *frontier benchmarking* são *Data Envelopment Analysis* (Análise Envoltória de Dados) – DEA, *Corrected Ordinary Least Square* (Mínimos Quadrados Corrigidos) - COLS, e *Stochastic Frontier Analysis* (Análise de Fronteira Estocástica) - SFA, sendo o DEA baseado em técnicas de programação linear, enquanto COLS e SFA são técnicas estatísticas. O DEA é utilizado pela ANEEL no cálculo do OPEX das distribuidoras, conforme explicado na parte sobre o sistema de remuneração destas empresas.

O método COLS calcula a eficiência em uma escala de 0 a 1, sendo que o valor 1 corresponde a uma empresa 100% eficiente. Uma equação de custo é estimada como na análise de regressão de custos e é convertida em um *score* de eficiência. Por fim será obtida uma série de diferenciais de custo, tendo a empresa mais eficiente um diferencial de 0 e a menos eficiente o maior diferencial positivo. Entre os métodos de *benchmarking* conhecidos como técnicas de fronteira, o COLS é o mais simples e o mais fácil de implementar, mas requer a especificação da forma da função de custo eficiente e depende fortemente da posição da empresa mais eficiente para determinar a eficiência relativa de todas as outras empresas.

O SFA leva em conta aspectos de natureza estocástica na estimação da fronteira eficiente. Ao estimar esta fronteira, uma empresa A pode ter um custo aparentemente baixo devido a ruídos estocásticos negativos nos custos e, conseqüentemente, ficar abaixo da fronteira de eficiência. Este método permite primeiro o ajuste de custos individuais das empresas a fatores estocásticos, para em seguida calcular os *scores* de eficiência de forma similar à do COLS. As pontuações de eficiência são normalmente maiores que os obtidos pelo método COLS, pelo fato

da empresa mais eficiente sob o COLS ser, supostamente, sujeita à influência de fatores estocásticos negativos. A SFA continua a requerer a especificação de uma forma funcional para a fronteira eficiente e exige a especificação de uma função de probabilidade para modelar a distribuição dos erros estocásticos.

O método DEA é devido a Charnes, Cooper e Rhodes (1978), muito usado para identificar ineficiências de empresas, por comparação das suas quantidades de *inputs* e *outputs* (entradas e saídas ou insumos e produtos) com as de empresas similares, e proporcionar-lhes metas e referenciais (*benchmarking*) para melhoria de desempenho economizando recursos (inputs ou insumos) ou/e aumentando a produção (*outputs* ou produtos). Por programação linear, a melhor prática é identificada, definindo uma fronteira de eficiência (que é, de fato, uma aproximação linear por partes) e a (in)eficiência relativa de cada empresa é definida pelo quão afastada ela está da fronteira. O Quadro abaixo faz um resumo dos métodos, suas vantagens e desvantagens.

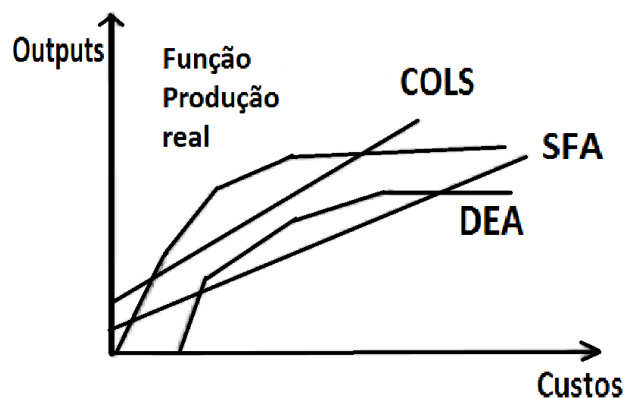
Quadro 3-1: Métodos de Benchmarking com suas vantagens e desvantagens

	DEA (método não paramétrico)	SAF e COLS (métodos paramétricos)
Vantagens	Não requer conhecimento da forma funcional das funções custo ou produção. Não necessita de um grande número de observações. Permite identificar quais as empresas que se encontram na fronteira eficiente.	Permite (sobretudo SFA) separar a componente de eficiência da componente de erro. Permite uma análise dinâmica (ao longo do tempo)
Desvantagens	Não permite separar a componente de eficiência da componente de erro. Permite uma análise dinâmica (ao longo do tempo) apenas parcial.	Requerem conhecimento da forma funcional, por isso são vulneráveis a erros de especificação. Necessitam de grande número de observações.

Fonte: adaptado de AGRELL e BOGETOFT (2003)

Assim, não apenas diferentes premissas e bases de dados ensejam o uso de diferentes técnicas, como existem claras diferenças nos resultados de acordo com a metodologia aplicada. A figura abaixo compara os resultados de diferentes metodologias para a definição de uma fronteira eficiente de produção.

Figura 3.12: Comparação das diferentes metodologias de definição de fronteira eficiente



Fonte: adaptado de AGRELL e BOGETOFT (2003)

Como a filosofia deste trabalho é que não há como o regulador ter todas as informações gerenciais da empresa, cabendo a este apenas regular o mercado, fornecer os estímulos à busca da eficiência e verificar os resultados auferidos, o DEA se mostra mais adequado que os métodos paramétricos, pois requer conhecimentos menos rigorosos dos setores analisados, ao contrário dos demais, que demandam que se especifique as funções custo ou produção. Tais métodos nos obrigariam a assumir previamente uma forma funcional, nos deixando vulneráveis a erros funcionais de especificação decorrentes da assimetria de informação regulador/regulado, conforme explicado a seguir.

3.2 Escolha do método

O DEA foi escolhido devido às suas vantagens que se adequam às demandas do trabalho, como a metodologia ser não paramétrica, que prescinde da utilização de pressupostos sobre a forma funcional e de atribuição prévia dos pesos às variáveis e também permitir a utilização de dados financeiros e não financeiros. Mas mais importante para a escolha foi a superação das suas desvantagens, conforme abaixo:

Quadro 3-2: Caminhos utilizados para superar as desvantagens da DEA

Desvantagem	Superação
Não permite a generalização dos resultados obtidos, restringindo apenas às empresas e às variáveis em análise	Os testes foram feitos com quase a totalidade das empresas do setor.
Número de unidades analisadas devem ser no mínimo duas vezes maior que o número de inputs e outputs considerados, para que o modelo apresente resultados consistentes.	Dado o número de empresas (61) e a quantidade de inputs (1 ou 2) e outputs (1) em cada teste, esta restrição é atendida com folga.
Não permite separar a componente de eficiência da componente de erro.	Os testes são um norte para análises financeiras mais aprofundadas, que poderão dirimir os erros.
Permite uma análise dinâmica (ao longo do tempo) apenas parcial.	Como os testes também são realizados ano a ano, permite indicar mudanças de comportamento de alguma empresa dentro do setor.

Fonte: Elaboração do autor

3.3 O Data Envelopment Analysis - DEA

Segundo KASSAI (2002, p. 110) o DEA pode ser conceituado como:

“(...) um método de geração de fronteiras empíricas de eficiência relativa, a partir de um conjunto de variáveis classificadas como insumo ou produto. Pressupõe conhecidos os valores realizados dos insumos e dos produtos e busca, para cada empresa sob avaliação, taxas de substituição (pesos relativos) entre os insumos e entre os produtos que maximizem a sua eficiência relativa. Os resultados básicos de uma análise DEA são:

- *A identificação de um conjunto de unidades eficientes (que determinam a fronteira de eficiência);*
- *Uma medida da ineficiência para cada unidade fora da fronteira (uma distância à fronteira que representa a potencialidade de crescimento da produtividade);*
- *As taxas de substituição (pesos) que determinam cada região da fronteira de eficiência e caracterizam as relações de valor que ‘sustentam’ a classificação dessa região como eficiente.”*

Basicamente, o DEA gera uma medida de desempenho relativo, a partir dos níveis de recursos empregados e de resultados obtidos, onde as unidades similares são comparadas entre si e não com um modelo ótimo. Pode ser utilizado para comparar empresas, ou unidades de uma mesma empresa ou quaisquer sistemas produtivos similares em seus insumos/produtos. É um método não paramétrico de construção de uma fronteira de eficiência relativa, em que se pode

estimar a eficiência de cada unidade e determinar as unidades referenciais (*benchmarks*) para os casos de ineficiência. A técnica utiliza programação linear pois frequentemente a presença de múltiplos insumos e produtos torna as comparações difíceis.

Os modelos DEA determinam as melhores condições de operação para cada unidade produtiva separadamente, de modo a maximizar o seu índice de desempenho. Estas condições (pesos) são aplicadas também às demais unidades do grupo sob análise. Aquelas unidades produtivas para as quais o *escore* de eficiência relativa calculado, a partir de pesos obtidos pelo próprio modelo de programação linear, é igual ou maior que os *escores* calculados para as outras unidades sob análise, são consideradas eficientes. Resolvendo-se o problema sucessivamente para todas as unidades, obtém-se um subconjunto, formado pelas eficientes, que servirá de base para a determinação da fronteira e para o estabelecimento de metas para as unidades ineficientes. Portanto, compara-se cada unidade apenas com as semelhantes de melhor desempenho, ou seja, aquelas situadas sobre a fronteira de eficiência.

3.4 A matemática do DEA

A eficiência das unidades a serem comparadas (também chamadas de DMU - *Decision Making Unit*) é definida com base na produtividade da organização em transformar um conjunto de entradas (inputs) em conjunto de saídas (outputs). AGRELL e BOGETOFT (2003, p. 8), definem a produtividade como o cálculo da razão entre os outputs e os inputs de uma DMU. Levando-se em consideração que uma DMU possui múltiplos inputs e múltiplos outputs, tem-se que:

$$\text{Produtividade} = \frac{u_1 \cdot y_1 + u_2 \cdot y_2 + u_3 \cdot y_3 \dots}{v_1 \cdot x_1 + v_2 \cdot x_2 + v_3 \cdot x_3 \dots} = O_v / I_v \quad (2)$$

Em que:

u_i : Utilidade (coeficiente de importância) do output i ;

y_i : Quantidade do output i ;

v_j : Utilidade (coeficiente de importância) do input j ;

x_j : Quantidade do input j ;

O_v : Output virtual;

Iv: Input virtual.

A utilidade do *output i* (u_i), também pode ser denominada como a sua taxa de troca, enquanto a utilidade do *input j* (v_j) pode ser denominada como taxa de substituição desse input. Existe uma grande complexidade para definir o grau de utilidade para diferentes variáveis em cada trabalho, como número de clientes satisfeitos, percentual de acidentes de trabalho, etc. Neste trabalho, serão empregados quase que apenas parâmetros financeiros, todos com a mesma unidade - R\$, acarretando uma simplificação desta questão. A eficiência de cada DMU será dada pela divisão entre a sua produtividade e a produtividade da DMU com maior produtividade. Ou seja:

$$\text{Eficiência} = P/P_{max}$$

Em que:

P : Produtividade atual da DMU

P_{max} : Produtividade máxima que pode ser alcançada por essa DMU.

O resultado do cálculo da eficiência é sempre um valor entre 0 e 1 podendo ser expresso em termos percentuais. Pode-se calcular dois tipos de eficiência: a eficiência absoluta, em que P_{max} é um valor teórico e virtualmente inatingível e a eficiência relativa, em que P_{max} é a produtividade da concorrente mais eficiente. Caso a eficiência de uma DMU seja igual a 1 significa que essa unidade é a mais eficiente e se for menor que 1 significa que existe outra mais eficiente.

A literatura apresenta dois modelos principais para o cálculo da eficiência por meio do DEA: o modelo CCR, que trabalha com Retornos Constantes de Escala (CRS em inglês) e o modelo BCC, que trabalha com Retornos Variáveis de Escala (VRS em inglês). Existem modelos mais sofisticados, que não serão aqui abordados. A diferença entre esses dois modelos é que o CCR calcula a eficiência total e o BCC calcula a eficiência técnica. A eficiência total compara uma DMU com todas as concorrentes do grupo estudado, enquanto a eficiência técnica compara uma DMU apenas com aquelas que operam em escala semelhante. Após o cálculo da eficiência técnica e da eficiência total pode-se calcular a eficiência de escala, que está relacionada ao fato da

empresa estar operando abaixo ou acima de sua escala ótima. Dessa forma, a eficiência de escala é calculada a partir da eficiência técnica e da eficiência total de uma DMU por meio da Equação:

$$\text{Eficiência de escala} = \text{Eficiência total} / \text{Eficiência técnica}$$

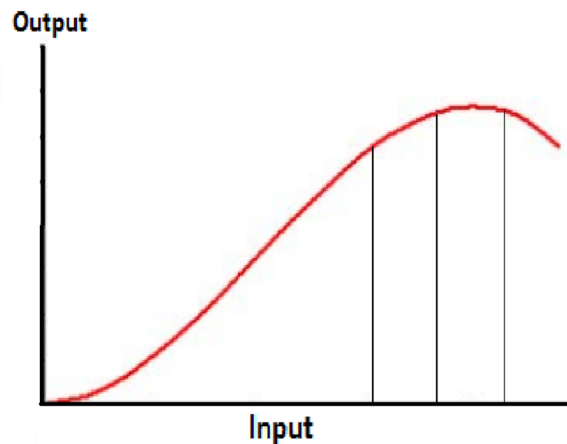
Em que:

Eficiência total: a eficiência calculada pelo modelo CCR

Eficiência técnica: a eficiência calculada pelo modelo BCC

O procedimento matemático do modelo BCC (VRS) é derivado do conceito de economia de escala da função produção, que relaciona as variáveis dos inputs e dos outputs de uma determinada DMU. A função produção apresenta pelo menos quatro regiões distintas de retornos à escala: crescente, constante, decrescente e negativo, conforme delineado na figura a seguir:

Figura 3.2: Gráfico da Função Produção



Fonte: Adaptado de COELLI et al. (1998)

O modelo CCR, trabalhando com Retornos Constantes de Escala, é ilustrado pelas equações:

$$MAX_{PO} = \frac{\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{io}}{\sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{jo}} \quad (3)$$

Sujeito a:

$$\frac{\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{ik}}{\sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{jk}} \leq 1 \quad \text{para } k=1,2,\dots,z \quad (4)$$

$$u_i e v_j > 0 \quad (5)$$

Em que:

u_i = peso calculado para o output i

v_j = peso calculado para o input j

x_{jk} = quantidade do input j para unidade k de um determinado setor

y_{ik} = quantidade do output i para unidade k de um determinado setor

x_{j0} = quantidade do input j para unidade em análise

y_{i0} = quantidade do output i para unidade em análise

z = número de unidades em avaliação

m = número de outputs

n = número de inputs

A Equação (3) é a função objetivo (F.O.) do modelo de programação matemática a ser maximizada. Seu valor após a resolução do modelo será a própria eficiência relativa da DMU. A Equação (4) é um conjunto de restrições (uma para cada DMU) que limita a produtividade de todas as DMUs a 1, para limitar a produtividade em 100% e assim poder maximiza a função objetivo.

Após a resolução do modelo matemático é possível analisar a eficiência da DMU analisada. Se o resultado da função objetivo for igual a 1 a DMU é eficiente, pois nenhuma restrição limitou seu valor e a sua produtividade atingiu o valor máximo. Por outro lado, se o resultado for menor que 1, existe(m) DMU(s) mais produtiva(s) que ela.

O modelo original CCR é um modelo de programação fracionária muito difícil de ser resolvido porque possui infinitas soluções. Para facilitar sua solução ele é transformado em um modelo de programação linear. Essa linearização é realizada mantendo-se os inputs constantes e maximizando os outputs ou mantendo-se os outputs constantes e minimizando os inputs. A partir dessa equação a função objetivo é transformada em uma equação linear. O modelo CCR orientado ao input pode ser representado apenas acrescentando-se a seguinte restrição ao modelo anterior:

$$\sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{j0} = 1 \quad (7)$$

O mesmo procedimento utilizado para a minimização dos inputs pode ser utilizado para a maximização dos outputs. Nesse caso a função objetivo ficaria como a Equação 8, enquanto as restrições ficariam como a Equação 9, a Equação 10 e a Equação 11. Nesse modelo o resultado da função objetivo será o inverso da eficiência relativa como pode ser notado na Equação 8.

$$\text{MAX P. O.} = \frac{1}{\sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{j0}} = \text{MIN F. O.} = \sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{j0} \quad (8)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{j0} = 1 \quad (9)$$

$$\frac{\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{ik}}{\sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{jk}} \leq 1 = \sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{jk} - \sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{jk} \leq 0 \quad p/k = 1, 2 \dots z \quad (10)$$

$$u_i \text{ e } v_j > 0 \quad (11)$$

Em que:

u_i = peso calculado para o *output* i

v_j = peso calculado para o *input* j

x_{jk} = quantidade do *input* j para unidade k de um determinado setor

y_{ik} = quantidade do *output* i para unidade k de um determinado setor

x_{j0} = quantidade do *input* j para unidade em análise

y_{j0} = quantidade do *output* i para unidade em análise

z = número de unidades em avaliação

m = número de *outputs*

n = número de *inputs*

O modelo BCC, trabalhando com a hipótese de Retornos Variáveis de Escala, compara uma DMU apenas com as que operam em escala semelhante. Matematicamente, é similar ao modelo CCR, a única diferença sendo o acréscimo de uma variável u no numerador (ou de uma variável v no denominador) como pode ser ilustrado pela “Equação 12”, “Equação 13” e “Equação 14”.

$$MAX P.O. = \frac{\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{i0} + u}{\sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{j0}} \text{ ou } MAX P.O. = \frac{\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{i0}}{\sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{j0} + v} \quad (12)$$

Sujeito a:

$$\frac{\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{ik} + u}{\sum_{j=i}^n v_j \cdot x_{jk}} \leq 1 \text{ ou } \frac{\sum_{i=1}^m u_i \cdot y_{ik}}{\sum_{j=1}^n v_j \cdot x_{jk} + v} \text{ para } k = 1, 2, 3 \dots z \quad (13)$$

$$u_i \text{ e } v_j > 0 \quad (14)$$

Em que:

u_i = peso calculado para o *output* i

v_j = peso calculado para o *input* j

x_{jk} = quantidade do *input* j para unidade k de um determinado setor

y_{ik} = quantidade do *output* i para unidade k de um determinado setor

x_{j0} = quantidade do *input* j para unidade em análise

y_{j0} = quantidade do *output* i para unidade em análise

u = variável de retorno a escala

z = número de unidades em avaliação

m = número de *outputs*

n = número de *inputs*

As variáveis u e v tem a função de garantir que as restrições das DMUs, que operem em escala diferente da DMU em análise, não limitem sua função objetivo. Com essa variável é possível avaliar o retorno de escala em que a DMU está operando. Se o valor de u for maior que zero significa que a empresa opera em retornos decrescentes à escala; se o valor de u for menor que zero significa que os retornos são crescentes à escala; e se o valor de u for igual a zero significa retornos constantes a escala.

A variável v também pode ser utilizada para estimar o tipo de escala de uma DMU, porém deve ser interpretada de maneira oposta ao u , ou seja, caso $v > 0$ os retornos serão crescentes, se $v = 0$ os retornos serão constantes e caso $v < 0$ serão decrescentes. Os retornos de escala não serão necessariamente iguais para as duas orientações.

O modelo BCC pode ser linearizado por meio dos mesmos procedimentos utilizados para o modelo CCR e orientado para o input ou para o output.

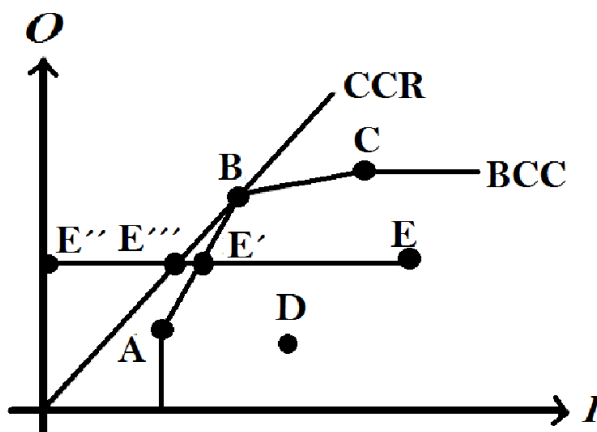
3.5 A fronteira de eficiência

A fronteira de eficiência é o lugar geométrico onde se encontram todas as DMUs eficientes, segundo um modelo específico. O primeiro passo para se encontrar graficamente a fronteira de eficiência é plotar em um gráfico todas as DMUs analisadas, sendo que no eixo vertical desse gráfico estarão os valores do *output* virtual e no eixo horizontal estarão os valores do *input* virtual.

A produtividade de uma DMU (O_v / I_v) pode ser calculada pela tangente da reta que sai da origem e passa por essa DMU. No caso do modelo CCR, as DMUs eficientes são exclusivamente aquelas que possuem a produtividade máxima, que pelo modelo será sempre igual a 1. Sendo assim, pode-se concluir que a fronteira de eficiência de um modelo CCR será uma reta com inclinação de 45°. Sendo assim, para todo modelo CCR a eficiência calculada pelo modelo orientado ao output é igual a calculada pelo modelo orientado ao input.

A fronteira de eficiência obtida pelo BCC, denominada fronteira de eficiência técnica, tem a forma da função produção, apesar de ser linear por partes. A Figura 3.3 apresenta uma comparação entre as fronteiras dos modelos BCC e CCR.

Figura 3.3 - Comparação entre as fronteiras dos modelos BCC e CCR



Fonte: Adaptado de SALES (2011)

É perceptível que os resultados obtidos pelo modelo BCC orientado ao input e ao output são diferentes. Isso é coerente, pois a premissa básica do modelo BCC é que os inputs e outputs não sejam proporcionais. Portanto, dependendo da orientação escolhida, a DMU estará mais próxima ou não do ideal.

Como demonstrado por BELLONI (2000, p. 68), os Modelos CCR e BCC apresentam regiões de viabilidade distintas. A região viável do Modelo BCC é restringida a combinações convexas dos planos de produção observados, o que é caracterizado pelos retornos variáveis de escala. Como consequência, considerando orientação ao produto, o indicador de eficiência do Modelo BCC é menor ou igual ao indicador de eficiência do Modelo CCR. A possibilidade de retornos de escala variáveis do Modelo BCC admite que a produtividade máxima varie em função da escala de produção. O modelo permite, portanto, a utilização de unidades de portes distintos.

3.6 Aplicações do DEA no Setor Financeiro

A literatura internacional apresenta diversos estudos de aplicação de DEA no setor financeiro, com uma grande variabilidade na modelagem dos testes. Destaca-se FERROZ et al (2003) que mostra como analistas financeiros podem empregar DEA como um complemento às tradicionais análises por indicadores. O trabalho calculou o coeficiente de correlação entre os desvios de indicadores financeiros e a pontuação DEA para as indústrias de óleo e gás americanas de 1973 a 1992, rejeitando a hipótese nula que não haveria relação entre os mesmos. Abaixo um quadro demonstrativo da grande variabilidade dos modelos DEA utilizados na área financeira.

Quadro 3-3: Inputs e outputs de trabalhos que utilizam DEA no setor financeiro

Autor	Tema	Input(s)	Output(s)
REBELO (2013)	Rede hoteleira portuguesa nos anos de 2006 a 2008.	Número de empregados, ativo fixo líquido e total.	Vendas totais líquidas.
DIEL (2014)	Eficiência econômica financeira das empresas agropecuárias	Indicadores de atividade e lucratividade.	Indicadores de rentabilidade.
PEREIRA (2014)	Eficiência de 20 empresas seguradoras	Custos de exploração, com sinistros líquidos de resseguro e número de colaboradores	Rendimento e os prêmios adquiridos líquidos de resseguro.
FERREIRA (2013)	Eficiência e produtividade das aeronaves da Força Aérea Portuguesa de 2004 a 2012	Custos com combustíveis e lubrificantes, Custos operacionais e de manutenção	Número de horas de voo realizadas anualmente por cada frota.
BADER et.al (2008)	Eficiências dos custos, receitas e lucros de 43 bancos islâmicos e 37 bancos convencionais de 1990 a 2005 em 21 países	Gasto total com funcionários, os ativos fixos e o total de fundos (próprio e de terceiros)	Total de empréstimos de curto e longo prazo, dos investimentos interbancários e atividades fora do balanço da companhia.
MACEDO et.al (2008)	Analisa o desempenho organizacional de vários setores econômicos da agroindústria brasileira no ano de 2006	Alavancagem (passivo exigível sobre passivo total) e Taxa de Receita Imobilizada (aplicação no imobilizado sobre receita de operação) da empresa.	Rentabilidade (divisão do lucro líquido pelo patrimônio líquido).
NEVES Jr et al., 2009	Indicador de Alavancagem Financeira em empresas do setor de Telecomunicações	Ativo total, despesas financeiras, capital de terceiros e patrimônio líquido médio.	Grau de alavancagem financeira, o lucro antes dos juros e imposto de renda e o lucro por ação

3.7 Aplicações do DEA no Setor Elétrico Brasileiro

Embora as aplicações iniciais de DEA tenham sido predominantemente sobre organizações sem fins lucrativos (CHARNES; COOPER; RHODES, 1978), a sua aplicação tem se expandido para avaliar o desempenho de diferentes segmentos da economia, inclusive no Brasil. Pode-se citar exemplos no setor industrial (ROCHA E CAVALCANTI NETTO, 2002), hospitalar (WOLFF, 2012), na agricultura (CARLUCCI, 2012), no meio ambiente (PIMENTEL, 2014), na educação (LORENZETT, 2004) e até na administração pública (PEÑA, 2008). Além disso, vem sendo intensamente utilizado em setores regulados, como no setor aéreo (MATTIELO, 2013), no de saneamento (SATO, 2011), no de transporte ferroviário (CALDAS, 2012) e no de telecomunicações (NEVES Jr et al., 2009). Especialmente no setor de energia

elétrica, existem vários trabalhos com aplicações de DEA, o quadro abaixo mostra alguns trabalhos recentes, longe de esgotar a bibliografia a respeito.

Quadro 3-4: Exemplos de trabalhos que aplicam DEA ao Setor Elétrico Brasileiro

AUTOR	TITULO
PINHEIRO, 2012	Regulação por Incentivo à Qualidade: Comparação de Eficiência entre Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil.
SALES, 2011	Proposta de um modelo utilizando Análise Envoltória de Dados – DEA na definição das metas dos indicadores de qualidade comercial das distribuidoras de Energia Elétrica – DER e FER
REZENDE, S. M. et al, 2014	Avaliação cruzada das distribuidoras de energia elétrica
SOUZA, 2008.	Uma abordagem bayesiana para o cálculo dos custos operacionais eficientes das distribuidoras de energia elétrica.
ALTOÉ, 2012	Estudo da influência de variáveis relacionadas às decisões de financiamento na eficiência técnica das distribuidoras de energia elétrica brasileiras no período de 2006 a 2009.
GALVÃO, 2008	Análise envoltória de dados aplicada ao setor brasileiro de distribuição de energia elétrica.
GOULART, 2013	Avaliação de Índices de Eficiência e de Produtividade de Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil Aplicando Análise Envoltória de Dados (DEA)
Nota Técnica nº 265/2010-SRE/ANEEL	Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais das Distribuidoras de Energia Elétrica

Enquanto PINHEIRO (2012) e SALES (2011) tem foco na qualidade, SOUZA (2008), REZENDE et al (2014), Galvão (2008), GOULART (2013) e a própria Nota Técnica da ANEEL possuem foco nos custos operacionais, utilizando parâmetros como número de postes instalados, extensão de rede, quantidade de funcionários e mercado (TWh). Já ALTOÉ (2012) correlaciona características como tamanho e o lucro do ano anterior com a eficiência.

4. BASE DE DADOS E EXECUÇÃO DO TRABALHO

4.1 Período analisado

Foram coletados dados de 2011 a 2014. Este período foi escolhido não apenas por ser o mais recente e com informações de melhor qualidade, como também para conciliar o período com o último ciclo tarifário das distribuidoras, geralmente de quatro anos. Os testes foram realizados nos dados ano a ano e sobre a média deste período. A utilização de valores médios tem o objetivo de mitigar o efeito de eventos não-recorrentes, bem como de desconsiderar o momento em que cada empresa se encontra dentro do ciclo e assim dar um tratamento mais isonômico às distribuidoras. Além disso, frequentemente ocorrem eventos contábeis sem desdobramentos no mundo real, como reversão de provisões, que podem mascarar o resultado verdadeiro. Assim, trabalhar com a média de um período também serve para diluir o efeito desses lançamentos.

4.2 Escolha das empresas

Foram selecionadas sessenta e uma das sessenta e três distribuidoras de energia do elétrica existentes no Brasil. As empresas Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA e Companhia Energética de Roraima – CERR, ambas de pequeno porte, não foram utilizadas por má qualidade das informações ou por não ter passado pelo processo de Revisão Tarifária.

Optou-se por manter as sessenta e uma empresas restantes, pois mesmo elas apresentando diversas diferenças entre si, tem a mesma atividade fim e, em princípio, recebem um tratamento regulatório que trata de forma diferente as diferenças e de forma igual as semelhanças. Ademais, o modelo de DEA utilizado foi o de Retornos Variáveis de Escala (BCC ou VRS), de forma que as diferenças de escala entre as empresas são levadas em consideração nos cálculos. Dessa forma, o trabalho analisa quase 100% do mercado brasileiro de distribuição.

Fazemos a observação que na análise por grupo controlador, o setor está como era antes da venda do Grupo REDE e a CELG não foi considerada dentro do grupo Eletrobras, pois os dados trabalhados são de antes destas mudanças de controle. Além disso, o grupo Iberdrola foi tratado separado do grupo neoenergia, pois embora o primeiro faça parte do segundo, as empresas podem ter diferentes estilos de gestão. O Quadro com todas as Distribuidoras do Brasil,

com a classificação quanto ao porte e grupo controlador se encontra no Anexo I. As informações contábeis das empresas não são disponibilizadas neste trabalho. Os interessados poderão solicitar diretamente à ANEEL através da Lei de Acesso à Informação - LAI.

4.3 Ferramenta de pesquisa

Para a implementação do modelo e análise das variáveis foi utilizado o pacote Benchmarking, de Peter Bogetoft and Lars Otto, no ambiente R.

4.4 Construção do Modelo

4.4.1 Retornos de escala

Uma questão surgida logo na consolidação dos dados é o fato de muitas empresas apresentarem valores negativos para algumas das variáveis, especialmente as variáveis de saída. Embora o DEA original não aceite a inclusão de valores negativos, existem técnicas que possibilitam esta análise, como por exemplo a aplicação de translação de eixo. Esta técnica, conforme exposta por KASSAI (2002, p. 165), consiste basicamente de para cada valor de saída somar-se o módulo do maior valor negativo de saída mais uma unidade, deixando todos os valores positivos e diferentes de zero. Foram feitas simulações com os valores originais e com a técnica. Como resultado, o ranqueamento no modelo retornos variáveis à escala (BCC) se apresentou idêntico com e sem translação, já o modelo com retornos constantes de escala (CCR) apresentou resultados inconsistentes com e sem translação, tendo-se assim decidido por não utilizá-lo nas análises que possuem variáveis negativas. Dessa forma, todos os resultados aqui apresentados se referem ao modelo de retornos variáveis à escala (BCC) com orientação ao output, salvo quando especificado diferente.

4.4.2 Tratamento das empresas

As distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil possuem grandes diferenças entre si. Enquanto algumas cobrem um estado inteiro outras atendem apenas uma pequena cidade do interior. Assim, uma importante questão a ser analisada foi se as empresas deveriam ser tratadas em cluster ou em um grupo único. Para garantir a viabilidade e justa remuneração à todas as

empresas, a ANEEL, na regulação tarifária, busca levar em consideração todas as diferenças apresentadas pelas mesmas. Fatores como densidade de carga, porte, complexidade econômico social da região e muitos outros se tornam componentes do cálculo tarifário direta ou indiretamente.

A ANEEL todos os anos publica um ranking da continuidade do serviço das empresas de distribuição. Para o trabalho as empresas são divididas em dois grupos: distribuidoras grandes e pequenas. As distribuidoras grandes são as de mercado de energia maior que 1 TWh (TeraWatt-hora) no ano e as distribuidoras pequenas são as com mercado menor ou igual a esse valor (Anexo I). O DGC (Indicador de Desempenho Global de Continuidade), consiste na média aritmética simples das razões entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC¹⁷.

Para se verificar se havia a necessidade de se separar as empresas devido ao porte, usou-se essa mesma classificação para separar as empresas em grandes e pequenas. Realizou-se testes no DEA com todas as empresas em um bloco único e o resultado comparado com o resultado do ranqueamento das empresas divididas pelo critério DGC. Verificou-se que as diferenças de resultado entre os dois tratamentos eram muito pequenas e assim decidiu-se por tratar todas as empresas em um único bloco. Ademais, o modelo escolhido foi o de retorno variáveis de escala, que já prevê a possibilidade de se comparar empresas de diferentes portes.

4.5 Escolhas das variáveis

Analisando-se os trabalhos anteriores sobre a aplicação de DEA no setor elétrico, percebe-se que, quanto à seleção das variáveis, muitos estudos tiveram como foco a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Mesmo os trabalhos que envolveram dados financeiros escolheram como produto variáveis como extensão de redes, quantidade de unidades consumidoras e mercado faturado (energia) determinando os custos como insumo. Já na área financeira há uma grande diversidade de abordagens do DEA, utilizando-se os mais variados indicadores contábeis, as vezes também conjugando parâmetros técnicos a estes indicadores.

17 http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=2327

Este trabalho tem como objetivo analisar, antes de mais nada, a sustentabilidade financeira das distribuidoras. Dessa forma, dada a situação de monopólio natural e mercado cativo das empresas, tomar-se á como tese que variáveis como mercado e extensão de rede são exógenas, as distribuidoras não tendo poder sobre elas e não as utilizaremos no DEA, embora possam ser levadas em consideração na análise dos resultados. O Quadro abaixo apresenta as variáveis utilizadas, com suas abreviações.

Quadro 4-1: Variáveis utilizadas no trabalho e suas abreviações

Sigla	Variável
AIStq	Ativo Imobilizado em Serviço – líquido de depreciação e obrigações especiais
DL	Divida Líquida da empresa
EBIT	EBITDA: Earnings Before Interest, Tax = Resultado antes de Juros e Imposto = Resultado da atividade
EBITr	EBIT Regulatório
EBITDA	EBITDA: Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization = Resultado antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização = Geração Operacional Bruta de Caixa
EBITDAr	EBITDA Regulatório
PMSO	Pessoal, material, serviços terceiros e outros
PMSOr	PMSO Regulatório
ROL	Receita operacional líquida
DGC	Desempenho Global de Continuidade – qualidade do serviço

Uma vez que os custos da Parcela A são “*pass-through*”, ou seja, a princípio¹⁸ reconhecidos na sua integralidade na tarifa (a exceção das perdas acima do regulatório), é em cima da Parcela B que a empresa tem margem para gerar melhores ou piores resultados financeiros e por isso as variáveis utilizadas nas análises são itens que compõe essa parte da tarifa.

4.6 Testes realizados

ASSAF NETO (2003, p. 98) ressalta que “*um índice isolado, na realidade, dificilmente contribui com informações relevantes ao analista. Ressalta-se também que, mesmo que se tenha mensurado um conjunto de índices complementares, é necessário efetuar uma*

¹⁸ Embora a diferença entre realizado e regulatório seja corrigida a cada reajuste e atualizada pela SELIC, o custo financeiro desta exposição tem aumentado muito para as empresas, o que acaba corroendo a Parcela B. Avaliar o impacto e a capacidade de resposta das empresas é uma sugestão para outros trabalhos.

comparação temporal e setorial.” Assim, realizamos diversos testes com o objetivo de analisar o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias nas dimensões de eficiência financeira e operacional e sua relação com a qualidade do serviço prestado, tendo em vista que uma baixa rentabilidade pode colocar em risco a qualidade do serviço e até mesmo a saúde financeira da empresa.

Como explicado na seção 2, a ANEEL aprovou como atividade da Agenda Regulatória para o ciclo 2015 – 2016 definir parâmetros regulatórios de sustentabilidade econômica e financeira para fiscalização do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras. Depois de um exaustivo processo de diálogo com Bancos de fomento, agências de classificação de risco e outros órgãos de estado, a ANEEL elaborou a Nota Técnica nº 353/2014-SFF/ANEEL de 16 de dezembro de 2014, que, com a proposta dos indicadores a serem utilizados para o monitoramento do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras, abriu a Consulta Pública Nº 15/2014, com o objetivo de “*obter subsídios à formalização e ao aprimoramento da fiscalização do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica, compreendendo a instituição de indicadores públicos de sustentabilidade.*” Os parâmetros calculados neste trabalho foram inspirados nos indicadores propostos na Nota Técnica citada, passando por adaptações para se compatibilizar com a metodologia DEA, ausente na proposta original.

Os primeiros três testes tem como variáveis de entrada os custos previstos e lucros concedidos pelo regulador e variáveis de saída os custos efetivamente realizados e também a qualidade do serviço. A justificativa é que uma vez que o mercado determina as demandas e o regulador os parâmetros financeiros regulatórios, cabe então ao regulado buscar a maior eficiência e a melhor qualidade possível. Assim, o objetivo foi verificar quais empresas conseguem responder da forma mais eficiente aos incentivos regulatórios. Os outros testes utilizaram como variáveis de entrada a receita bruta, o volume de investimentos e o endividamento líquido. Esses testes tiveram como objetivo verificar a capacidade das empresas de transformar esses parâmetros em lucro. Foram tratadas como variáveis de saída aspectos como custos efetivos, qualidade do serviço, EBIT e EBITDA. Abaixo um resumo de cada teste.

Eficiência Operacional (PMSOr/PMSO)

Este teste comparou o PMSO regulatório com o realizado pelas empresas. O objetivo aqui foi verificar a eficiência das empresas no gasto operacional. Para esse teste foi extraído do valor de PMSO regulatório a parcela relativa às receitas irrecuperáveis, pois na contabilidade real este custo não faz parte do PMSO, sendo contabilizado na PDD – Provisão para Devedores Duvidosos. Os valores de eficiência obtidos foram comparados com a Divisão PMSOr/PMSO (a divisão foi feita dessa forma para a comparação ser direta, mais intuitiva). Como este teste não trabalha com valores negativos, foi possível também utilizar o Modelo BCC (Retornos Constantes de Escala).

Eficiência Operacional x Qualidade do Serviço (PMSO&DGC/PMSOr)

Este teste acrescenta um segundo *input* ao teste anterior, fundindo a questão da qualidade com a de eficiência operacional. Este input é o índice DGC - Desempenho Global de Continuidade - em que quanto menor, melhor a qualidade. O teste relaciona a capacidade das empresas de manter os seus gastos de PMSO dentro do concedido regulatoriamente e ao mesmo tempo manter a qualidade do serviço de distribuição de energia. Assim, gastos mais enxutos de PMSO e valores menores do índice DGC são *inputs* a diminuir, dado um valor de PMSO regulatório. O teste foi orientado a insumos, de forma que as empresas consideradas mais eficientes pelo teste foram as que mais reduziram seus gastos de PMSO e apresentaram a melhor qualidade. Novamente foi possível utilizar também o Modelo BCC (Retornos Constantes de Escala).

Rentabilidade Operacional x Regulatória (EBIT/EBITr)

Este teste tem como objetivo fazer uma análise do resultado da atividade obtido pela distribuidora em relação ao concedido regulatoriamente. O EBIT obtido é comparado à remuneração regulatória calculada para a empresa, que consideramos como o EBIT regulatório.

Eficiência Financeira (EBITDA/ROL)

Para este teste o DEA foi aplicado sobre a relação entre o EBITDA das empresas e sua Receita Operacional Líquida – ROL. Seu objetivo é analisar a performance operacional intrínseca, ou seja, a lucratividade operacional do negócio, em outras palavras, quanto de caixa a empresa é capaz de gerar, dada a sua ROL. Como o EBITDA não considera os ganhos ou perdas financeiras, revela-se a produtividade e a eficiência da exploração da atividade.

Rentabilidade do Investimento (EBIT/AISlq)

O teste foi realizado tendo como Insumo (*input*) o valor contábil dos investimentos imobilizados das empresas, ou AIS – Ativo Imobilizado em Serviço, líquido da depreciação e das obrigações especiais (capital de terceiros imobilizado). Como Saída (*output*) inicialmente pensou-se em utilizar o lucro regulatório, mas como este frequentemente apresenta distorções, decidiu-se por utilizar o EBIT, que é o resultado da atividade da empresa.

Capacidade de Geração de Caixa sobre Dívida (EBITDA/DL)

O objetivo deste teste foi verificar o quanto cada empresa consegue converter o endividamento em geração de caixa. Assim, a Dívida Líquida (DL) foi tratada como um input que se queira diminuir e o EBIT o output que quanto maior melhor. Este teste teve um fator limitador pelo fato de tanto o numerador quanto o denominador eventualmente se apresentarem negativos, pois algumas empresas apresentam Dívida Líquida negativa. Este problema não pôde ser corrigido mesmo com a translação de eixo e assim algumas empresas tiveram de ser retiradas do teste. Como mesmo empresas boas eventualmente apresentam EBITDA negativo, o teste não foi feito ano a ano como os demais, apenas com a média dos anos 2011 a 2014.

O quadro abaixo apresenta o resumo dos testes realizados e suas características.

Quadro 4-2: Testes realizados e suas características

Dimensão	Indicador	Insumo	Produto	Orientação DEA
Eficiência operacional	PMSOr/PMSO	PMSOr	PMSO	Insumo
Eficiência Operacional x Qualidade	PMSO&DGC/PMSOr	PMSOr	PMSO&DGC	Insumos
Rentabilidade Operacional x Regulatória	EBIT/EBITr	EBITr	EBIT	Produto
Eficiência Financeira	EBITDA/ROL	ROL	EBITDA	Produto
Rentabilidade do investimento	EBIT/AISlq	AIS líquido	EBIT	Produto
Capacidade de geração de caixa sobre Dívida	EBITDA/DL	DL	EBITDA	Produto

As análises foram feitas por grupo controlador, Escala (mercado maior ou menor que 1 TWh) e Perfil (Público ou Privado) e individualmente em alguns casos. No ranqueamento DEA, todas as empresas que se colocaram na fronteira de eficiência receberam 100% de eficiência, as demais vindo em ordem decrescente quanto menor a eficiência. Foi analisado o resultado a cada ano e na média dos quatro anos (2011-2014).

5. RESULTADOS

Eficiência Operacional (PMSOr/PMSO)

O teste mostra que a eficiência média do setor nos últimos 4 anos foi de 70%, não tendo havido evolução ano a ano no período. Das sessenta e uma empresas analisadas, seis foram consideradas *benchmarking* pelo DEA. A CPFL Mococa, com a melhor relação PMSOr/PMSO (lembramos que foi invertido para facilitar a comparação) de todas (1,86) foi mais eficiente tanto no método de Retornos Variáveis de Escala quanto no método de Retornos Constantes, apresentando assim eficiência técnica e de escala. Em seguida vieram as empresas Elektro (1,6), Muxenergia (1,48) e COELBA (1,29), também *benchmarking*. Já CEMIG (0,9) e João Cesa (0,8) foram consideradas *benchmarking* pelo DEA mesmo havendo empresas com relação mais eficiente, devido às suas posições na escala.

Quando se compara a eficiência média anual das empresas de pequeno e grande porte, vemos que não há diferença entre os dois grupos. Mesmo quando se compara a eficiência pela divisão direta, e assim sem levar a escala em consideração como faz o DEA, não se verifica indícios que empresas maiores são mais eficientes que as pequenas nos seus gastos de PMSO ou vice versa. Os dados podem ser vistos na Tabela abaixo.

Tabela 5-1: Resultado do teste de Eficiência Operacional quanto ao porte da empresa

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	Ef	DEA	Ef	DEA	Ef	DEA	Ef	DEA	Ef
Grande	68%	1,08	53%	1,09	60%	1,11	65%	1,13	70%	1,08
Pequeno	67%	1,06	56%	1,16	62%	1,23	60%	1,26	69%	1,16
Média Geral	68%	1,07	54%	1,12	61%	1,16	63%	1,18	70%	1,11

Ef = Eficiência calculada diretamente pela divisão PMSOr/PMSO

Já quando se separa as empresas públicas das empresas privadas encontra-se diferenças significativas, tanto pelo DEA quanto pela divisão direta. Na média do período, as empresas privadas tiveram 77% de eficiência contra 46% das empresas públicas. O setor privado recebeu um PMSO regulatório 24% superior ao realizado e o setor público recebeu 31% a menos do que o realizado. A Tabela abaixo apresenta os resultados.

Tabela 5-2: Resultado do teste de Eficiência Operacional quanto ao perfil da empresa

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	Ef	DEA	Ef	DEA	Ef	DEA	Ef	DEA	Ef
Privado	74%	1,18	59%	1,23	66%	1,29	69%	1,33	77%	1,24
Público	47%	0,71	38%	0,74	42%	0,74	42%	0,70	46%	0,69
Média Geral	68%	1,07	54%	1,12	61%	1,16	63%	1,18	70%	1,11

Ef = Eficiência calculada diretamente pela divisão PMSOr/PMSO

Como o PMSO regulatório concedido às empresas privadas neste período foi de R\$ 44,5 bilhões e o consumido foi de 39,3 bilhões, podemos afirmar que estas empresas, em média, tiveram um lucro adicional de cerca de R\$ 5,2 bilhões em função desta eficiência. Enquanto isso, as estatais receberam R\$ 23 bilhões de PMSO regulatório e gastaram 32,3 bilhões, sofrendo assim um déficit de cerca de R\$ 9,3 bilhões, a maior parte deste valor se transformando em prejuízo ao cidadão, por ser coberta pelo dinheiro do contribuinte. Além disso, como explicado no Capítulo 2 deste trabalho, a ANEEL define o PMSO regulatório por métodos comparativos, onde os custos operacionais de cada empresa são estimados a partir de uma função de custo com dados de outras empresas similares. Dessa forma, a ineficiência do setor público contribui para o aumento das tarifas do setor como um todo. Esta ineficiência é paga duas vezes, uma pelo consumidor e outra pelo pagador de impostos, que em última análise são a mesma pessoa.

Em seguida, o teste foi expandido para os diversos grupos econômicos. As empresas que não fazem parte de nenhum grupo receberam apenas a classificação “Outras privadas”. Os resultados se encontram na Tabela abaixo.

Tabela 5-3: Resultado do teste de Eficiência Operacional quanto ao controlador

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	Ef	DEA	Ef	DEA	Ef	DEA	Ef	DEA	Ef
Iberdrola	84%	1,34	73%	1,62	100%	1,70	100%	1,73	100%	1,60
CPFL Energia	87%	1,45	78%	1,73	78%	1,60	76%	1,57	93%	1,58
Cemig	87%	1,08	82%	1,01	84%	0,90	83%	0,97	87%	0,99
Neoenergia	95%	1,52	72%	1,36	72%	1,17	76%	1,18	86%	1,28
Endesa	76%	1,22	51%	1,14	67%	1,34	79%	1,38	80%	1,28
Grupo Rede	69%	1,15	47%	1,05	68%	1,52	70%	1,56	75%	1,25
Equatorial	71%	1,14	51%	1,14	56%	1,14	76%	1,34	74%	1,19
EDP	69%	1,12	55%	1,23	55%	1,12	72%	1,28	74%	1,19
AES Corporation	66%	0,98	57%	0,98	66%	0,95	70%	0,99	71%	0,98
Energisa	70%	1,16	50%	1,13	54%	1,16	58%	1,20	70%	1,17
Outras privadas	67%	1,00	58%	1,08	61%	1,07	62%	1,14	67%	1,07
Estadual	50%	0,76	42%	0,88	56%	1,02	47%	0,77	51%	0,78
Municipal	49%	0,82	35%	0,78	35%	0,74	29%	0,65	41%	0,73
Eletrobras	36%	0,59	26%	0,58	24%	0,50	32%	0,63	34%	0,56
Total Geral	68%	1,07	54%	1,12	61%	1,16	63%	1,18	70%	1,11

Ef = Eficiência calculada diretamente pela divisão PMSOr/PMSO

O teste mostra que nos últimos 4 anos os grupos privados apresentaram distintos graus de eficiência, com o menor valor de 70% do benchmarking ainda sendo satisfatório, pois foi 17% acima do concedido ao grupo (Energisa). As empresas privadas individuais alcançaram média similar, de 67%. Os resultados pioram sensivelmente nas empresas controladas pelo setor público. Destaque negativo para a Eletrobras, com desempenho inferior às empresas estaduais e municipais.

Quando realizado em cada ano separadamente, as empresas apresentaram uma menor variabilidade de um ano para o outro em relação aos demais testes. Ou seja, as empresas possuem uma política de PMSO que não apresenta grande oscilação em função de fatores anômalos. O resultado completo do teste de Eficiência Operacional se encontra no Anexo II.

Eficiência Operacional x Qualidade do Serviço (PMSO&DGC/PMSOr)

Acrescentando-se um segundo *input* (qualidade) ao teste anterior, a quantidade de empresas consideradas *benchmarking* pelo DEA sobe de seis para nove. CPFL Mococa, Coelce, Elektro e CEMIG-D foram mais eficientes tanto no método de Retornos Variáveis de Escala quanto no método de Retornos Constantes, apresentando assim eficiência técnica e de escala. As

empresas que foram *benchmarking* apenas para Retornos Variáveis de Escala foram Coelba, CPFL Paulista, João Cesa, Forcel e Muxenergia. A adição de um segundo *input* faz com que não seja possível a comparação do resultado do DEA com o resultado da divisão direta PMSOr/PMSO, como feito no teste anterior.

Novamente não foram encontradas diferenças significativas no desempenho das empresas grandes e pequenas, ou seja, a adição da avaliação da qualidade do serviço não muda a situação de não haver indícios de empresas grandes serem mais eficientes que as pequenas e vice versa, o resultado se encontra na Tabela abaixo.

Tabela 5-4: Resultado do teste de Eficiência Operacional e Qualidade: porte da empresa

Porte/Ano	2011	2012	2013	2014	2011-14
Grande	72%	68%	66%	67%	73%
Pequeno	67%	59%	64%	64%	74%
Média Geral	70%	64%	65%	66%	73%

Assim, o teste mostra que a eficiência média do setor nos últimos 4 anos foi de 73%, não tendo havido evolução ano a ano no período. Já as diferenças entre empresas privadas e públicas se faz perceptível: 79% de eficiência no primeiro contra 56% no segundo. O resumo se encontra abaixo.

Tabela 5-5: Resultado do teste de Eficiência Operacional e Qualidade: perfil da empresa

Perfil/Ano	2011	2012	2013	2014	2011-14
Privado	75%	68%	70%	71%	79%
Público	52%	52%	49%	47%	56%
Média Geral	70%	64%	65%	66%	73%

Ao contrário do que se poderia pensar, o fato do acréscimo do input qualidade diminuir as diferenças não se deve a pior eficiência financeira das estatais ser traduzida em melhor qualidade do seu serviço, mas provavelmente apenas ao fato da amplitude do indicador de qualidade ser menor. Como demonstrado no quadro abaixo, as empresas privadas também possuem melhor qualidade do serviço (lembrando novamente que quanto menor o DGC, melhor a qualidade). Assim, vê-se novamente um hiato de eficiência entre empresas públicas e privadas.

Tabela 5-6: Valores médios do índice DGC para empresas públicas e privadas

Perfil/Ano	2011	2012	2013	2014	2011-14
Privado	0,80	0,84	0,82	0,81	0,82
Público	1,00	1,08	1,14	1,17	1,10
Média Geral	0,85	0,89	0,89	0,89	0,88

Em seguida o teste foi expandido nos diversos grupos controladores, conforme apresentado abaixo.

Tabela 5-7: Resultado do teste de Eficiência Operacional e Qualidade quanto ao controlador

Grupo/Ano	2011	2012	2013	2014	2011-14
Iberdrola	86%	100%	100%	100%	100%
CPFL Energia	90%	86%	80%	78%	94%
Neoenergia	96%	87%	76%	76%	87%
Cemig	87%	85%	84%	83%	87%
Endesa	81%	83%	82%	85%	85%
Equatorial	77%	81%	73%	77%	81%
AES Corporation	73%	77%	74%	73%	78%
Grupo Rede	70%	54%	71%	70%	75%
EDP	70%	72%	64%	72%	74%
Energisa	70%	57%	57%	63%	72%
Outras privadas	67%	58%	63%	65%	70%
Municipal	50%	50%	42%	43%	63%
Estadual	59%	59%	61%	50%	58%
Eletrobras	39%	38%	32%	36%	44%
Total Geral	70%	64%	65%	66%	73%

Os resultados se mostram muito similares ao teste sem o *input* qualidade, apenas um pouco melhores na média. A principal diferença foram as mudanças de posição no ranking: queda dos Grupos Rede e EDP e subida dos Grupos AES Corporation e Equatorial. Além da inversão entre empresas municipais e estaduais.

Ainda, as empresas apresentaram uma menor variabilidade entre si em relação ao teste anterior, provavelmente pelo fato das diferenças entre as metas de qualidade e real não serem matematicamente tao grandes. O resultado completo do teste de Eficiência Operacional e Qualidade se encontra no Anexo III.

Rentabilidade Operacional x Regulatória (EBIT/EBITr)

A comparação entre o EBIT regulatório e o EBIT real obtido pelas empresas na execução das suas atividades trouxe seis empresas como *Benchmarking*. As empresas CNEE e CPFL Santa Cruz também foram as com a melhor relação EBIT/EBITr, 315% e 310% respectivamente, seguidas por Elektro (215%) e CPFL Paulista (204%). CEMIG-D (106%) e João Cesa (7%) não apresentaram relações tão altas mas se colocaram como benchmarking devido às suas posições na escala. O quadro completo se encontra no ANEXO IV.

Na comparação entre porte de empresas, os resultados ano a ano mostraram grande oscilação, provavelmente em função das Revisões Tarifárias do quarto ciclo que diminuiu a remuneração das empresas de forma dispersa no período. O fato do Método de Retornos Variáveis de Escala dar maior peso na comparação com empresas mais próximas também contribuiu para os resultados oscilantes, sendo mais confiável se ater aos resultados da média do período.

Este teste, ao contrário dos testes anteriores, apontou diferenças significativas entre as empresas de pequeno e grande porte. As empresas de menor porte apresentaram uma diferença de rentabilidade de 46% superior ao regulatório, enquanto as de maior porte ficaram 5% abaixo do concedido. O resumo dos resultados se encontram na Tabela abaixo.

Tabela 5-8: Resultado do teste de Rentabilidade Oper. vs Regulatória: porte da empresa

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14		
	Porte/método	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr
Grande		50%	1,08	42%	0,92	47%	0,45	37%	1,38	53%	0,95
Pequeno		55%	1,05	43%	1,49	44%	1,14	36%	2,28	61%	1,46
Média Geral		52%	1,07	42%	1,15	46%	0,73	36%	1,75	56%	1,16

Boa parte dessa diferença é matemática: enquanto o grupo de empresas de grande porte possui 29% de empresas estatais, o grupo de empresas de pequeno porte possui apenas 15% de estatais, sendo metade destas municipais. Assim, as empresas do grupo Eletrobras e as estaduais puxam a média do grupo das grandes para baixo. Como comprovação, o quadro abaixo apresenta a abertura da média 2011-2014 tanto em Porte quanto em Perfil. Facilmente percebe-se que entre as empresas privadas não há grandes diferenças entre grandes e pequenas. Já nas

públicas existe uma grande diferença, pois as empresas municipais públicas melhoram a média das pequenas.

Tabela 5-9: Abertura dos resultados EBIT/EBITr para média do período de 2011 a 2014

Método	DEA			EBIT/EBITr		
	Privado	Público	Média	Privado	Público	Média
Grande	66%	18%	53%	1,56	-0,65	0,95
Pequeno	65%	38%	61%	1,74	0,00	1,46
Média Geral	66%	24%	56%	1,64	-0,46	1,16

Como vimos, o teste anterior, de Eficiência Operacional, não apontou diferença entre empresas grandes e pequenas, assim nenhuma diferença entre os grupos de empresas grandes e pequenas pode ser atribuída aos custos de PMSO destas empresas. Possivelmente a pequena diferença que ainda resta nas empresas privadas (1,56 nas grandes vs 1,74 pequenas) seja devida às perdas de energia que fazem parte da Parcela A e que as empresas de grande porte possuem maior dificuldade de combater, mas seriam necessários outros testes para confirmar esta hipótese.

Na comparação entre empresas privadas e públicas já não se vê novidade. Enquanto as empresas privadas apresentaram uma eficiência de 66% com uma rentabilidade acima do regulatório de 64%, o EBIT das empresas públicas foi negativo, com uma eficiência de apenas 24% pelo DEA, conforme Tabela abaixo.

Tabela 5-10: Resultado do teste de Rentabilidade Oper. x Reg. quanto ao perfil da empresa

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr
Privado	62%	1,60	50%	1,72	56%	1,49	38%	1,80	66%	1,64
Público	18%	-0,70	18%	-0,77	12%	-1,82	32%	1,56	24%	-0,46
Média Geral	52%	1,07	42%	1,15	46%	0,73	36%	1,75	56%	1,16

Abrindo-se por grupo controlador, observa-se que embora pelo DEA o grupo CPFL foi *benchmarking* do setor com 82% de eficiência com um EBIT real 2,2 vezes maior que o regulatório, as empresas municipais tiveram um resultado ligeiramente melhor, com o EBIT real 2,3 vezes maior. No fim da lista, as empresas estaduais e do grupo Eletrobras com EBITs negativos na média do período, conforme Tabela.

Tabela 5-11: Resultado do teste de Rentabilidade Oper. x Reg. quanto ao controlador

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr	DEA	EBIT/EBITr
Iberdrola	100%	2,7	63%	1,9	97%	2,0	97%	2,0	100%	2,1
Equatorial	57%	1,6	63%	1,8	87%	2,0	64%	1,7	82%	1,8
Endesa	59%	1,6	57%	1,7	100%	1,9	81%	1,8	82%	1,7
CPFL Energia	81%	2,2	58%	2,2	66%	2,1	46%	2,5	82%	2,2
Municipal	42%	1,1	28%	1,2	20%	0,6	74%	6,5	76%	2,3
Neoenergia	71%	1,7	53%	1,6	74%	1,6	45%	1,2	70%	1,5
Energisa	62%	1,8	63%	2,4	60%	1,7	14%	1,2	67%	1,8
Cemig	52%	1,1	64%	1,0	37%	0,8	20%	0,5	67%	0,9
Grupo Rede	52%	1,5	45%	1,7	43%	1,6	31%	2,2	59%	1,7
Outras privadas	56%	1,2	44%	1,5	46%	1,0	36%	1,8	58%	1,4
EDP	52%	1,4	39%	1,2	49%	1,2	24%	1,1	55%	1,2
AES Corporation	76%	1,6	32%	0,9	44%	1,0	35%	1,1	54%	1,2
Estadual	11%	-0,0	11%	-0,3	17%	-0,2	9%	-0,7	10%	-0,3
Eletrobras	7%	-2,2	7%	-2,1	0%	-4,4	39%	2,0	5%	-1,8
Média Geral	52%	1,07	42%	1,15	46%	0,73	36%	1,75	56%	1,16

Eficiência Financeira (EBITDA/ROL)

Neste teste, apenas quatro empresas se colocaram na fronteira de eficiência quanto à lucratividade operacional do negócio em relação à Receita Operacional Líquida: CEMAR, COELBA, CEMIG-D e João Cesa. De fato, CEMAR apresentou a melhor relação EBITDA/ROL (31%) de todas as empresas e COELBA a terceira melhor (28%). Já CEMIG-D e João Cesa (16% e 2% respectivamente) foram consideradas *benchmarking* apenas devido às suas posições na escala. O quadro completo com as eficiências de todas as empresas se encontra no Anexo V.

Como nos demais testes, não foram encontradas diferenças significativas entre as empresas de pequeno e grande porte, conforme demonstrado na Tabela abaixo.

Tabela 5-12: Resultado do teste de Eficiência Financeira quanto ao porte da empresa

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	EBITDA/ ROL	DEA	EBITDA/ ROL	DEA	EBITDA/ ROL	DEA	EBITDA/ ROL	DEA	EBITDA/ ROL
Grande	57%	0,16	49%	0,12	45%	0,12	47%	0,14	51%	0,14
Pequeno	54%	0,10	52%	0,11	46%	0,10	38%	0,15	55%	0,12
Média Geral	56%	0,13	51%	0,12	45%	0,11	43%	0,15	52%	0,13

Na comparação entre empresas privadas e públicas, vemos uma diferença ainda maior que nos testes de Eficiência Operacional. As empresas privadas apresentaram uma média de eficiência superior ao dobro da obtida pelas públicas. Enquanto as primeiras conseguiram obter 61% de eficiência em converter Receita Líquida em EBITDA, as segundas alcançaram 25%. Em termos absolutos as empresas privadas conseguiram converter 16% da sua Receita Líquida em EBITDA e as empresas públicas converteram apenas 1% desse valor, conforme abaixo.

Tabela 5-13: Resultado do teste de Eficiência Financeira quanto ao porte da empresa

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	EBITDA/ ROL	DEA	EBITDA/ ROL	DEA	EBITDA/ ROL	DEA	EBITDA/ ROL	DEA	EBITDA/ ROL
Privado	65%	0,18	59%	0,16	54%	0,15	46%	0,16	61%	0,16
Público	24%	-0,04	22%	-0,02	17%	-0,03	34%	0,10	25%	0,01
Média Geral	56%	0,13	51%	0,12	45%	0,11	43%	0,15	52%	0,13

Abrindo por grupo controlador, vemos que o grupo Equatorial foi *benchmarking* do setor, convertendo 31% da sua Receita Líquida em EBITDA, o resultado caindo até o grupo Eletrobras, com EBITDA negativo, apresentando uma eficiência de 6% pelo DEA, conforme resultados apresentados na Tabela abaixo.

Tabela 5-14: Resultado do teste de Eficiência Financeira quanto ao controlador

Ano Controlador/ método	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	EBITDA /ROL	DEA	EBITDA /ROL	DEA	EBITDA /ROL	DEA	EBITDA /ROL	DEA	EBITDA /ROL
Equatorial	100%	0,31	92%	0,28	100%	0,33	100%	0,31	100%	0,31
Endesa	81%	0,25	80%	0,25	87%	0,28	95%	0,25	89%	0,26
Cemig	72%	0,18	75%	0,17	56%	0,16	79%	0,13	79%	0,16
Iberdrola	84%	0,26	72%	0,21	75%	0,23	72%	0,21	77%	0,23
Municipal	51%	0,14	42%	0,11	38%	0,10	71%	0,41	71%	0,20
CPFL Energia	73%	0,22	69%	0,20	57%	0,18	48%	0,22	70%	0,21
Energisa	66%	0,20	71%	0,21	57%	0,18	36%	0,16	63%	0,19
Outras privadas	56%	0,11	56%	0,11	49%	0,10	38%	0,11	55%	0,11
EDP	60%	0,19	52%	0,16	48%	0,16	49%	0,16	54%	0,17
AES Corporation	83%	0,20	42%	0,13	39%	0,13	47%	0,14	50%	0,15
Grupo Rede	55%	0,17	41%	0,10	36%	0,11	30%	0,14	44%	0,13
Estadual	18%	0,04	14%	0,02	20%	0,03	12%	0,00	15%	0,02
Eletrobras	8%	-0,20	9%	-0,13	3%	-0,16	29%	0,07	6%	-0,08
Total Geral	56%	0,13	51%	0,12	45%	0,11	43%	0,15	52%	0,13

Rentabilidade do investimento (EBIT/AISlq)

O teste de Rentabilidade sobre o Ativo Imobilizado em Serviço Líquido apresentou sete empresas como Benchmarking. Mux energia (35%), CNEE (34%), DMED (33%), Elektro (27%) CPFL Paulista (26%), CEMIG-D (15%) e João Cesa (0%). Novamente as duas últimas com rentabilidade inferior, mas bem avaliadas pelo DEA por sua posição na sua escala. A tabela completa se encontra no ANEXO VI.

Na comparação entre empresas grandes e pequenas, conforme quadro abaixo, as de pequeno porte novamente apresentaram um resultado melhor, o DEA calculando 60% de eficiência para uma rentabilidade de 16%, enquanto as de grande porte com 49% de eficiência para uma rentabilidade de 10%, certamente pela maior presença de estatais no primeiro grupo.

Tabela 5-15: Resultado do teste de Rentabilidade do investimento: porte da empresa

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	EBIT /AIS	DEA	EBIT /AIS	DEA	EBIT /AIS	DEA	EBIT /AIS	DEA	EBIT /AIS
Grande	50%	0,14	43%	0,10	41%	0,06	36%	0,12	49%	0,10
Pequeno	55%	0,17	49%	0,16	44%	0,10	39%	0,23	60%	0,16
Média Geral	52%	0,15	45%	0,12	42%	0,08	37%	0,16	54%	0,13

Na comparação entre setor público e privado, nenhuma surpresa em relação aos demais testes. As empresas privadas com eficiência calculada pelo DEA de 62% com rentabilidade de 18% e as públicas com uma eficiência de 25% para um EBIT negativo, conforme tabela.

Tabela 5-16: Resultado do teste de Rentabilidade do investimento: porte da empresa

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	EBIT/ AIS	DEA	EBIT/ AIS	DEA	EBIT/ AIS	DEA	EBIT/ AIS	DEA	EBIT/ AIS
Privado	62%	0,23	52%	0,19	51%	0,15	40%	0,18	62%	0,18
Público	20%	-0,11	20%	-0,09	12%	-0,14	29%	0,11	25%	-0,05
Média Geral	52%	0,15	45%	0,12	42%	0,08	37%	0,16	54%	0,13

Na abertura dos grupos controladores chama a atenção o segundo lugar das empresas municipais, com 90% de eficiência para uma rentabilidade de 31% do EBIT sobre o AIS, ficando apenas atrás do grupo Iberdrola (Elektro). Nenhuma surpresa é o resultado das empresas estaduais e do grupo Eletrobras, com EBIT negativo, conforme tabela.

Tabela 5-17: Resultado do teste de Rentabilidade do investimento: Grupo controlador

Ano Controlador/ método	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	EBIT/ AIS	DEA	EBIT/ AIS	DEA	EBIT/ AIS	DEA	EBIT/ AIS	DEA	EBIT/ AIS
Iberdrola	91%	0,32	66%	0,22	100%	0,27	100%	0,28	100%	0,27
Municipal	38%	0,17	44%	0,20	28%	0,07	87%	0,75	90%	0,31
Endesa	65%	0,23	76%	0,25	97%	0,26	68%	0,19	84%	0,23
CPFL Energia	88%	0,36	63%	0,24	57%	0,19	45%	0,24	82%	0,25
Equatorial	68%	0,24	73%	0,24	72%	0,19	61%	0,19	78%	0,21
Cemig	67%	0,18	68%	0,17	33%	0,09	19%	0,06	67%	0,12
Energisa	63%	0,25	64%	0,25	49%	0,15	19%	0,11	61%	0,18
Neoenergia	57%	0,20	48%	0,16	61%	0,17	51%	0,12	60%	0,16
Grupo Rede	44%	0,18	41%	0,14	43%	0,16	33%	0,23	56%	0,18
EDP	54%	0,19	42%	0,15	47%	0,13	37%	0,14	55%	0,15
Outras privadas	56%	0,19	50%	0,17	44%	0,08	39%	0,16	53%	0,14
AES Corporation	77%	0,21	35%	0,12	38%	0,10	38%	0,13	52%	0,14
Estadual	14%	-0,01	11%	-0,03	16%	-0,02	10%	-0,07	10%	-0,03
Eletrobras	5%	-0,34	7%	-0,29	1%	-0,34	28%	0,05	3%	-0,22
Total Geral	52%	0,15	45%	0,12	42%	0,08	37%	0,16	54%	0,13

Como existem apenas duas distribuidoras de energia municipais (DMED e DEMEI) é difícil afirmar se existe um fator intrínseco às empresas desse perfil que as façam ser ou parecer mais eficientes ou simplesmente estas duas empresas apresentaram bons resultados devido à sua gestão. Seria necessário verificar se existem diferenças em áreas como compras, políticas de contratação e salários e até nos critérios de contabilização para se fazer uma afirmação mais segura.

Capacidade de geração de caixa sobre Dívida (EBITDA/DL)

Mesmo com as limitações que este teste teve, conforme já explicado, foi possível perceber que a maior parte das empresas que possuem Dívida Líquida Negativa, ou seja, ativos a receber maior que passivos a pagar, são empresas de pequeno porte. Talvez em função da estrutura mais enxuta ou por encontrar maior dificuldade na obtenção de financiamentos. Mesmo as duas empresas públicas municipais que fazem parte do estudo entraram neste grupo. No outro extremo, destaca-se a ineficiência das empresas públicas, com EBITDA negativo no período. No quadro abaixo, resume-se a eficiência média de cada grupo controlador. Ressalta-se que faz parte

do cálculo apenas as empresas não excluídas do DEA, assim o grupo apresenta uma eficiência abaixo do real, pelo fato da CNEE ter sido excluída por apresentar Dívida Líquida negativa e a Eletrobras apresenta uma eficiência acima do real, por ter sido utilizado no cálculo apenas empresas do grupo com EBITDA positivo. O resultado completo se encontra no Anexo VII.

Tabela 5-18: Resultado do teste Geração de Caixa sobre Dívida: Grupo controlador 2011-14

Rótulos de Linha	Eficiência DEA	Média de DL/EBITDA
Iberdrola	100%	1,2
Endesa	87%	1,0
EDP	76%	1,5
Cemig	74%	4,0
Neoenergia	72%	2,4
Equatorial	61%	2,0
AES Corporation	59%	2,8
Outras privadas	48%	2,7
CPFL Energia	39%	2,2
Energisa	36%	2,7
Grupo Rede	33%	4,9
Estadual	21%	8,2
Eletrobras	5%	16,9
Total Geral	46%	3,9

Relação entre os testes

Procedendo-se à verificação da correlação entre os testes, observa-se que eles possuem um alto grau de correlação entre os resultados, como era de se esperar visto todos analisarem aspectos financeiros. Embora chame a atenção em especial a altíssima correlação de 0,97 entre o resultado dos testes de Rentabilidade Operacional x Regulatória (EBIT/EBITr) com Rentabilidade do Investimento (EBIT/AISlq), não chega a ser surpresa, visto que o EBITr é justamente definido em função do AIS avaliado, que se torna a Base de Remuneração Regulatória. Mas, destaca-se que essa pequena diferença já foi o suficiente para que as empresas *benchmarking* nestes dois testes não fossem exatamente as mesmas. O quadro seguinte apresenta a correlação entre os resultados dos testes.

Tabela 5-19: Correlação entre os resultados dos testes

Teste	PMSOr/PMSO	PMSO&DGC/PMSOr	EBITDA/ROL	EBIT/EBITr	EBIT/AISlq
PMSOr/PMSO	1,00	0,92	0,70	0,77	0,75
PMSO&DGC/PMSOr		1,00	0,74	0,78	0,81
EBITDA/ROL			1,00	0,83	0,83
EBIT/EBITr				1,00	0,97
EBIT/AISlq					1,00

Analisando-se os resultados como um todo a melhor empresa foi a Elektro, se apresentando como *benchmarking* em todos os testes, a exceção do teste de Eficiência Financeira (EBITDA/ROL). Em seguida vieram Coelba, CPFL Paulista e Mux energia, *benchmarking* em três dos testes. As empresas CPFL Mococa e nacional foram referência em dois testes e por fim Coelce, Forcel, CPFL Santa Cruz e DMED foram *benchmarking* em um teste. As empresas CEMIG-D e João Cesa tiveram sua eficiência no DEA positivamente distorcida quando comparada com a divisão direta (cálculo de cada indicador) aparentemente por questões de escala. O quadro abaixo apresenta um resumo das empresas que se destacaram.

Quadro 5-1: Empresas mais eficientes nos testes

Dimensão	Eficiência Operacional	Eficiência Operacional x Qualidade	Rentabilidade Operacional x Regulatória	Eficiência Financeira	Rentabilidade do Investimento
Indicador	PMSOr/PMSO	PMSO&DGC /PMSOr	EBIT/EBITr	EBITDA/ROL	EBIT/AISlq
Empresa	CPFL Mococa	CPFL Mococa	CNEE	Cemar	Muxenergia
	Elektro	Coelce	CPFL Sta Cruz	Coelba	CNEE
	Muxenergia	Elektro	Elektro	Cemig-D	DMED
	Coelba	CPFL Paulista	CPFL Paulista	João Cesa	Elektro
	Cemig-D	Coelba	Cemig-D		CPFL Paulista
	João Cesa	Muxenergia	João Cesa		Cemig-D
		Forcel			João Cesa
		Cemig-D			
	João Cesa				

Os testes ano a ano não apresentam qualquer evidência que a eficiência média do setor esteja evoluindo no período, tanto a eficiência média medida pelo DEA quanto a leitura

direta da média dos indicadores. Ao contrário, alguns indicadores apresentaram piora, possivelmente em função da diminuição do WACC no terceiro Ciclo de Revisão Tarifária. No caso do DEA, como é uma ferramenta comparativa, quanto mais próxima de 100% menor a diferença de eficiência entre as empresas. Já o cálculo direto do indicador deve ser avaliado em cada caso. O resumo dos resultados do setor é apresentado na Tabela abaixo.

Tabela 5-20: Resumo da eficiência média do setor ano a ano por DEA e por indicadores

Ano	2011		2012		2013		2014		2011-14	
	DEA	Ind.	DEA	Ind.	DEA	Ind.	DEA	Ind.	DEA	Ind.
PMSOr/PMSO	68%	1,07	54%	1,12	61%	1,16	63%	1,18	70%	1,11
PMSO&DGC/PMSOr	70%	---	64%	---	65%	---	66%	---	73%	---
EBIT/EBITr	52%	1,07	42%	1,15	46%	0,73	36%	1,75	56%	1,16
EBITDA/ROL	56%	0,13	51%	0,12	45%	0,11	43%	0,15	52%	0,13
EBIT/AIS	52%	0,15	45%	0,12	42%	0,08	37%	0,16	54%	0,13

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O DEA se mostrou aplicável aos testes e capaz de mostrar a grande variabilidade de eficiência entre as distribuidoras de energia elétrica, todavia, não deve ser utilizado como única ferramenta, pois justamente devido à grande diversidade de porte algumas empresas apresentam resultados de eficiência acima do que seria esperado pelos seus indicadores, notadamente João Cesa e CEMIG-D. Além disso, o teste de geração de caixa sobre Dívida Líquida (DL/EBITDA) apresentou as restrições explicadas, com resultados apenas parciais e assim não foi utilizado na análise conjunta dos resultados. Para trabalhos futuros, outros estudos que incluam testes de robustez dos resultados, utilizando modelos DEA mais avançados poderão ser utilizados para superar as restrições encontradas.

As técnicas e informações apresentadas neste trabalho poderão ser aperfeiçoadas e utilizadas no monitoramento econômico financeiro das distribuidoras de energia realizado pela ANEEL e também como subsídios para a tomada de decisões nas políticas públicas, o que inclui a possibilidade de transferir as empresas do grupo Eletrobras para o controle privado, conforme recentes declarações do poder concedente.

Todos os testes apontam para uma necessidade de melhora do setor, pois sempre há um pequeno grupo na fronteira de eficiência contrastando com uma maioria muito aquém deste *benchmarking*. O fato de não haver diferenças relevantes entre os indicadores de empresas grandes e pequenas (excluindo-se a questão da maioria das públicas ser de grande porte) na maioria dos testes sugere uma regulação bem ajustada em função do tamanho, o que poderia ser uma evidência da regulação também ser bem ajustada para outros fatores específicos de cada concessionária, como topologia, custos da mão de obra e complexidade sócio econômica da região. Assim, mesmo que ANEEL na definição dos seus parâmetros regulatórios não tenha contemplado alguma característica específica de alguma empresa, este fato não seria o suficiente para diferenças tão gritantes de eficiência como as encontradas, levando-nos a conclusão que a ineficiência de algumas empresas ou grupos são responsabilidade dos seus gestores, não do agente regulador.

Quanto aos resultados individuais trabalhados anualmente, percebe-se em muitas empresas uma grande variação da eficiência de um ano para o outro. Essa variação pode ser utilizada para o analista aprofundar os estudos em determinadas empresas, procedendo assim para

análise tradicional de balanços. Alguns exemplos de como o método é capaz de rapidamente indicar mudanças na eficiência da empresa são apresentados em seguida:

ELETROPAULO - a empresa, sem mudança significativa na sua eficiência Operacional (PMSOr/PMSO) despencou sua Eficiência Financeira (EBITDA/ROL) e suas Rentabilidades Operacional x Regulatória (EBIT/EBITr) e do Investimento (EBIT/AISlq) de 100% em 2011 para 20%, 46% e 7% respectivamente em 2012, apresentando uma recuperação apenas parcial nos anos seguintes. O mais provável que este fato tenha ocorrido em função da Revisão Tarifária sofrida pela empresa em 2012, em que a Base de Remuneração ficou abaixo do esperado e houve redução da tarifa. Como a revisão era retroativa a 2011, a empresa ainda teve que devolver a diferença do ano anterior.¹⁹

DMED - No período analisado a empresa não apresentou melhoria significativa na sua eficiência Operacional (PMSOr/PMSO) apresentando até uma piora em 2014. Mesmo assim, a empresa deu um salto nos demais indicadores nesse ano, chegando a 100% de eficiência na rentabilidade do Investimento (EBIT/AISlq). Provavelmente esse resultado está relacionado à reestruturação societária ocorrida em 2010, que transformou o antigo Departamento Municipal de Energia de Poços de Caldas (DME-PC) em DME Poços de Caldas Participações S/A (Holding), e suas subsidiárias: a DME Distribuição S/A (DMED) e a DME Energética S/A. Tal reestruturação “visava adequar a concessionária de distribuição local ao atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro”.²⁰

CELPA – conforme narrado no histórico apresentado no capítulo 2, a empresa apresentava sérios problemas financeiros, até que em 2012 pediu recuperação judicial e no final do ano houve a transferência de controle para a Equatorial. Nos anos de 2012 e 2013 a Rentabilidades Operacional x Regulatória (EBIT/EBITr) indicado pelo DEA dava eficiência de 0% (EBIT negativo em 2012 e próximo ao regulatório em 2013). Já em 2014, a empresa apresentou 70% de eficiência, com o EBIT real sendo o dobro do regulatório. Um grande salto de eficiência.

Por outro lado, ficou claro ainda a incapacidade de gestão das empresas pelo estado. Exceção feita às duas prefeituras que administram distribuidoras, tanto o sistema Eletrobras

19 <http://economia.terra.com.br/base-de-remuneracao-da-eletropaulo-fica-abaixo-do-esperado,7448aa9b59731410VgnCLD200000bbcceb0aRCRD.html>

20 http://www.dme-pc.com.br/inst_dme.php

quanto governos estaduais apresentaram péssimos resultados sem nenhum viés de melhora. Ocorre ainda um agravante nestes casos, que é o fato do custo da ineficiência ser sempre pago pelos consumidores: através da má qualidade do serviço prestado e dos frequentes aportes do tesouro à essas empresas, constantemente endividadas e sem capacidade de resolução dos próprios problemas.

Longe de querer esgotar o assunto, este trabalho busca lançar novos paradigmas para discussão no setor elétrico. Embora tenha se demonstrado diferenças enormes de eficiência entre as distribuidoras, são necessárias muitas análises adicionais para se explicar a fundo suas origens. Estudos que se aprofundem na abertura das contas contábeis das empresas, para se identificar onde as empresas menos eficientes perdem sua lucratividade, visto os estudos indicarem valores regulatórios concedidos acertados, seriam de grande contribuição, juntamente com a criação e cálculo de indicadores adicionais de eficiência.

Outra sugestão são estudos que analisem o impacto da Parcela A, teoricamente neutra na tarifa mas que possui um custo financeiro que pode corroer a Parcela B, ou ainda estudos para se avaliar o impacto e a capacidade de resposta das empresas à mudanças regulatórias, como a implantação da Lei n. 12.783/2013.

REFERENCIAS

AGRELL, P. J and P. BOGETOFT (2003): **Ex-post Regulation – Reproject 2. Final Report**. Publicado por Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE), para SUMICSID. Bélgica.

ALTOÉ, A.V. **Estudo da influência de variáveis relacionadas às decisões de financiamento na eficiência técnica das distribuidoras de energia elétrica brasileiras no período de 2006 a 2009**. 2012. Dissertação (Mestrado em Administração) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis-SC, 2012.

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças Corporativas e Valor**. São Paulo: Atlas, 2003.

BADER, M. K. et al. Efficiency of Islamic Vs. Conventional Banks. **Islamic Economic Studies**, v. 15, n. 2, jan. 2008. <http://www.isdb.org/>

BELLONI, J. Â. **Uma metodologia de avaliação da eficiência produtiva de Universidade Federais Brasileiras**. 2000. Tese de Doutorado em Engenharia de Produção – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis-SC, 2000.

BRITO, E. H. G. **Revisão Tarifária e Diferenças Regionais: Um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil**. 2009. Dissertação de mestrado em ciências. Programa Interunidades de Pós-Graduação da Universidade de São Paulo PIPGE EP/FEA/IEE/IF. USP.

CALDAS, M. A. F.; GABRIELE, P. D., Carvalhal, R. L.; Ramos, T.G. **A eficiência do transporte ferroviário de cargas: uma análise do Brasil e dos Estados Unidos**. In: Anais do Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Rio de Janeiro. 2012. p. 1775-1786.

CALDEIRA, T. C. M. **Indicador de desempenho global das distribuidoras de energia elétrica**, 2013. 134 p. Dissertação de Mestrado em Regulação e Gestão de Negócios – Universidade de Brasília, Brasília-DF, 2013.

CARLUCCI, F. V. **Aplicação da Análise Envoltória de Dados (DEA) para avaliação do impacto das variáveis tamanho e localização e eficiência operacional de usinas de cana-de-açúcar na produção de açúcar e etanol no Brasil**. Dissertação de mestrado em Ciências. USP-SP. Ribeirão Preto, 2012.

CHARNES, A.; COOPER, W.; RHODES, E. **Measuring the efficiency of decision making units**. European Journal of Operations Research, v. 2, n. 6, p. 429-444, 1978. Disponível em: <[http://dx.doi.org/10.1016/0377-2217\(78\)90138-8](http://dx.doi.org/10.1016/0377-2217(78)90138-8)>. Acesso em: 03/03/2016

COSTA, Hálisson R. F. **Custos e Benefícios do Modelo de Regulação Econômica Adotada no Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**. In: Anais do VIII Congresso Brasileiro de Regulação, 2013, Fortaleza-CE.

DIEL, F. J.; DIEL, E. H.; SCHULZ S. J., CHIARELLO, T. C.; SILVA, T. P. Análise da Eficiência Econômico-Financeira das Empresas Pertencentes ao Agronegócio Brasileiro. **Contextus Revista Contemporânea de Economia e Gestão**, Fortaleza-CE, v. 12, n. 2, mai/ago, 2014.

ESPOSITO, A.S. **O Setor Elétrico Brasileiro e o BNDES: Reflexões sobre o financiamento aos investimentos e perspectivas**. Rio de Janeiro-RJ, 2012. Publicado pelo BNDES.

FERREIRA, N. **Eficiência e Produtividade das frotas de aeronaves da FA**. Instituto Superior de Economia e Gestão – ISEG. 2013. Lisboa-PT.

Feroz, E. H; Kim, S. e Raab, R. L., **Financial statement analysis: A data envelopment analysis approach**. Journal of the Operational Research Society, Vol. 54, pp. 48-58, 2003. 21 de Julho de 2008. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1167557>

FIGUEIREDO, L. V. **Lições de Direito Econômico**. 4º ed. Rio de Janeiro: Editora Forense. 2010.

GALVÃO, P. J. L. N. **Análise envoltória de dados aplicada ao setor brasileiro de distribuição de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Faculdades Ibmecc, 2008.

GANIM, A. **Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis**. Rio de Janeiro: Synergia: Canal Energia, 2009.

GASTALDO, M. M., **Direito em Energia Elétrica: o Setor Elétrico**, 2009. Disponível em:<<http://www.osetoelettrico.com.br/>>. Acesso em: 03/03/2016.

CARÇÃO, J. F. C. **Tarifas de energia elétrica no Brasil**. 2011. Dissertação de Mestrado em Engenharia - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

GOULART, Diego Dorneles **Avaliação de Índices de Eficiência e de Produtividade de Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil Aplicando Análise Envoltória de Dados (DEA)**. 2013. XX f. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Pampa – UNIPAMPA, Alegrete-RS. 2013.

IORIO, Ubiratan Jorge. **Ação, tempo e conhecimento: a Escola Austríaca de economia**. São Paulo: Instituto Ludwig von Mises. Brasil, 2011.

KASSAI, Silvia. **Utilização da Análise por Envoltória de Dados (DEA) na Análise de Demonstrações Contábeis**. 2002. Tese de Doutorado em Contabilidade e Controladoria. USP, São Paulo, 2002.

LORENZETT, J.B. **Medição de desempenho de unidades operacionais de educação profissional: uma proposta de aplicação do método DEA**. 2004. Dissertação (Mestrado em Administração) - Mestrado Executivo em Administração da Unisul, Florianópolis/SC, 2004.

MACEDO, M. A S; ALMEIDA, K.; FONTES, P. V. S.; BARBOSA, C.; LIMA, L. C. O. **Análise do desempenho contábil-financeiro no agronegócio brasileiro: Aplicando DEA aos dados de agroindústrias de 2006**. In: Anais do Congresso da Sociedade Brasileira de Economia, Administração e Sociologia Rural – SOBER, 46. Rio de Janeiro: PPGEN/UFRURAL, 2008.

MATTIELO, A. C. **Eficiência das companhias aéreas brasileiras: uma análise envoltória de dados**. Revista Engevista, Rio de Janeiro, v. 10, n. 2, p. 145-155, dez. 2008.

NEVES JÚNIOR, I. J.; MOREIRA, S. A.; MENDES, F. **Estudo Exploratório da Fronteira de Eficiência do Indicador de Alavancagem Financeira em Empresas do Setor de Telecomunicações a partir da Análise Envoltória de Dados (DEA)**. In: Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia (SEGeT), 12., 2009, Resende-RJ. 2009.

OHARA, E. H. **Finanças do Setor Elétrico: demonstrações Societárias Vs Regulatórias**. 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/Monografia_Pos_Graduacao_Eduardo_Ohara.pdf>. Acesso em: 03 de março de 2016.

PASTOR, J. T. **Translation invariance in data envelopment analysis: a generalization**. Annals of Operations Research. Abril de 1996, Volume 66, 2 Ed., p. 91-102.

PEREIRA, V. A. M. **A contabilidade de gestão e a Data Envelopment Analysis: análise de desempenho organizacional**. Mestrado em Contabilidade e Gestão das Instituições Financeiras - Instituto Superior de Contabilidade e Administração de Lisboa – ISCAL. 2014.

PEÑA, C.R. **Um modelo de Avaliação da Eficiência da Administração Pública através do Método Análise Envoltória de Dados (DEA)**. RAC, Curitiba, v. 12, n. 1, p. 83-106, Jan./Mar. 2008.

PIMENTEL, L. A. S. **O impacto na variação da matriz energética e da área das florestas na eficiência relativa entre os países membros do G20 na emissão de gases de efeito estufa: uma análise envoltória de dados (DEA) nos anos 1990, 2000 e 2010**. 2014. Tese de Doutorado em Administração de Organizações - USP-SP. 2014.

PINHEIRO, T. M. M. **Regulação por Incentivo à Qualidade: comparação de Eficiência entre Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil**. Tese de Mestrado em Engenharia Elétrica-UnB. 2012.

PINTO, R. C. **Uma análise da utilização do coeficiente beta no setor elétrico brasileiro**. São Paulo. 2008. Dissertação de Mestrado em Energia - USP, 2008.

REBELO S., MATIAS, F. CARRASCO, P. **Aplicação da metodologia DEA na análise da eficiência do setor hoteleiro português: uma análise aplicada às regiões portuguesas**. Tourism & Management Studies, v. 9, n. 2, p. 21-28, 2013. Lisboa-PT.

Coelli, T. C. et al. **An introduction to efficiency and productivity analysis**. 2º ed. Library of Congress Cataloging-in-Publication Data. Springer. 1998

REZENDE, S. M. et al. **Avaliação cruzada das distribuidoras de energia elétrica**. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/S0103-65132014005000004>>. Acesso em: 03 de março de 2016.

ROCHA, R.B.; CAVALCANTI NETTO, M.A. **A data envelopment analysis model for rank ordering suppliers in the oil industry**. *Pesqui. Oper.* Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/S0101-74382002000200002>>. Acesso em: 03 de março de 2016.

ROCHA, K.; BRAGANÇA, G. F.; FERNANDO, C., **Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa**. Revista Brasileira de Energia, vol. 11, n. 2, 2006.

SALES, Gustavo Manguiera de Andrade. **Proposta de um modelo utilizando análise envoltória de dados - DEA na definição das metas dos indicadores da qualidade comercial das distribuidoras de energia elétrica - DER e FER**. 2011. 91. Dissertação de Mestrado em Regulação – Universidade de Brasília, Brasília, 2011.

SATO, J. **Utilização da Análise Envoltória de Dados (DEA) no estudo de eficiência no setor de saneamento**. Dissertação de Mestrado em Economia Regional – Universidade de Brasília, 2011.

SHLEIFER, A. **A Theory of Yardstick Competition**. Rand Journal of Economics, v. 16, p. 319–327. 1985.

SOUZA, M. V. P. **Uma abordagem bayesiana para o cálculo dos custos operacionais eficientes das distribuidoras de energia elétrica**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica - Pontifícia Católica do Rio de Janeiro, 2008.

WOLFF, L. D. G.; Espírito Santo, I. M.; Daniel, F.; Silveira, J. S. T. **Análise econométrica de Eficiência Técnica aplicada à Hospitais integrantes do SUS no Estado de Mato Grosso**. In: XXXIV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2002, Rio de Janeiro-RJ. p. 34-46.

ZANINI, A. **Regulação econômica no setor brasileiro: uma metodologia para definição de fronteiras de eficiência e cálculo do fator X para empresas distribuidoras de energia elétrica**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica-PUC, 2004.

ANEXOS

Anexo I - Grupo econômico, Perfil e Porte das empresas analisadas

Empresa	Nome	Grupo Econômico	Perfil	Porte
Aes Sul	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	AES Corporation	Privado	Pequeno
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia S.A	Eletrobras	Público	Pequeno
Ampla	Ampla Energia e Serviços S/A	Endesa	Privado	Pequeno
Bandeirante	Bandeirante Energia S/A.	EDP	Privado	Pequeno
Boa Vista	Boa Vista Energia S.A.	Eletrobras	Público	Grande
Caiuá-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	Grupo Rede	Privado	Pequeno
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	Eletrobras	Público	Pequeno
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	Eletrobras	Público	Pequeno
Ceb-Dis	CEB Distribuição S.A	Estadual	Público	Pequeno
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	Estadual	Público	Pequeno
Celesc-Dis	Celesc Distribuição S.A.	Estadual	Público	Pequeno
Celg-D	Celg Distribuição S.A.	Estadual	Público	Pequeno
Celpa	Centrais Elétricas do Pará S/A.	Grupo Rede	Privado	Pequeno
Celpe	Companhia Energética de Pernambuco	Neoenergia	Privado	Pequeno
Cemar	Companhia Energética do Maranhão	Equatorial	Privado	Pequeno
Cemig-D	CEMIG Distribuição S.A	Cemig	Público	Pequeno
Cepisa	Companhia Energética do Piauí	Eletrobras	Público	Pequeno
Ceron	Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	Eletrobras	Público	Pequeno
CERR	Companhia Energética de Roraima	Estadual	Público	Pequeno
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	Grupo Rede	Privado	Grande
Chesp	Companhia Hidroelétrica São Patrício	Outras privadas	Privado	Grande
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	Grupo Rede	Privado	Grande
Cocel	Companhia Campolarguense de Energia	Outras privadas	Privado	Pequeno
Coelba	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	Neoenergia	Privado	Pequeno
Coelce	Companhia Energética do Ceará	Endesa	Privado	Pequeno
Cooperal.	Cooperativa Aliança	Outras privadas	Privado	Grande
Copel-Dis	Copel Distribuição S/A	Estadual	Público	Pequeno
Cosern	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	Neoenergia	Privado	Pequeno
CPFL Jaguari	Companhia Jaguari de Energia	CPFL Energia	Privado	Grande
CPFL Leste	Companhia Leste Paulista de Energia	CPFL Energia	Privado	Grande
CPFL Mococa	Companhia Luz e Força de Mococa	CPFL Energia	Privado	Grande
CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL Energia	Privado	Pequeno
CPFL Pirat.	Companhia Piratininga de Força e Luz	CPFL Energia	Privado	Pequeno
CPFL Sta Cruz	Companhia Luz e Força Santa Cruz	CPFL Energia	Privado	Pequeno

CPFL Sul Pta	Companhia Sul Paulista de Energia	CPFL Energia	Privado	Grande
Demei	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	Municipal	Público	Grande
DMED	DME Distribuição S.A	Municipal	Público	Grande
EBO	Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	Energisa	Privado	Grande
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	Grupo Rede	Privado	Grande
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S/A.	Grupo Rede	Privado	Pequeno
Elektro	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	Iberdrola	Privado	Pequeno
Eletroacre	Companhia de Eletricidade do Acre	Eletrobras	Público	Grande
Eletrocar	Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	Outras privadas	Privado	Grande
Eletropaulo	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	AES Corporation	Privado	Pequeno
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	Energisa	Privado	Pequeno
EMS	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia	Grupo Rede	Privado	Pequeno
EMT	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	Grupo Rede	Privado	Pequeno
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	Energisa	Privado	Grande
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	Energisa	Privado	Pequeno
Escelsa	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	EDP	Privado	Pequeno
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	Energisa	Privado	Pequeno
ETO	Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia	Grupo Rede	Privado	Pequeno
Forcel	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	Outras privadas	Privado	Grande
Hidropan	Hidroelétrica Panambi S/A.	Outras privadas	Privado	Grande
Iguaçu	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	Outras privadas	Privado	Grande
João Cesa	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	Outras privadas	Privado	Grande
Light SESA	Light Serviços de Eletricidade S/A.	Cemig	Privado	Pequeno
Muxenergia	Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	Outras privadas	Privado	Grande
RGE	Rio Grande Energia S/A.	CPFL Energia	Privado	Pequeno
Santa Maria	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A.	Outras privadas	Privado	Grande
Sulgipe	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	Outras privadas	Privado	Grande
Uhenpal	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	Outras privadas	Privado	Grande
Urussanga	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	Outras privadas	Privado	Grande

Anexo II – Resultado do teste de Eficiência Operacional (PMSOr/PMSO)

Empresa	VRS11	VRS12	VRS13	VRS14	VRSm	CRSm	Ef11	Ef12	Ef13	Ef14	Efm
CPFL Mococa	0,92	0,88	0,90	0,82	1,00	1,00	1,55	2,02	1,97	1,91	1,86
Elektro	0,84	0,73	1,00	1,00	1,00	0,86	1,34	1,62	1,70	1,73	1,60
Muxenergia	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,80	1,46	1,61	1,41	1,46	1,48
Coelba	1,00	0,94	1,00	0,97	1,00	0,69	1,58	1,35	1,16	1,18	1,29
Cemig-D	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,49	0,99	0,96	0,80	0,88	0,90
João Cesa	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44	0,70	0,78	0,82	0,92	0,81
CPFL Jaguari	1,00	1,00	0,84	0,68	0,98	0,98	1,69	2,32	1,79	1,57	1,82
EDEVP	0,73	0,52	1,00	1,00	0,98	0,88	1,21	1,16	2,37	2,55	1,64
CNEE	0,76	0,56	0,92	0,91	0,96	0,89	1,27	1,27	2,14	2,26	1,65
CPFL Sul Pta	0,97	0,84	0,73	0,65	0,96	0,91	1,62	1,92	1,67	1,57	1,69
CPFL Sta Cruz	0,82	0,68	0,72	0,73	0,95	0,85	1,36	1,54	1,64	1,72	1,57
CPFL Leste	0,91	0,75	0,76	0,74	0,94	0,91	1,54	1,73	1,71	1,77	1,68
RGE	0,91	0,77	0,65	0,82	0,93	0,80	1,47	1,73	1,33	1,46	1,49
CPFL Paulista	0,82	0,73	0,93	0,95	0,91	0,69	1,29	1,21	1,28	1,32	1,28
Coelce	0,89	0,55	0,73	0,89	0,89	0,77	1,43	1,23	1,47	1,55	1,42
Cosern	1,00	0,68	0,62	0,70	0,87	0,76	1,65	1,53	1,28	1,28	1,41
EEB	0,63	0,53	0,73	0,69	0,83	0,75	1,05	1,20	1,72	1,76	1,39
EPB	0,79	0,60	0,64	0,74	0,82	0,71	1,29	1,34	1,31	1,34	1,32
CPFL Pirat.	0,65	0,61	0,70	0,67	0,79	0,69	1,07	1,37	1,42	1,21	1,27
Santa Maria	0,61	0,66	0,57	0,57	0,77	0,71	1,01	1,51	1,33	1,43	1,32
EMG	0,75	0,55	0,58	0,64	0,77	0,67	1,24	1,23	1,25	1,28	1,25
Caiuá-D	0,59	0,35	0,80	0,82	0,75	0,67	0,97	0,79	1,85	1,99	1,25
Escelsa	0,69	0,55	0,56	0,74	0,75	0,65	1,13	1,24	1,13	1,32	1,20
AES SUL	0,72	0,56	0,58	0,67	0,75	0,65	1,17	1,26	1,18	1,20	1,20
Cemar	0,71	0,51	0,56	0,76	0,74	0,64	1,14	1,14	1,14	1,34	1,19
Celg-D	0,56	1,00	0,73	0,54	0,74	0,64	0,89	2,23	1,35	0,93	1,19
Light SESA	0,73	0,64	0,68	0,66	0,74	0,58	1,16	1,06	1,01	1,07	1,07
Bandeirante	0,69	0,55	0,55	0,70	0,73	0,63	1,12	1,22	1,12	1,24	1,18
CFLO	0,61	0,46	0,87	0,72	0,73	0,73	1,03	1,05	1,90	1,68	1,35
ESE	0,68	0,47	0,56	0,70	0,72	0,63	1,12	1,05	1,18	1,32	1,17
Celpe	0,84	0,54	0,53	0,61	0,72	0,62	1,34	1,21	1,07	1,06	1,15
Forcel	0,71	0,59	0,69	0,79	0,71	0,60	1,09	1,09	1,06	1,24	1,12
Ampla	0,64	0,47	0,60	0,69	0,70	0,61	1,02	1,06	1,21	1,21	1,13
EBO	0,71	0,52	0,52	0,49	0,70	0,65	1,19	1,19	1,21	1,21	1,20
ETO	0,83	0,51	0,49	0,54	0,69	0,60	1,37	1,13	1,03	1,01	1,11
Eletropaulo	0,61	0,57	0,73	0,74	0,67	0,40	0,79	0,71	0,73	0,77	0,75
Sulgipe	0,54	0,51	0,47	0,50	0,63	0,59	0,90	1,15	1,09	1,23	1,09
EMT	0,71	0,46	0,45	0,53	0,62	0,54	1,15	1,03	0,92	0,95	1,00
EMS	0,72	0,47	0,49	0,46	0,62	0,53	1,17	1,06	0,99	0,83	0,99

Copel-Dis	0,71	0,44	0,59	0,69	0,62	0,42	0,91	0,65	0,74	0,87	0,79
Hidropan	0,67	0,53	0,52	0,56	0,61	0,57	1,07	1,07	0,95	1,12	1,05
Uhenpal	0,59	0,51	0,57	0,63	0,61	0,54	0,93	0,97	0,96	1,13	1,00
Iguaçu	0,70	0,44	0,46	0,53	0,59	0,58	1,18	0,98	0,97	1,20	1,08
Chesp	0,60	0,49	0,58	0,44	0,58	0,57	1,00	1,08	1,19	0,96	1,05
Cocel	0,56	0,47	0,52	0,48	0,58	0,58	0,93	1,07	1,14	1,11	1,07
Urussanga	0,61	0,50	0,55	0,53	0,56	0,48	0,96	0,89	0,86	0,85	0,89
Celpa	0,67	0,35	0,39	0,57	0,56	0,48	1,08	0,78	0,78	1,00	0,89
Eletrocar	0,59	0,39	0,50	0,49	0,55	0,54	0,99	0,88	1,06	1,12	1,01
Cooperal.	0,47	0,47	0,54	0,49	0,55	0,52	0,77	0,98	1,09	1,03	0,97
Demei	0,67	0,47	0,44	0,41	0,54	0,52	1,11	1,04	0,87	0,87	0,96
Cepisa	0,68	0,39	0,34	0,47	0,53	0,46	1,11	0,86	0,69	0,84	0,85
Celeesc-Dis	0,46	0,24	1,00	0,50	0,52	0,45	0,74	0,54	2,01	0,86	0,83
ENF	0,58	0,37	0,38	0,36	0,50	0,48	0,97	0,86	0,86	0,88	0,89
Ceron	0,42	0,34	0,27	0,50	0,43	0,37	0,69	0,76	0,54	0,93	0,70
CEAL	0,43	0,36	0,25	0,39	0,42	0,36	0,71	0,80	0,52	0,73	0,67
Ceb-Dis	0,44	0,27	0,28	0,42	0,41	0,35	0,72	0,60	0,57	0,77	0,66
Eletroacre	0,35	0,29	0,32	0,32	0,41	0,36	0,58	0,66	0,71	0,73	0,67
DMED	0,31	0,23	0,27	0,18	0,28	0,27	0,53	0,53	0,61	0,42	0,51
CEEE-D	0,33	0,17	0,20	0,23	0,26	0,23	0,53	0,37	0,41	0,41	0,42
AmE	0,14	0,09	0,13	0,14	0,15	0,13	0,23	0,20	0,27	0,25	0,24
Boa Vista	0,14	0,09	0,11	0,11	0,14	0,13	0,23	0,22	0,25	0,28	0,24

Legenda:

VRS: Retornos Variáveis de Escala

CRS: Retornos constantes de Escala

Ef: Eficiência encontrada na divisão direta PMSOr/PMSO

11-12-13-14: final do ano analisado (2011 a 2014)

VRSm: resultado para Retornos Variáveis de Escala na média do período de 2011 a 2014

CRSm: resultado para Retornos Constantes de Escala na média do período de 2011 a 2014

Efm: Eficiência encontrada na divisão direta do PMSOr/PMSO na média do período de 2011 a 2014

**Anexo III – Resultado do teste de Eficiência Operacional e Qualidade
(PMSO&DGC/PMSOr)**

Empresa	VRS11	VRS12	VRS13	VRS14	VRSm	CRS11	CRS12	CRS13	CRS14	CRSm
Cemig-D	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CPFL Mococa	0,93	0,88	0,90	0,83	1,00	0,92	0,87	0,83	0,75	1,00
Coelce	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,95	1,00	1,00	1,00
Elektro	0,86	1,00	1,00	1,00	1,00	0,85	1,00	1,00	1,00	1,00
CPFL Paulista	0,98	0,93	1,00	0,99	1,00	0,96	0,92	0,98	0,97	0,98
Coelba	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00	0,87	0,85	0,94
Muxenergia	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,86	0,69	0,59	0,57	0,80
Forcel	0,71	0,59	0,74	1,00	1,00	0,64	0,47	0,45	0,49	0,60
João Cesa	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,41	0,33	0,35	0,36	0,44
EDEVP	0,74	0,58	1,00	1,00	0,99	0,73	0,52	1,00	1,00	0,98
CPFL Jaguari	1,00	1,00	0,84	0,71	0,98	1,00	1,00	0,76	0,61	0,98
CNEE	0,76	0,57	0,92	0,91	0,96	0,76	0,56	0,90	0,89	0,92
CPFL Sul Pta	0,97	0,84	0,73	0,65	0,96	0,96	0,83	0,70	0,62	0,92
CPFL St Cruz	0,82	0,73	0,76	0,82	0,95	0,82	0,68	0,74	0,80	0,95
CPFL Leste	0,91	0,75	0,76	0,74	0,94	0,91	0,75	0,72	0,69	0,92
RGE	0,91	0,93	0,66	0,82	0,93	0,91	0,89	0,66	0,80	0,93
Cosern	1,00	0,81	0,64	0,70	0,87	1,00	0,74	0,63	0,70	0,87
EEB	0,63	0,53	0,73	0,69	0,83	0,63	0,53	0,73	0,69	0,81
EPB	0,79	0,81	0,69	0,75	0,82	0,79	0,76	0,65	0,74	0,82
Cemar	0,77	0,81	0,73	0,77	0,81	0,72	0,75	0,68	0,77	0,75
Eletropaulo	0,74	0,81	0,86	0,80	0,80	0,73	0,73	0,85	0,80	0,78
CPFL Pirat.	0,67	0,83	0,73	0,69	0,79	0,66	0,79	0,71	0,68	0,79
Santa Maria	0,61	0,68	0,65	0,58	0,78	0,61	0,66	0,59	0,56	0,78
Copel-Dis	0,91	0,77	0,76	0,72	0,78	0,89	0,67	0,75	0,71	0,77
EMG	0,75	0,56	0,61	0,67	0,77	0,75	0,55	0,60	0,67	0,77
Caiuá-D	0,59	0,41	0,80	0,82	0,75	0,59	0,35	0,78	0,78	0,75
Escelsa	0,70	0,72	0,63	0,74	0,75	0,70	0,68	0,59	0,74	0,75
AES SUL	0,72	0,72	0,62	0,67	0,75	0,72	0,68	0,59	0,67	0,75
Celg-D	0,59	1,00	0,73	0,54	0,74	0,57	1,00	0,67	0,52	0,74
Light SESA	0,73	0,70	0,68	0,66	0,74	0,73	0,66	0,57	0,65	0,67
Celpe	0,87	0,81	0,63	0,61	0,74	0,84	0,78	0,62	0,61	0,72
CFLO	0,61	0,49	0,87	0,73	0,74	0,61	0,46	0,80	0,66	0,73
Bandeirante	0,70	0,72	0,65	0,71	0,74	0,70	0,69	0,62	0,70	0,73
DMED	0,33	0,53	0,41	0,42	0,73	0,32	0,24	0,28	0,22	0,31
ESE	0,68	0,51	0,57	0,70	0,72	0,68	0,47	0,57	0,69	0,72
EBO	0,71	0,55	0,57	0,59	0,72	0,71	0,53	0,52	0,54	0,71
Ampla	0,64	0,67	0,64	0,69	0,70	0,64	0,65	0,63	0,68	0,70

ETO	0,83	0,56	0,51	0,56	0,69	0,83	0,51	0,50	0,56	0,68
Sulgipe	0,55	0,51	0,52	0,51	0,64	0,54	0,51	0,47	0,48	0,64
EMS	0,73	0,65	0,58	0,48	0,64	0,73	0,60	0,53	0,48	0,62
EMT	0,72	0,60	0,51	0,54	0,62	0,72	0,58	0,49	0,54	0,62
Hidropan	0,67	0,53	0,54	0,61	0,62	0,63	0,46	0,40	0,44	0,57
Celesc-Dis	0,60	0,50	1,00	0,60	0,62	0,57	0,47	1,00	0,60	0,61
Urussanga	0,61	0,50	0,58	0,62	0,61	0,57	0,38	0,36	0,33	0,48
Uhenpal	0,59	0,51	0,57	0,64	0,61	0,55	0,42	0,40	0,44	0,54
Iguaçu	0,70	0,44	0,46	0,53	0,59	0,69	0,42	0,41	0,47	0,58
Chesp	0,60	0,49	0,58	0,46	0,58	0,59	0,46	0,50	0,38	0,57
Cocel	0,56	0,47	0,52	0,49	0,58	0,55	0,46	0,48	0,44	0,58
ENF	0,58	0,40	0,42	0,46	0,56	0,58	0,38	0,36	0,39	0,52
Celpa	0,67	0,44	0,44	0,57	0,56	0,65	0,43	0,43	0,57	0,55
Eletrocar	0,59	0,39	0,50	0,50	0,55	0,59	0,38	0,45	0,44	0,54
Cooperal.	0,47	0,47	0,54	0,50	0,55	0,46	0,42	0,46	0,41	0,52
Demei	0,67	0,47	0,44	0,44	0,54	0,65	0,45	0,37	0,34	0,52
Cepisa	0,68	0,48	0,37	0,47	0,53	0,67	0,45	0,34	0,47	0,53
AmE	0,26	0,32	0,38	0,27	0,44	0,20	0,18	0,27	0,22	0,22
Ceron	0,43	0,46	0,31	0,51	0,44	0,42	0,40	0,28	0,50	0,43
Boa Vista	0,18	0,33	0,26	0,18	0,42	0,14	0,10	0,12	0,14	0,15
CEAL	0,44	0,41	0,28	0,39	0,42	0,44	0,36	0,26	0,38	0,42
Ceb-Dis	0,45	0,33	0,30	0,43	0,41	0,45	0,30	0,28	0,43	0,41
Eletroacre	0,35	0,30	0,32	0,34	0,41	0,35	0,29	0,32	0,34	0,41
CEEE-D	0,38	0,33	0,27	0,24	0,33	0,34	0,27	0,24	0,24	0,27

Legenda:

VRS: Retornos Variáveis de Escala

CRS: Retornos constantes de Escala

11-12-13-14: final do ano analisado (2011 a 2014)

VRSm: resultado para Retornos Variáveis de Escala na média do período de 2011 a 2014

CRSm: resultado para Retornos Constantes de Escala na média do período de 2011 a 2014

Anexo IV – Resultado do teste de Rentabilidade Operacional x Regulatória (EBIT/EBITr)

Empresa	VRS11	VRS12	VRS13	VRS14	VRSm	Ef11	Ef12	Ef13	Ef14	Efm
CNEE	0,67	1,00	0,68	0,37	1,00	1,93	4,94	2,70	3,33	3,15
CPFL Sta Cruz	1,00	0,63	0,76	0,39	1,00	2,90	2,98	2,79	3,73	3,10
Elektro	1,00	0,63	0,97	0,97	1,00	2,72	1,85	2,05	2,04	2,15
CPFL Paulista	0,92	1,00	0,98	1,00	1,00	1,91	2,86	1,92	1,56	2,04
Cemig-D	0,70	1,00	0,38	0,22	1,00	1,31	1,27	0,84	0,60	1,06
João Cesa	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-0,41	0,83	-0,88	0,51	0,07
CPFL Mococa	0,77	0,63	0,88	0,40	0,99	2,21	3,06	3,50	3,57	3,09
Muxenergia	0,93	0,56	0,90	0,54	0,96	2,43	2,26	2,74	3,05	2,56
EDEVP	0,69	0,61	1,00	0,34	0,93	1,99	3,00	4,07	3,10	2,91
Coelce	0,74	0,43	1,00	1,00	0,91	2,02	1,26	2,33	2,31	1,95
Cosern	0,63	0,81	0,87	0,33	0,91	1,72	2,44	2,10	1,87	2,02
CFLO	0,63	0,53	0,60	0,55	0,90	1,81	2,29	2,13	4,58	2,66
Coelba	0,97	0,64	1,00	1,00	0,88	2,06	1,85	1,92	1,43	1,81
EPB	0,62	0,78	0,89	0,14	0,85	1,72	2,34	2,16	1,35	1,91
Uhenpal	0,85	0,64	0,50	0,43	0,84	2,22	2,63	1,48	2,85	2,29
RGE	0,61	1,00	0,62	0,37	0,84	1,66	2,91	1,46	1,41	1,82
Cemar	0,57	0,63	0,87	0,64	0,82	1,55	1,84	2,03	1,73	1,79
ESE	0,59	0,62	0,67	0,23	0,81	1,65	1,95	1,76	2,27	1,92
DMED	0,34	0,21	0,20	0,73	0,81	0,98	0,98	0,76	6,98	2,55
CPFL Pirat.	0,88	0,45	0,50	0,54	0,77	2,39	1,33	1,23	1,76	1,69
EMG	0,69	0,62	0,92	0,16	0,75	1,95	2,36	2,64	1,47	2,07
CPFL Sul Pta	0,85	0,49	0,48	0,28	0,74	2,47	2,39	1,89	2,54	2,33
EBO	1,00	1,00	0,38	0,07	0,74	2,88	4,66	1,48	0,53	2,33
Iguaçu	1,00	0,27	0,47	0,40	0,74	2,85	1,01	1,50	2,96	2,10
Ampla	0,44	0,71	1,00	0,63	0,73	1,19	2,05	1,55	1,34	1,53
Demei	0,50	0,35	0,21	0,74	0,71	1,31	1,46	0,46	5,96	2,01
Cocel	0,65	0,38	0,51	0,30	0,64	1,87	1,78	1,81	2,27	1,92
CPFL Jaguari	0,89	0,25	0,28	0,37	0,64	2,57	1,16	0,96	3,22	1,98
AES SUL	0,52	0,58	0,41	0,33	0,63	1,44	1,71	1,01	1,40	1,40
EEB	0,66	0,58	0,21	0,25	0,63	1,91	2,80	0,83	2,27	1,97
Bandeirante	0,67	0,33	0,57	0,34	0,61	1,83	1,00	1,35	1,25	1,35
Urussanga	0,49	0,48	0,53	0,40	0,59	1,05	1,74	1,10	1,15	1,28
CPFL Leste	0,54	0,22	0,76	0,29	0,57	1,56	1,07	3,04	2,60	1,78
Chesp	0,48	0,39	0,49	0,19	0,53	1,37	1,80	1,81	1,37	1,58
EMT	0,45	0,59	0,06	0,31	0,52	1,23	1,75	0,23	1,38	1,16
Santa Maria	0,34	0,51	0,41	0,17	0,51	0,98	2,51	1,66	1,50	1,60
Hidropan	0,58	0,28	0,41	0,21	0,49	1,58	1,13	1,41	1,46	1,39
Escelsa	0,36	0,45	0,41	0,13	0,48	0,99	1,36	1,01	1,01	1,09
ETO	0,71	0,36	0,43	0,07	0,48	1,98	1,34	1,33	0,62	1,31

Eletropaulo	1,00	0,05	0,46	0,37	0,46	1,83	0,17	1,02	0,89	0,96
Forcel	0,53	0,38	0,27	0,46	0,42	1,08	0,65	-1,42	1,44	0,54
EMS	0,56	0,30	0,37	0,02	0,41	1,53	0,97	0,94	0,15	0,95
Caiuá-D	0,08	0,10	0,54	0,22	0,38	0,21	0,44	2,19	1,99	1,20
Light SESA	0,33	0,27	0,37	0,18	0,34	0,86	0,78	0,76	0,50	0,72
Sulgipe	0,12	0,60	0,08	0,12	0,33	0,30	2,89	0,21	0,76	0,97
Celpe	0,53	0,14	0,34	0,03	0,32	1,45	0,44	0,83	0,28	0,73
Eletoacar	0,23	0,06	0,33	0,30	0,28	0,50	-0,59	1,00	2,11	0,69
Cepisa	0,41	0,05	0,01	1,00	0,28	1,15	0,26	-6,35	9,70	0,87
Cooperal.	0,10	0,21	0,05	0,19	0,25	-0,23	0,85	0,00	1,36	0,64
ENF	0,22	0,14	0,16	0,07	0,20	0,64	0,63	0,60	0,53	0,60
Celg-D	0,00	0,55	0,53	0,00	0,19	-0,84	1,64	1,28	-0,01	0,47
Copel-Dis	0,32	0,00	0,13	0,02	0,17	0,87	0,00	0,35	0,20	0,40
Celesc-Dis	0,25	0,00	0,05	0,41	0,14	0,69	-0,74	0,17	1,20	0,34
Celpa	0,25	0,00	0,00	0,70	0,03	0,69	-2,41	0,01	1,98	0,09
Boa Vista	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	-6,93	-5,60	-0,05	-3,41	-4,02
Eletoacre	0,00	0,00	0,01	0,32	0,01	-0,95	-0,57	-3,62	3,09	-0,54
Ceron	0,00	0,32	0,00	1,00	0,00	-1,19	1,09	-8,41	6,25	-0,28
CEAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,32	-1,27	-2,09	-1,26	-1,43
AmE	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	-3,99	-6,65	-6,15	-2,55	-5,40
Ceb-Dis	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	-0,19	-0,31	0,48	-1,54	-0,42
CEEE-D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,70	-2,31	-3,14	-3,28	-2,13

Legenda:

VRS: Retornos Variáveis de Escala

CRS: Retornos constantes de Escala

Ef: Eficiência encontrada pela divisão direta EBIT/EBITr

11-12-13-14: final do ano analisado (2011 a 2014)

VRSm: resultado para Retornos Variáveis de Escala no período de 2011 a 2014

Efm: Eficiência média encontrada pela divisão direta EBIT/EBITr no período de 2011 a 2014

Anexo V – Resultado do teste de Eficiência Financeira (EBITDA/ROL)

Empresa	VRS11	VRS12	VRS13	VRS14	VRSm	EBITDA /ROL11	EBITDA /ROL12	EBITDA /ROL13	EBITDA /ROL14	EBITDA/ROLm
Cemar	1,00	0,92	1,00	1,00	1,00	0,31	0,28	0,33	0,31	0,31
Coelba	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,31	0,28	0,27	0,25	0,28
Cemig-D	0,88	1,00	0,46	1,00	1,00	0,20	0,19	0,14	0,11	0,16
João Cesa	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,01	0,04	-0,01	0,04	0,02
Ampla	0,76	1,00	1,00	0,90	0,97	0,23	0,31	0,32	0,24	0,27
DMED	0,62	0,43	0,51	1,00	0,96	0,19	0,12	0,16	0,63	0,29
CPFL Mococa	0,65	0,85	0,94	0,61	0,93	0,19	0,24	0,29	0,35	0,27
Cosern	0,94	0,88	0,80	0,77	0,88	0,29	0,27	0,27	0,26	0,27
CPFL Leste	1,00	0,78	0,72	0,46	0,88	0,31	0,22	0,23	0,26	0,26
ESE	0,80	0,83	0,69	0,75	0,82	0,25	0,25	0,23	0,28	0,25
Coelce	0,86	0,60	0,73	1,00	0,81	0,26	0,18	0,24	0,27	0,24
EPB	0,77	0,94	0,78	0,50	0,79	0,24	0,29	0,26	0,18	0,24
CPFL Sul Pta	0,81	0,75	0,62	0,45	0,79	0,25	0,22	0,19	0,26	0,23
Elektro	0,78	0,67	0,79	0,80	0,79	0,24	0,21	0,25	0,21	0,23
Chesp	0,87	0,93	0,67	0,33	0,76	0,24	0,25	0,19	0,14	0,20
Muxenergia	0,82	0,75	0,64	0,47	0,73	0,18	0,16	0,13	0,14	0,15
Uhenpal	0,67	0,69	0,62	0,48	0,71	0,15	0,16	0,14	0,18	0,16
RGE	0,72	0,80	0,63	0,58	0,70	0,22	0,25	0,21	0,19	0,22
CPFL Paulista	0,66	0,73	0,56	0,59	0,66	0,20	0,21	0,18	0,15	0,18
CPFL Sta Cruz	0,69	0,61	0,49	0,35	0,64	0,21	0,18	0,16	0,22	0,19
Santa Maria	0,54	0,75	0,62	0,28	0,63	0,17	0,22	0,20	0,17	0,19
Hidropan	0,60	0,47	0,61	0,40	0,60	0,14	0,10	0,16	0,16	0,14
EMG	0,63	0,57	0,66	0,23	0,60	0,20	0,17	0,22	0,15	0,18
Light SESA	0,55	0,50	0,65	0,58	0,59	0,17	0,15	0,19	0,15	0,16
AES SUL	0,66	0,64	0,45	0,52	0,58	0,21	0,20	0,15	0,17	0,18
Forcel	0,74	0,50	0,44	0,50	0,58	0,11	0,06	0,02	0,08	0,07
Escelsa	0,61	0,62	0,50	0,48	0,57	0,19	0,19	0,16	0,16	0,18
CNEE	0,47	0,68	0,46	0,29	0,56	0,14	0,20	0,14	0,17	0,16
ETO	0,79	0,55	0,47	0,15	0,53	0,25	0,17	0,16	0,09	0,16
EMS	0,87	0,47	0,49	0,17	0,52	0,27	0,15	0,16	0,08	0,16
CPFL Pirat.	0,66	0,49	0,36	0,50	0,52	0,20	0,15	0,12	0,16	0,16
CPFL Jaguari	0,66	0,47	0,25	0,31	0,51	0,20	0,13	0,07	0,17	0,14
Bandeirante	0,60	0,42	0,46	0,51	0,51	0,19	0,13	0,15	0,16	0,16
EBO	0,60	0,79	0,34	0,14	0,51	0,19	0,24	0,10	0,07	0,15
EDEVP	0,53	0,39	0,52	0,22	0,48	0,17	0,11	0,17	0,13	0,14
EMT	0,68	0,55	0,18	0,47	0,48	0,21	0,17	0,06	0,16	0,15
Demei	0,40	0,41	0,24	0,41	0,46	0,09	0,10	0,04	0,19	0,11
EEB	0,45	0,54	0,26	0,27	0,46	0,14	0,16	0,08	0,16	0,14

Urussanga	0,48	0,52	0,41	0,30	0,45	0,08	0,10	0,06	0,05	0,07
Celpe	0,63	0,33	0,43	0,33	0,43	0,19	0,10	0,14	0,11	0,13
ENF	0,51	0,40	0,37	0,20	0,43	0,15	0,11	0,11	0,10	0,12
Cocel	0,45	0,44	0,34	0,23	0,42	0,13	0,12	0,09	0,11	0,11
Eletropaulo	1,00	0,20	0,33	0,42	0,41	0,19	0,06	0,10	0,11	0,12
CFLO	0,42	0,34	0,30	0,26	0,40	0,11	0,09	0,08	0,13	0,10
Sulgipe	0,26	0,50	0,32	0,21	0,38	0,07	0,14	0,09	0,10	0,10
Iguaçu	0,38	0,22	0,28	0,27	0,34	0,10	0,05	0,07	0,11	0,08
Caiuá-D	0,30	0,20	0,38	0,19	0,33	0,09	0,06	0,12	0,11	0,10
Cooperal.	0,18	0,38	0,21	0,23	0,31	0,03	0,09	0,05	0,10	0,07
Eletrocar	0,26	0,09	0,27	0,24	0,27	0,05	0,00	0,06	0,10	0,06
Cepisa	0,44	0,14	0,00	0,57	0,25	0,14	0,04	-0,09	0,21	0,08
Celg-D	0,00	0,47	0,39	0,07	0,23	-0,03	0,14	0,13	0,03	0,07
Copel-Dis	0,34	0,16	0,21	0,17	0,22	0,11	0,05	0,07	0,05	0,07
Celpa	0,45	0,00	0,16	0,65	0,21	0,14	-0,17	0,05	0,21	0,06
Celesc-Dis	0,29	0,00	0,18	0,35	0,20	0,09	-0,02	0,06	0,11	0,06
Ceb-Dis	0,25	0,07	0,23	0,00	0,09	0,08	0,02	0,07	-0,04	0,03
Ceron	0,01	0,36	0,01	0,60	0,06	-0,07	0,11	-0,32	0,21	0,02
Boa Vista	0,03	0,03	0,16	0,03	0,03	-0,85	-0,45	0,05	-0,27	-0,36
Eletroacre	0,02	0,01	0,02	0,46	0,02	-0,09	-0,04	-0,29	0,26	-0,02
CEAL	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	-0,08	-0,09	-0,06	-0,02	-0,06
AmE	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	-0,23	-0,35	-0,24	0,03	-0,15
CEEE-D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,04	-0,10	-0,16	-0,16	-0,12

Legenda:

VRS: Retornos Variáveis de Escala

CRS: Retornos constantes de Escala

11-12-13-14: final do ano analisado (2011 a 2014)

VRSm: resultado para Retornos Variáveis de Escala na média do período de 2011 a 2014

EBITDA/ROL: Resultado da divisão direta do EBITDA da empresa pela sua Receita Operacional Líquida

Anexo VI – Resultado do teste do investimento (EBIT/AISlq)

Empresa	VRS11	VRS12	VRS13	VRS14	VRSm	Ef11	Ef12	Ef13	Ef14	Efm
MUX	0,92	1,00	0,94	0,68	1,00	0,41	0,44	0,26	0,33	0,35
CNEE	0,48	1,00	0,74	0,45	1,00	0,22	0,45	0,30	0,40	0,34
DMED	0,28	0,29	0,24	1,00	1,00	0,13	0,13	0,09	0,95	0,33
Elektro	0,91	0,66	1,00	1,00	1,00	0,32	0,22	0,27	0,28	0,27
CPFL	1,00	1,00	0,79	1,00	1,00	0,35	0,31	0,21	0,19	0,26
Cemig	0,98	1,00	0,32	0,21	1,00	0,24	0,22	0,09	0,07	0,15
EFLJC	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-0,03	0,06	-0,06	0,04	0,00
EDEVP	0,63	0,53	1,00	0,39	0,97	0,28	0,24	0,41	0,35	0,32
CLFSC	0,90	0,51	0,61	0,32	0,93	0,36	0,23	0,23	0,30	0,28
CLFM	0,57	0,66	0,81	0,36	0,88	0,27	0,29	0,32	0,31	0,30
Coelce	0,73	0,52	0,95	0,88	0,87	0,26	0,18	0,25	0,25	0,24
CFLO	0,57	0,45	0,65	0,69	0,87	0,26	0,20	0,22	0,54	0,30
RGE	0,88	0,96	0,65	0,41	0,84	0,31	0,31	0,18	0,15	0,23
Ampla	0,56	1,00	1,00	0,48	0,82	0,20	0,32	0,26	0,13	0,22
EPB	0,69	1,00	0,74	0,26	0,81	0,25	0,34	0,21	0,13	0,22
Cosern	0,61	0,72	0,82	0,48	0,81	0,22	0,25	0,23	0,20	0,22
Demei	0,48	0,58	0,32	0,74	0,80	0,22	0,26	0,06	0,56	0,28
Cemar	0,68	0,73	0,72	0,61	0,78	0,24	0,24	0,19	0,19	0,21
EMG	0,68	0,59	0,82	0,17	0,77	0,26	0,23	0,26	0,16	0,22
CPEE	1,00	0,42	0,57	0,24	0,76	0,45	0,19	0,23	0,21	0,26
Pira	0,86	0,53	0,43	0,64	0,75	0,31	0,18	0,12	0,21	0,20
CJE	1,00	0,46	0,22	0,33	0,73	0,47	0,20	0,07	0,27	0,25
CSPE	0,79	0,50	0,43	0,26	0,70	0,36	0,23	0,17	0,23	0,24
Coelba	0,66	0,58	0,70	1,00	0,70	0,23	0,19	0,18	0,14	0,18
Bandeirante	0,75	0,41	0,57	0,49	0,67	0,27	0,14	0,16	0,17	0,18
Ebo	0,79	1,00	0,34	0,07	0,66	0,36	0,44	0,13	0,05	0,23
UHE	1,00	0,53	0,44	0,41	0,64	0,45	0,23	0,12	0,24	0,22
Forcel	0,88	0,46	0,43	0,64	0,59	0,23	0,07	-0,15	0,16	0,07
CHESP	0,48	0,56	0,50	0,24	0,58	0,22	0,25	0,18	0,15	0,20
AES SUL	0,55	0,62	0,34	0,39	0,57	0,20	0,21	0,10	0,14	0,16
ESE	0,75	0,43	0,37	0,35	0,57	0,28	0,15	0,11	0,17	0,16
EEB	0,37	0,59	0,19	0,25	0,55	0,17	0,26	0,07	0,23	0,18
Iguacu	0,77	0,20	0,34	0,52	0,54	0,35	0,08	0,10	0,35	0,19
EFLUL	0,47	0,61	0,55	0,40	0,54	0,14	0,23	0,10	0,09	0,14
Hidropan	0,78	0,41	0,42	0,28	0,53	0,35	0,18	0,14	0,17	0,19
ELFSM	0,27	0,44	0,40	0,19	0,48	0,13	0,20	0,16	0,16	0,16
Cocel	0,38	0,43	0,31	0,24	0,46	0,18	0,19	0,10	0,17	0,16
Eletropaulo	1,00	0,07	0,41	0,37	0,46	0,23	0,03	0,11	0,11	0,12
Escelsa	0,33	0,43	0,37	0,25	0,44	0,12	0,15	0,10	0,11	0,12

Enersul	0,82	0,33	0,31	0,02	0,43	0,29	0,12	0,09	0,02	0,12
EMT	0,40	0,47	0,05	0,33	0,40	0,14	0,16	0,02	0,12	0,11
Celtins	0,44	0,24	0,35	0,08	0,39	0,16	0,09	0,12	0,07	0,11
Caiua	0,05	0,09	0,59	0,27	0,38	0,02	0,04	0,24	0,24	0,13
Light	0,36	0,36	0,34	0,17	0,34	0,13	0,12	0,09	0,05	0,09
Sulgipe	0,09	0,64	0,10	0,12	0,29	0,04	0,29	0,02	0,07	0,10
Celpe	0,45	0,14	0,32	0,04	0,29	0,16	0,05	0,09	0,03	0,08
ENF	0,25	0,18	0,16	0,09	0,22	0,12	0,08	0,06	0,06	0,08
Celg	0,00	0,53	0,50	0,00	0,18	-0,10	0,18	0,14	0,00	0,05
Celesc	0,34	0,00	0,05	0,47	0,16	0,12	-0,09	0,02	0,15	0,05
Copel	0,36	0,00	0,10	0,02	0,16	0,13	0,00	0,03	0,02	0,04
Eletrocar	0,18	0,06	0,27	0,14	0,15	0,05	-0,04	0,07	0,09	0,04
cooperalianca	0,07	0,15	0,06	0,19	0,15	-0,01	0,06	0,00	0,12	0,05
Cepisa	0,25	0,05	0,00	0,29	0,13	0,09	0,02	-0,09	0,13	0,04
Celpa	0,20	0,00	0,00	0,47	0,02	0,07	-0,29	0,00	0,15	0,01
Bovesa	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	-1,02	-0,62	-0,01	-0,38	-0,48
Eletoacre	0,02	0,01	0,01	0,34	0,01	-0,24	-0,11	-0,38	0,31	-0,08
Ceron	0,00	0,37	0,00	1,00	0,00	-0,15	0,14	-0,57	0,42	-0,03
CEAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,11	-0,18	-0,17	-0,11	-0,14
AME	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,62	-0,97	-0,83	-0,07	-0,63
CEB	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	-0,02	-0,03	0,04	-0,15	-0,04
CEEE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,15	-0,22	-0,33	-0,36	-0,27

Legenda:

VRS: Retornos Variáveis de Escala

11-12-13-14: final do ano analisado (2011 a 2014)

Ef: Eficiência encontrada pela divisão direta EBIT/AISlq

VRSm: resultado para Retornos Variáveis de Escala na média do período de 2011 a 2014

AISlq: Ativo Imobilizado em Serviço Líquido de depreciação e obrigações especiais

Ef: Eficiência média encontrada pela Divisão EBIT/AISlq do período de 2011 a 2014

Anexo VII – Resultado do teste de geração de caixa sobre Dívida (EBITDA/DL)

Empresa	Porte	Ranking	Grupo Controlador	Perfil	DL/EBITDA
DMED	Pequeno	Dívida Líquida negativa	Municipal	Público	N.A.
CNEE	Pequeno	Dívida Líquida negativa	Grupo Rede	Privado	N.A.
Sulgipe	Pequeno	Dívida Líquida negativa	Outras privadas	Privado	N.A.
Demei	Pequeno	Dívida Líquida negativa	Municipal	Público	N.A.
Muxenergia	Pequeno	Dívida Líquida negativa	Outras privadas	Privado	N.A.
Cocel	Grande	Dívida Líquida negativa	Outras privadas	Privado	N.A.
Urussanga	Pequeno	Dívida Líquida negativa	Outras privadas	Privado	N.A.
Forcel	Pequeno	Dívida Líquida negativa	Outras privadas	Privado	N.A.
João Cesa	Pequeno	1	Outras privadas	Privado	1,9
Uhenpal	Pequeno	1	Outras privadas	Privado	1,9
Santa Maria	Pequeno	1	Outras privadas	Privado	0,5
Elektro	Grande	1	Iberdrola	Privado	1,2
Coelba	Grande	1	Neoenergia	Privado	2,4
Cemig-D	Grande	1	Cemig	Público	3,8
Bandeirante	Grande	0,91	EDP	Privado	1,1
Ampla	Grande	0,87	Endesa	Privado	0,7
Coelce	Grande	0,86	Endesa	Privado	1,4
Cosern	Grande	0,78	Neoenergia	Privado	1,5
CPFL Paulista	Grande	0,75	CPFL Energia	Privado	2,9
EDEVP	Pequeno	0,69	Grupo Rede	Privado	0,9
EPB	Grande	0,64	Energisa	Privado	1,8
Escelsa	Grande	0,61	EDP	Privado	1,9
Eletropaulo	Grande	0,61	AES Corporation	Privado	3,5
Cemar	Grande	0,61	Equatorial	Privado	2,0
AES SUL	Grande	0,56	AES Corporation	Privado	2,1
CFLO	Pequeno	0,56	Grupo Rede	Privado	0,6
RGE	Grande	0,51	CPFL Energia	Privado	2,4
Chesp	Pequeno	0,48	Outras privadas	Privado	0,7
Light SESA	Grande	0,47	Cemig	Privado	4,3
CPFL Pirat.	Grande	0,43	CPFL Energia	Privado	2,8
CPFL Sta Cruz	Grande	0,43	CPFL Energia	Privado	2,0
EMS	Grande	0,41	Grupo Rede	Privado	2,8
Celpe	Grande	0,38	Neoenergia	Privado	3,1
ESE	Grande	0,38	Energisa	Privado	3,0

EBO	Pequeno	0,38	Energisa	Privado	1,3
Copel-Dis	Grande	0,37	Estadual	Público	3,3
CPFL Sul Pta	Pequeno	0,32	CPFL Energia	Privado	1,6
ETO	Grande	0,32	Grupo Rede	Privado	3,2
CPFL Mococa	Pequeno	0,31	CPFL Energia	Privado	1,5
Celesc-Dis	Grande	0,3	Estadual	Público	3,9
EMG	Grande	0,29	Energisa	Privado	3,4
EMT	Grande	0,26	Grupo Rede	Privado	4,5
Iguaçu	Pequeno	0,26	Outras privadas	Privado	0,7
EEB	Grande	0,23	Grupo Rede	Privado	2,3
CPFL Leste	Pequeno	0,23	CPFL Energia	Privado	2,1
CPFL Jaguarí	Pequeno	0,17	CPFL Energia	Privado	2,6
ENF	Pequeno	0,11	Energisa	Privado	4,0
Ceb-Dis	Grande	0,09	Estadual	Público	8,7
Cepisa	Grande	0,08	Eletrobras	Público	12,1
Hidropan	Pequeno	0,08	Outras privadas	Privado	2,3
Celg-D	Grande	0,07	Estadual	Público	17,0
Celpa	Grande	0,07	Grupo Rede	Privado	16,7
Caiuá-D	Grande	0,06	Grupo Rede	Privado	8,1
Cooperal.	Pequeno	0,03	Outras privadas	Privado	3,9
Ceron	Grande	0,02	Eletrobras	Público	21,8
Eletrocar	Pequeno	0,01	Outras privadas	Privado	9,6
Eletroacre	Pequeno	EBITDA negativo	Eletrobras	Público	N.A.
Boa Vista	Pequeno	EBITDA negativo	Eletrobras	Público	N.A.
CEEE-D	Grande	EBITDA negativo	Estadual	Público	N.A.
CEAL	Grande	EBITDA negativo	Eletrobras	Público	N.A.
AmE	Grande	EBITDA negativo	Eletrobras	Público	N.A.

Anexo VIII – Sintaxe dos testes realizados no software “R”

Início:

```
library(Benchmarking)
library(openxlsx)
```

```
dados<-read.csv("Bancodedados.csv",header=T,sep=";",na.strings="NA")
summary(dados)
```

Eficiência Operacional (PMSOr/PMSO)

```
nx<-c("PMSOAno")
ny<-c("PMSOrAno")
```

```
dadost<-na.omit(data.frame(dados[,c(2:2)],dados[,c(nx,ny)]))
```

```
RTS = "vrs"
```

```
x=as.matrix(dadost[,nx])
rownames<-dadost[,"PMSOAno"]
y=as.matrix(dadost[,ny])
rownames<-dadost[,"PMSOrAno"]
```

```
e_vrs <- dea(x,y, RTS="vrs", ORIENTATION="in")
eff(e_vrs)
```

```
result<- eff(e_vrs)
```

```
write.xlsx(result, file = "resultado.xlsx", colNames = TRUE, row.names = TRUE)
```


Eficiência Operacional x Qualidade do Serviço (PMSO&DGC/PMSOr)

```

dados<-read.csv("BDfinal.csv",header=T,sep=";",na.strings="NA")
summary(dados)

### Insumos e produtos
nx<-c("PMSO2011","DGC2011")
ny<-c("PMSOr2011")

dadost<-na.omit(data.frame(dados[,c(1:4)],dados[,c(nx,ny)]))

RTS = "vrs" # "irs", "vrs" ou "crs"

X=as.matrix(dadost[,nx])
rownames<-dadost[,"PMSO2011","DGC2011"]
Y=as.matrix(dadost[,ny])
rownames<-dadost[,"PMSOr2011"]

e_vrs <- dea(X,Y, RTS="vrs", ORIENTATION="in")
eff(e_vrs)

result<- eff(e_vrs)

write.xlsx(result, file = "fej.xlsx", colNames = TRUE, row.names = TRUE)

```

Rentabilidade Operacional x Regulatória (EBIT/EBITr)

```

nx<-c("EBITrAno")
ny<-c("EBITAAno")

dadost<-na.omit(data.frame(dados[,c(2:2)],dados[,c(nx,ny)])) #seleciona e remove os NAs

RTS = "vrs"

x=as.matrix(dadost[,nx])
rownames<-dadost[,"EBITrAno"]
y=as.matrix(dadost[,ny])
rownames<-dadost[,"EBITAAno"]

e_vrs <- dea(x,y, RTS="vrs", ORIENTATION="in")
eff(e_vrs)

result<- eff(e_vrs)

write.xlsx(result, file = "fej.xlsx", colNames = TRUE, row.names = TRUE)

```

Eficiência Financeira (EBITDA/ROL)

```

dados<-read.csv("BDfinal.csv",header=T,sep=";",na.strings="NA")
summary(dados)

nx<-c("ROLAno")
ny<-c("EBITDAAno")

dadost<-na.omit(data.frame(dados[,c(2:2)],dados[,c(nx,ny)])) #seleciona e remove os NAs

RTS = "vrs"

x=as.matrix(dadost[,nx])
rownames<-dadost[,"ROLAno"]
y=as.matrix(dadost[,ny])
rownames<-dadost[,"EBITDAAno"]

e_vrs <- dea(x,y, RTS="vrs", ORIENTATION="in")
eff(e_vrs)

result<- eff(e_vrs)

write.xlsx(result, file = "fej.xlsx", colNames = TRUE, row.names = TRUE)

```

Rentabilidade do Investimento (EBIT/AISlq)

```

dados<-read.csv("BDfinal.csv",header=T,sep=";",na.strings="NA")
summary(dados)

nx<-c("AISlqAno")
ny<-c("EBITAno")

dadost<-na.omit(data.frame(dados[,c(2:2)],dados[,c(nx,ny)])) #seleciona e remove os NAs

RTS = "vrs"

x=as.matrix(dadost[,nx])
rownames<-dadost[,"AISlqAno"]
y=as.matrix(dadost[,ny])
rownames<-dadost[,"EBITAno"]

e_vrs <- dea(x,y, RTS="vrs", ORIENTATION="in")
eff(e_vrs)

result<- eff(e_vrs)

write.xlsx(result, file = "fej.xlsx", colNames = TRUE, row.names = TRUE)

```

Capacidade de geração de caixa sobre Dívida (EBITDA/DL)

```
dados<-read.csv("BDfinaldlebitda.csv",header=T,sep=";",na.strings="NA")
summary(dados)

nx<-c("DLm")
ny<-c("EBITDAm")

dadost<-na.omit(data.frame(dados[,c(2:2)],dados[,c(nx,ny)])) #seleciona e remove os NAs

RTS = "vrs"

x=as.matrix(dadost[,nx])
rownames<-dadost[, "DLm"]
y=as.matrix(dadost[,ny])
rownames<-dadost[, "EBITDAm"]

e_vrs <- dea(x,y, RTS="vrs", ORIENTATION="in")
eff(e_vrs)

result<- eff(e_vrs)

write.xlsx(result, file = "fej.xlsx", colNames = TRUE, row.names = TRUE)
```