

UMA INVESTIGAÇÃO SOBRE O PROCESSO DE MENSURAÇÃO DE ÍNDICES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA EM DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Diego Dorneles Goulart

Professor Substituto da Universidade Federal do Pampa.
Endereço para contato: Rua Barão do Triunfo, 1048. Centro ó Santana do Livramento - RS
CEP: 97573-634 ó E-mail: diego.goulart1976@gmail.com

Maurício Sperandio

Professor Adjunto da Universidade Federal de Santa Maria e da Universidade Federal do Pampa.
Endereço para contato: Avenida Roraima nº 1000. Cidade Universitária - Centro de Tecnologia, Prédio 10. Sala 524. Camobi ó Santa Maria - RS.
CEP. 97015-900 ó E-mail: sperandio.m@gmail.com

Recebido em 18 de fevereiro de 2016. Aceito em 13 de maio de 2016.

RESUMO

Neste artigo investiga-se o processo de mensuração dos índices de eficiência técnica para as 30 maiores empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Assim, confronta-se a metodologia da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a avaliação dos custos operacionais regulatórios do ciclo de revisão tarifária periódica frente à metodologia alternativa proposta para observar o desempenho de eficiência técnica destas empresas associando aspectos de qualidade dos serviços prestados à sociedade. Para tanto, foi utilizada a *Data Envelopment Analysis* ó DEA (com modelos DEA orientados para insumo). Foram adotados dois cenários: no C1, observam-se as variáveis quantitativas adotadas pela ANEEL, e no C2, inserem-se variáveis de qualidade de serviço. Desta forma, com base nos resultados de desempenho relativo para o período analisado identificam-se medidas de eficiência técnica com tendência de evolução positiva, para o conjunto das 30 maiores empresas distribuidoras de energia elétrica. Por fim, são expostas algumas considerações sobre a necessidade de aprimorar alguns pontos na metodologia para os cálculos dos custos operacionais regulatórios da ANEEL, que representam desafios para garantia do equilíbrio entre modicidade tarifária e sustentabilidade do setor de distribuição de energia elétrica, considerando-se aspectos qualitativos de satisfação de clientes e desempenho na continuidade de fornecimento de energia elétrica.

Palavras-Chave: Distribuição de Energia Elétrica no Brasil; ANEEL; *Data Envelopment Analysis* (DEA); Índice de Eficiência Técnica.

ABSTRACT

This paper investigates the measurement process of technical efficiency indexes for the 30 largest power utilities in Brazil. Thus, it confronts the methodology of the ANEEL (regulatory agency) for the assessment of regulatory operational costs of the periodic tariff front review cycle with the proposed alternative methodology to observe the technical efficiency of performance of these companies combining aspects of quality of service to the society. Therefore, we used the Data Envelopment Analysis (with DEA models oriented input). Two scenarios were adopted: in C1, we observe the quantitative variables adopted by ANEEL, and in C2, we analyze service quality variables. Thus, based on performance results relative to the reporting period, technical efficiency measures are identified with positive development trend, for all of the 30 largest power utilities. Finally, it exposes some considerations about the need to improve some points in the methodology for the calculation of

regulatory operational costs by ANEEL, representing challenges to guarantee the balance between low rates and sustainability of the electricity distribution sector, considering aspects of quality through customer satisfaction and performance in the continuity of electricity supply.

Keywords: Electricity Distribution in Brazil; ANEEL; Data Envelopment Analysis (DEA); Technical Efficiency Index.

1 INTRODUÇÃO

Os deveres do Estado vêm se transformando ao longo dos anos, de modo que hoje, ele não se ocupa apenas com a provisão de equipamentos e serviços para a população, mas também, com a tarefa de propiciar a transparência e a participação da sociedade. A partir da criação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), no âmbito regulatório, procurou-se garantir a viabilidade econômica da atividade de distribuição de energia elétrica com o menor custo factível, dado determinado nível de qualidade na prestação do serviço, sem o repasse de encargos desnecessários ou excessivos aos consumidores finais. (PINTO JÚNIOR *et al.*, 2007).

Assim, aspectos relacionados com a Teoria de Regulação Econômica ressurgem com força no cenário econômico brasileiro (destacando-se a sua grande aplicabilidade em diversos países do mundo), sendo desenhada para substituir o chamado *õmercadoõ* (regulação pelo retorno do investimento) e cabe a ela a fixação de incentivos e de restrições que permitam simular condições competitivas em busca da eficiência econômica, em função da característica de monopólio natural dessa atividade (ANEEL, 2006 e 2011). Em linha geral, o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira visou à implantação de um sistema competitivo de mercado, onde: "a eficiência econômica das empresas como um todo representa a autossustentação da indústria de modo a garantir a expansão do sistema, a operação do sistema com elevado grau de confiabilidade e de qualidade e a prestação dos serviços de forma universal e não discriminatória." (SILVA, 2001, p. 18).

Todavia, este processo de reestruturação em si só não garantiu a extensão e a permanência dos benefícios da competição na indústria de energia elétrica, pois, como argumentou Gomes (1998), o desempenho de uma empresa "sofrerá a influência da estrutura do mercado, da própria conduta e a dos concorrentes ou entrantes potenciais e ainda da regulação de incentivo à eficiência econômica".

Os valores das tarifas de energia elétrica cobradas aos consumidores pelas empresas concessionárias de distribuição podem ser alterados pela ANEEL, durante o processo de revisão tarifária, para mais ou para menos. Isso dependerá das mudanças ocorridas nos custos e no mercado das empresas, da comparação dessas tarifas com as de outras empresas semelhantes, da eficiência da empresa. Contudo, é preciso permitir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Desta forma, tanto no 1º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (1CRTP) como no 2º (2CRTP), observou-se que a ANEEL adotou como metodologia básica para determinação dos custos operacionais eficientes a Empresa de Referência que, de forma simplificada, pode ser entendida como a representação matemática da atividade de distribuição de energia elétrica, definindo cada ação e cada processo adotado pelas distribuidoras, bem como seus custos médios parametrizados (ANEEL, 2006).

Essa metodologia da Empresa de Referência foi totalmente reformulada no 2CRTP após ampla discussão na Audiência Pública (AP 052/2007). A grande inovação deu-se com a introdução da análise de consistência global, que trouxe uma segunda dimensão na definição dos custos operacionais. Com esta nova condição regulatória do setor elétrico brasileiro estimula-se a competição entre os agentes setoriais, exigindo eficiência na gestão dos custos operacionais, otimização do planejamento e execução orçamentária e, principalmente, uma engenharia financeira bem articulada

com as oportunidades do mercado (distribuição e comercialização). Estes últimos aspectos passaram a ser determinantes, em muitos casos, na competitividade dos investidores.

Ademais, com a implementação dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que estabelecem as metodologias aplicáveis ao 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP) e ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), buscou-se preservar os princípios e fundamentos que balizaram a definição dos custos operacionais nos ciclos anteriores, introduzindo aperfeiçoamentos significativos na metodologia anteriormente utilizada, podendo se destacar a simplificação do modelo, o foco nos custos eficientes em análise a nível global, e não mais pormenorizada.

Com isso, e para atingir os objetivos estabelecidos pela ANEEL, confirmou-se a introdução de novas ferramentas, como a aplicação de uma metodologia de *benchmarking*, intitulada *Data Envelopment Analysis* ó DEA. Esta tem finalidade similar ao modelo de Empresa de Referência, contudo é menos intensiva em dados e informações. Até então esta metodologia não era utilizada na definição dos custos operacionais das concessionárias de energia elétrica no Brasil, mas conforme Pessanha *et al.* (2010), a utilização desta para avaliação dos indicadores de eficiência já está bem disseminada entre os agentes reguladores do setor elétrico mundial. Além do mais, a metodologia DEA representa o referencial teórico ideal para a implementação prática de estratégias de regulação por comparação, visto que se avaliam os índices de eficiência de cada concessionária e identifica o melhor padrão de desempenho, que deverá ser seguido pelas demais, fornecendo ao processo regulatório uma maior transparência. (BOGETOFT e NIELSEN, 2003).

Assim, a temática desta pesquisa vem contribuir neste processo na medida em que visa realizar uma investigação sobre a mensuração dos escores de eficiência de empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, dado as informações disponibilizadas pela ANEEL. E confronta-se a metodologia da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a avaliação dos custos operacionais regulatórios do ciclo de revisão tarifária periódica frente à metodologia alternativa proposta para observar o desempenho de eficiência técnica destas empresas associando aspectos de qualidade dos serviços prestados à sociedade. Ademais, nesta comparação, utilizam-se os modelos DEA orientados para insumo: o CRS (*Constant Returns to Scale*), o VRS (*Variable Returns to Scale*) e o NDRS (*Non-Decreasing Returns to Scale*), que presumem tecnologias com os seguintes retornos à escala de produção: constantes, variáveis e não decrescentes, respectivamente.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Regulação Econômica

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

Os mercados competitivos têm se mostrado desejáveis, porque eles se apresentam economicamente eficientes, desde que não haja externalidades²⁰ e nada impeça o funcionamento do mercado, a soma total de excedente do consumidor e do produtor será a maior possível. (PYNDICK e RUBINFELD, 1994, p.556).

O monopólio exerce um forte custo social e a regulação é um instrumento que busca evitar que determinadas empresas acumulem excessivamente o poder de monopólio. Em geral, destacam Pinto Júnior e Fiani, (2013), a regulação ocorre através de leis antitrustes ou pela regulamentação de preços, um recurso que pode eliminar a perda bruta, resultante deste poder de mercado. Nos setores onde

predominam o monopólio natural, como as concessões de redes de distribuição de energia elétrica, a regulação de preços é mais frequente.

A legislação antitruste, por sua vez, procura limitar o poder de mercado, seja dos vendedores ou, seja dos compradores, onde suas ações, se livres, resultariam em uma perda bruta. O excessivo poder de mercado também ocasiona problemas de falta de equidade e imparcialidade: se uma empresa possui um significativo poder de monopólio, ela estará lucrando à custa dos consumidores. (PINTO JÚNIOR e FIANI, 2013).

O objetivo central da regulação econômica não é buscar a competição como um fim em si mesmo, mas utilizar da concorrência para alcançar eficiência econômica nos mercados. E conforme Possas:

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

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

Na indústria de energia elétrica do Brasil, tradicionalmente, verifica-se dois mecanismos de regulação econômica de custos para empresas monopolistas (ver Quadro 1), ou seja, a tarifação pela taxa interna de retorno (também chamada de tarifação pelo custo do serviço), não mais utilizada, e a tarifação *price cap* (preço teto), utilizada atualmente.

Quadro 1 - Características dos Principais Mecanismos de Regulação Econômica Usados na Indústria de Energia Elétrica no Brasil

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

Fonte: Compilação Própria com base em PINTO JÚNIOR, (2007) e PINTO JÚNIOR, e FIANI (2013).

E como se verifica no Quadro 1, ambos os mecanismos possuem pontos fortes e fracos, e em todas as formas há limitações no sentido da necessidade de muitas informações, tornando-se difícil julgar qual deles pode ser considerado o melhor.

2.2 Regulação Econômica e Eficiência Técnica

Considerando-se a ótica do produtor, a tarifação pela taxa interna de retorno é vantajosa, pois este tem assegurada a remuneração de seu investimento. No entanto, existem limites para a remuneração dos investimentos, cabendo ao regulador suprimir da base de cálculo aqueles para os quais não haja justificativa econômica. Todavia, este tipo de aparato regulatório contém algumas limitações. A primeira delas é a dificuldade de determinação do valor-base, isto é, o investimento sobre o qual se aplica a taxa de retorno. Ainda, a avaliação do custo de capital a ser utilizado como balizador da taxa de remuneração também é um processo complexo, pois cada empresa possui uma estrutura de capital diferente e nem todas as empresas possuem ações cotadas em bolsas. E as assimetrias de informação entre o regulador e a empresa podem levar à manipulação de dados por parte desta última, com o objetivo de apropriação de lucros extraordinários.

Assim, destaca-se que, na hipótese de a taxa de retorno estar acima do custo de capital, este critério dará origem ao efeito *Averch-Johnson*, ou seja, as empresas são estimuladas a um sobreinvestimento, pois a sobreutilização do capital proporciona uma remuneração da taxa de desconto superior à depreciação deste capital, gerando um uso subótimo da instalação. Entretanto, em períodos de elevação da taxa de juros e de incerteza macroeconômica, a tendência é inversa. (PIRES, 2000).

Já a tarifação *price cap* estabelece um preço-teto para os produtos e serviços oferecidos por uma empresa e propõe uma solução de incentivo à eficiência técnica, pois com os preços limitados, o produtor seria estimulado a reduzir custos para auferir lucros maiores. Todavia, também apresenta algumas dificuldades, diferente da tarifação pela taxa interna de retorno, pois ela não se preocupa com custos históricos, e possui uma tendência prospectiva. Ao fixarem-se os preços, as empresas se comportam estrategicamente tendo em vista as futuras revisões. Dessa forma, quando a revisão de preços se aproxima, as empresas têm pouco estímulo para conter seus custos, para que o órgão regulador fixe um menor fator *X* para o novo preço. Além disso, o órgão regulador deve ficar atento para os padrões de qualidade dos serviços prestados, pois as empresas podem sacrificá-los de forma a abaixar custos.

Outra questão, como constatada em Santana e Gomes (1999), se refere à vulnerabilidade do *price cap* quanto à variação de custos exógenos, que não são controláveis pela empresa, como por exemplo, uma brusca variação na demanda. Assim, as empresas com elevados custos fixos, submetem-se ao risco de uma queda brusca na demanda, sem que seus custos possam ser reduzidos de forma significativa.

Por outro lado, as empresas de elevados custos variáveis ficam fragilizadas com o risco da elevação brusca na demanda, visto que os custos serão repassados ao consumidor somente no próximo período de revisão tarifária.

2.3 Data Envelopment Analysis (DEA)

Data Envelopment Analysis (DEA) é uma técnica baseada em programação linear, com o objetivo de medir o desempenho de unidades operacionais ou tomadoras de decisão, as chamadas *Decision Making Units (DMUs)*, quando a presença de múltiplas entradas e múltiplas saídas torna difícil a realização de uma comparação entre elas.

Essa técnica foi desenvolvida por Charnes, Cooper e Rhodes, em 1978, com base nos conceitos de Eficiência Pareto-Koopmans, desenvolvido em 1951, por Koopmans, e de Eficiência de

Farell, desenvolvidos em 1957, afirma que uma organização é completamente eficiente se, e somente se, não é possível aumentar nenhum insumo ou produto sem diminuir algum outro insumo ou produto (pressupondo que a tecnologia da fronteira de eficiência exibe retornos de escala constantes). Ainda, a metodologia recebeu contribuições de Banker, Charnes e Cooper, em 1984, que propuseram análise sobre a tecnologia da fronteira de eficiência a partir de retornos de escala variáveis. Assim, o termo DEA passou a ser utilizado para descrever o método de análise de eficiência, baseado na programação matemática, conhecido também como método não paramétrico. (NORMAN e STOCKER, 1991).

A metodologia DEA permite comparar as eficiências relativas entre organizações homogêneas (DMUs), que possuem um mesmo conjunto de insumos para produzir um mesmo conjunto de produtos, através de processos tecnológicos similares para determinar a sua eficiência técnica.

Neste trabalho, a DMU será uma Empresa Distribuidora de Energia Elétrica (EDEE). O objetivo da metodologia é construir um conjunto de referência convexo de forma que as EDEEs podem ser classificadas em unidades eficientes e ineficientes, tendo como referencial essa superfície formada. E os índices obtidos através da especificação na modelagem, via programa computacional livre EMS (*Efficiency Measurement System*), representam as medidas de eficiência técnica para as respectivas DMUs.

Assim, graficamente, seja a isoquanta eficiente apresentada na Figura 1, formada pelas EDEEs A, B e C e os segmentos (vertical e horizontal) paralelos aos eixos das quantidades dos insumos x_1 e x_2 , cuja linha PP'' representa a razão entre seus preços.

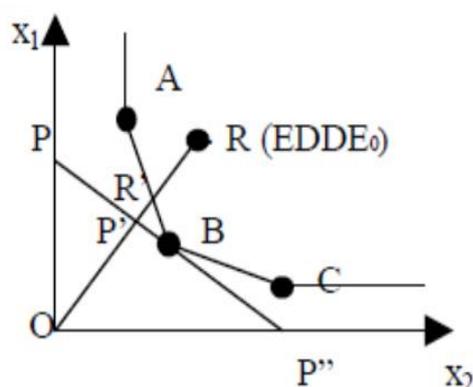


FIGURA 1 - Isoquanta eficiente formada pelas EDEEs A, B e C, e R sendo ineficiente.

Pode-se observar na Figura 1 que a EDEE que corresponde ao ponto R não está sobre a referida fronteira eficiente e, portanto, é uma EDEE ineficiente. A distância OR/OR_0 é a medida de sua eficiência técnica (IET) e $(1-OR/OR_0)$ mede a redução equiproporcional, nas quantidades dos insumos x_1 e x_2 necessária para que a mesma EDEE se torne eficiente.

Já a distância radial OR_0/OP_0 mede a eficiência alocativa (IEA) da EDEE, e sua eficiência econômica (IEE) será dada pelo produto entre as medidas de eficiência técnica (IET) e de eficiência alocativa (IEA), isto é: $IEE = IET \times IEA$. Desta forma, para Possas *et al.* (1997), a eficiência técnica consiste na utilização, com máximo rendimento e mínimo custo, da estrutura produtiva instalada e sua respectiva tecnologia. Enquanto que a eficiência alocativa tornou-se (dado a sua aplicação nas áreas de microeconomia e economia industrial), praticamente, sinônimo de eficiência econômica, tendo sua origem no ótimo de Pareto.

De acordo com Thanassoulis (2001), na aplicação do DEA devem constar alguns procedimentos básicos: (a) as organizações devem ser homogêneas, sendo necessário analisar um conjunto que realiza as mesmas tarefas e possuem objetivos semelhantes; (b) as organizações devem atuar sob as mesmas condições de mercado; e (c) as variáveis (insumos e produtos) devem ser as

mesmas para cada conjunto analisado, apresentando variações apenas quanto à intensidade ou magnitude.

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

2.4.1 Modelo CCR (DEA CRS)

As formulações básicas da metodologia DEA, desenvolvidas por Charnes, Cooper e Rhodes (com o modelo DEA CCR, em homenagem aos pioneiros autores), são caracterizadas por tecnologias com retornos constantes à escala de produção, chamado também de modelo DEA CRS (*Constant Returns to Scale*), utilizando múltiplos inputs e outputs, por meio de técnicas não paramétricas. Esse modelo permite uma avaliação objetiva da eficiência global e identifica as fontes e estimativas de montantes das ineficiências. No modelo DEA CCR, quando uma EDEE é eficiente, nenhuma outra EDEE com seu mesmo tamanho apresenta maior eficiência do que ela. E quando uma EDEE é ineficiente, essa ineficiência pode ser decomposta em ineficiência de escala e em ineficiência técnica. (SEIFORD E ZHU, 1999).

2.4.2 Modelo BCC (DEA VRS)

Já Banker, Charnes e Cooper (com o modelo o DEA BCC, em homenagem aos autores), elaboraram o modelo também chamado DEA VRS (*Variable Returns to Scale*) com retorno variável de escala, permitindo, também, que empresas que atuam sob retornos crescentes e decrescentes fossem avaliadas. Esse modelo estabelece distinção entre ineficiências técnicas e de escala, estimando a eficiência técnica pura, a uma dada escala de operações, e identificando se estão presentes ganhos de escala crescente, decrescente ou constante, para futura exploração. (SEIFORD e ZHU, 1999).

Complementarmente, na Figura 2, estão representadas as seguintes fronteiras de produção no espaço insumo x produto: o raio OBC define a fronteira de produção que exibe retornos constantes à escala (CRS); a fronteira de produção definida pelos segmentos AB, BC e CD definem a fronteira de produção que exibe retornos variáveis à escala (VRS), isto é, retornos crescentes à escala de produção (IRS), retornos constantes à escala de produção (CRS) e retornos decrescentes à escala (DRS); os segmentos OBC ou ABC definem a fronteira que exibe retornos não decrescentes à escala (NDRS). E os segmentos OBCD definem a fronteira que exibe retornos não crescentes à escala (NIRS).

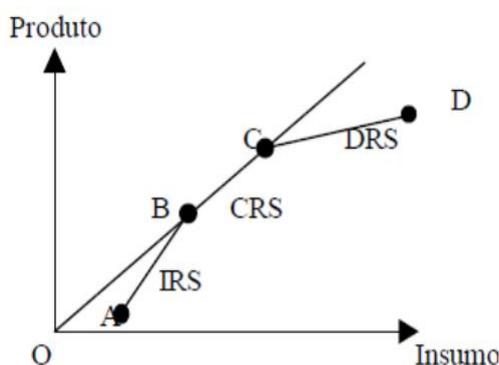


FIGURA 2 - Fronteira de produção.

No segmento AB prevalecem os retornos crescentes à esquerda de B e, no segmento CD, os retornos decrescentes prevalecem à direita de C. Nos pontos situados na interseção de segmentos com diferentes retornos à escala de produção prevalecem os retornos constantes.

3 ANÁLISE DE DADOS SOBRE AS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL

Esta pesquisa analisou as 30 maiores empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil, classificadas pela ANEEL como pertencentes ao chamado Grupo A (com mercado maior que 1 TWh), considerando-se o universo de 64 concessionárias existentes no país distribuídas no Grupo A (com 33 empresas) e no Grupo B (com 31 empresas e com mercado menor que 1 TWh). Estas 30 concessionárias são responsáveis pela disponibilização ao consumo de 389,69 TWh, representando 94,95% da energia elétrica distribuída e faturada no Brasil em 2012 (que totaliza um valor na ordem de 410,42 TWh).

Com relação ao tipo de gestão empresarial do conjunto de empresas distribuidoras de energia elétrica analisadas neste trabalho, constata-se que 8 empresas da amostra são empresas públicas (27%), enquanto que 22 empresas da amostra são de gerenciamento privado (73%). O universo da pesquisa contempla empresas distribuidoras de energia elétrica de todas as regiões geográficas do país.

3.1 As Variáveis da Pesquisa

As informações técnicas referentes aos indicadores foram coletados junto à ANEEL (ver APÊNDICE A), e elaborou-se um banco de dados para realização dos estudos referentes ao 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP).

As variáveis aplicadas na metodologia DEA para determinação dos custos operacionais regulatórios de modo a mensurar-se a eficiência técnica das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil, caracterizadas como insumo e produto, são:

- Custo Operacional - OPEX (R\$), como insumo;
- Extensão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica - Rede (km), como produto;
- Consumo de Energia Elétrica - Mercado (TWh), como produto;
- Número de Unidades Consumidoras de Energia Elétrica ó UC (Nº de Clientes), como produto;
- Inverso do Indicador de Desempenho Global de Continuidade - InvDGC (indicador), como produto;
- Indicador ANEEL de Satisfação do Cliente ó IASC (indicador), como produto.

3.2 Resultados

A seguir, são apresentados os resultados referentes às medidas de eficiência técnica (avaliando-se o conjunto quanto ao retorno à escala de produção), obtidos através modelagem DEA (rodando-se os modelos DEA CRS, DEA VRS e DEA NDRS para cada ano, separadamente) no conjunto de variáveis (insumos e produtos), para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica brasileiras, considerando-se os dois cenários apresentados a seguir (ver Figura 3):

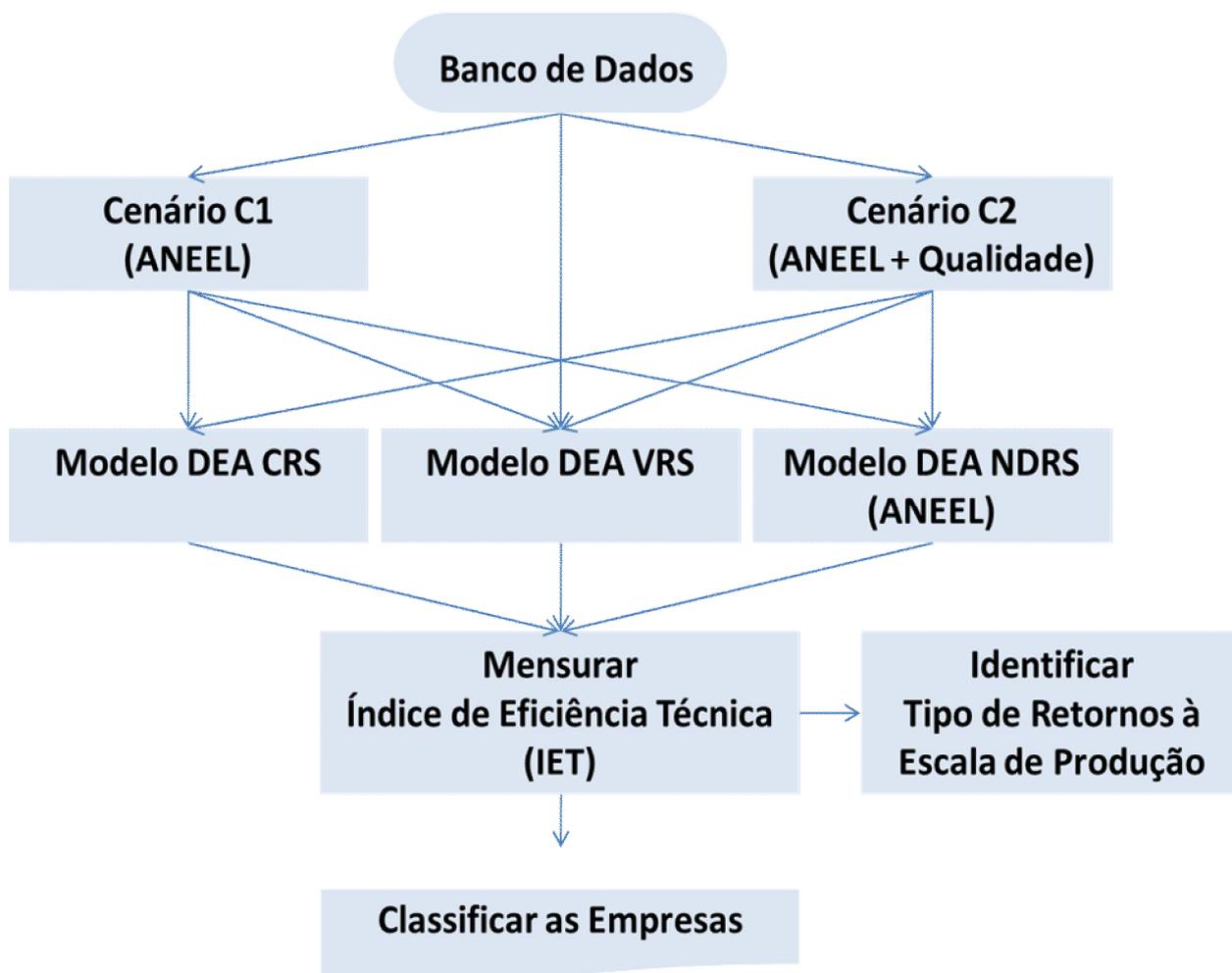


FIGURA 3 Fluxograma de aplicação da metodologia proposta para mensuração de eficiência.

Notas: a) Cenário C1, contempla as variáveis usadas pela ANEEL (OPEX, Rede, Mercado e UC);

b) Cenário C2, aborda as variáveis ANEEL (C1) e as variáveis de qualidade reguladas (InvDGC + IASC).

Os resultados obtidos quanto à eficiência técnica, considerando o cenário C1, observa-se para o modelo DEA CRS um valor mediano igual a 64,19% (0,6419) de eficiência técnica. Já no modelo DEA VRS o valor mediano é igual a 75,04% (0,7504) de eficiência técnica. E para o modelo DEA NDRS o valor mediano é igual a 68,31% (0,6831) de eficiência técnica.

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

Assim, percebe-se que os resultados do cenário C1 (com apenas variáveis ANEEL) dos scores medianos de eficiência técnica, para os 3 modelos DEA utilizados, são menores que os resultados obtidos para o cenário C2, que além das variáveis ANEEL apresenta variáveis de qualidade reguladas. O cenário C2 apresenta-se sempre com valores percentuais maiores, onde estas diferenças à maior são na ordem de: 4,20% no modelo DEA C2-CRS, de 1,42% no modelo DEA C2-NDRS e de 4,44% no modelo DEA C2-VRS.

Sob o ponto de vista de evolução dos índices de eficiência técnica das 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil (2003-2009), pode-se observar na Figura 4 que para o cenário C1 todas as modelagens DEA (CRS, VRS e NDRS) utilizadas na análise apresentaram uma evolução positiva (na mediana) de 2003 para 2009, embora se tenha oscilações (positivas e negativas)

neste intervalo de tempo. No cenário C2 também se percebe situação semelhante para todas as modelagens DEA (CRS, VRS e NDRS) que apresentaram uma evolução positiva (na mediana) no período, no entanto a mediana dos índices de eficiência de todos os modelos para esse cenário foi sempre maior ou igual às do cenário C1.

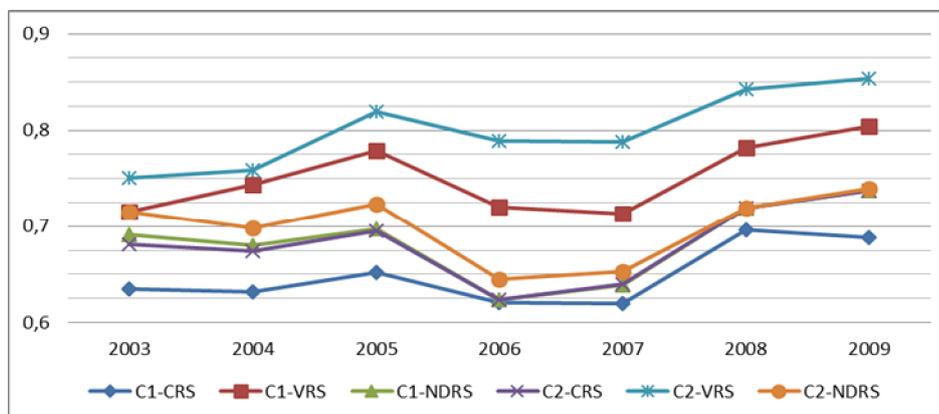
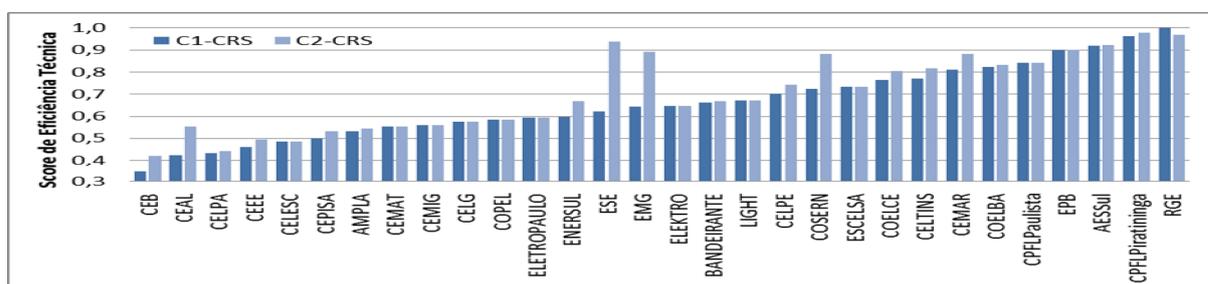


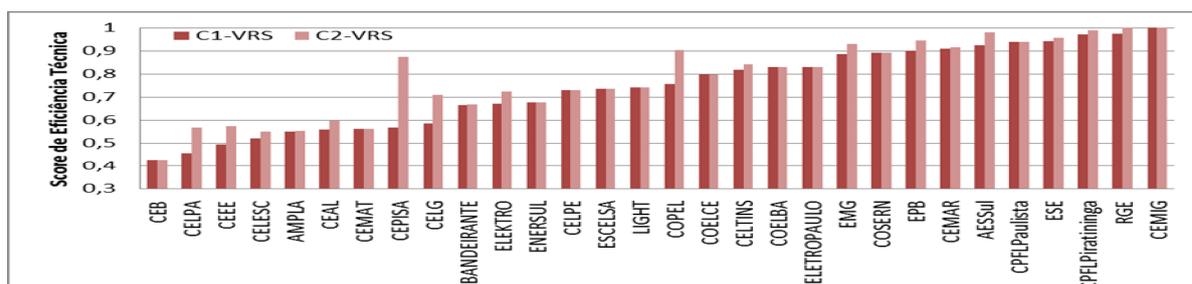
FIGURA 4 - Mediana da Evolução dos Índices de Eficiência Técnica (Cenários C1 e C2) das 30 Maiores Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil.

Na sequência, tem-se na Figura 5 um ranking das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, considerando-se os dois cenários analisados frente às modelagens DEA CRS, VRS e NDRS a partir dos valores medianos dos índices de eficiência técnica, para os anos compreendidos entre 2003 e 2009.

Com os resultados obtidos nas modelagens DEA comparativas entre os cenários analisados com base na Figura 5 (a), (b) e (c) (C1-CRS, C2-CRS; C1-VRS, C2-VRS; C1-NDRS e C2-NDRS) percebe-se que existem divergências nas listagens classificatórias de eficiência técnica (*benchmarking*) dessas empresas entre os diferentes cenários e modelagens DEA testados. Destaca-se a evidente inversão nas listagens classificatórias no caso específico da CEMIG (grande porte empresarial), que apresentou medidas medianas de forte ineficiência técnica na modelagem DEA CRS (C1 igual a 0,5598 e C2 igual a 0,5598) e na modelagem DEA NDRS (C1 igual a 0,5598 e C2 igual a 0,55,98) e apresentou medidas medianas de máxima eficiência na modelagem DEA VRS (C1 igual a 1,0000 e C2 igual a 1,0000).



(a)



(b)

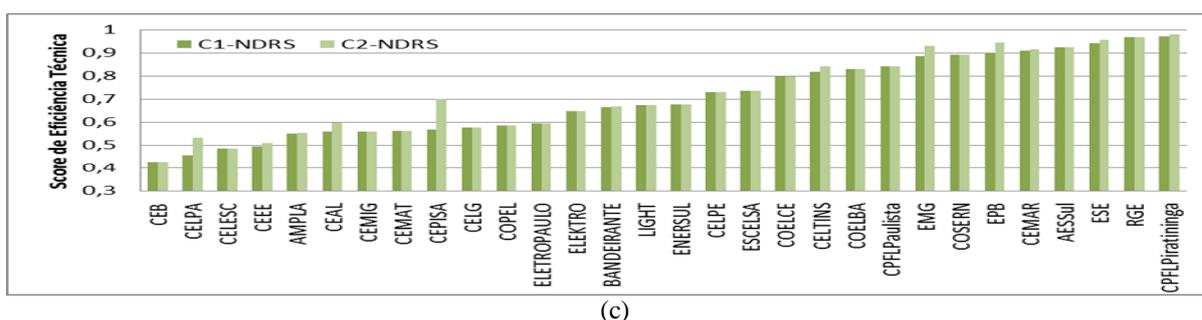


FIGURA 5 - Ranking das Distribuidoras de Energia Elétrica pelo Índice de Eficiência Técnica para as modelagens DEA CRS (a), DEA VRS (b) e DEA NDRS (c), nos cenários C1 e C2.

Fazendo uma análise agrupada para os 210 resultados obtidos a partir das especificações para as modelagens DEA, quanto ao retorno de escala de produção, no software EMS, referentes as 30 empresas distribuidoras de energia elétrica, observa-se no cenário C2 que 95 EDEEs (45%) exibiram retornos de escala crescentes (IRS) e apresentam um tamanho inferior ao tamanho mais produtivo. Já 105 EDEEs (50%) exibiram retornos de escala decrescentes (DRS) e apresentam um tamanho superior ao tamanho mais produtivo.

De todo modo, testes estatísticos realizados em estudos críticos baseados na aplicação da metodologia DEA, referentes aos retornos de escala de produção para as concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras, defendem a aplicação do modelo DEA VRS, uma vez que observaram uma maior sensibilidade à retirada das maiores empresas da amostra. (BANKER, 2011; MATOS, LOPES, E COSTA, 2012).

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados obtidos demonstram que apesar da metodologia DEA demandar menos informações e ser mais robusta quanto a críticas de modelagem em relação à empresa de referência, tem-se que a escolha do modelo pode afetar drasticamente a classificação da eficiência técnica de uma empresa de distribuição de energia elétrica. Especialmente no caso do modelo DEA CRS, que penaliza severamente empresas que trabalhem com retornos de escala decrescentes em algum momento, apesar de serem eficientes do ponto de vista do modelo DEA VRS, nem valoriza os ganhos de escala crescentes, como faz o modelo DEA NDRS. Portanto, a adoção de um modelo DEA VRS buscará contemplar e captar as condições reais observadas, em termos de desempenho (eficiência técnica), no ambiente de gestão das distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

Desta forma, este trabalho pode servir de um ponto de partida para futuras investigações, mais detalhadas para determinar possíveis fontes de ineficiência, ou até mesmo para pesquisar sobre as diferenças de desempenho entre as EDEEs avaliadas, servindo como informação adicional para a tríade envolvida neste processo (ANEEL, Concessionárias e Clientes), visto que são apresentados resultados de avaliação relativa sobre o desempenho destas distribuidoras de energia elétrica.

E conectando-se os aspectos de evolução dos índices de eficiência técnica para as 30 maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil com a temática de regulação econômica vivenciada no país, verificou-se que este conjunto de empresas, na mediana, operou com crescimento da medida de eficiência técnica (com pequenas oscilações verificadas no intermédio do período) considerando-se o início do período em 2003 e o fim do período em 2009, foram decorrentes de mudanças importantes no segmento de distribuição de energia elétrica, ocorridas entre outros fatores através da implantação de inovações tecnológicas associadas às inovações na gestão empresarial (paradigma público x

privado), buscando-se as melhores estratégias para que sejam obtidas as maiores vantagens competitivas para as empresas enfrentarem as constantes mudanças regulatórias no setor elétrico brasileiro.

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

Finalizando, verificou-se que avanços significativos foram alcançados no decorrer do período, destacando-se o aperfeiçoamento do modelo do setor elétrico brasileiro, através da garantia de segurança para novos investimentos (leilões com setor contratos de longo prazo), com o monitoramento e planejamento investimento das concessionárias para maior segurança do suprimento, com o incentivo às novas fontes de geração e com os programas de financiamento. Mas é necessário aprimorar alguns pontos, que representam desafios para garantia do equilíbrio entre modicidade tarifária e sustentabilidade do setor elétrico, considerando-se aspectos qualitativos voltados à satisfação de clientes e ao desempenho na continuidade de fornecimento de energia elétrica.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2006). **Nota Técnica Nº 166/2006 ó SRE/ANEEL**, Brasília, DF. [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2011). **Nota Técnica Nº 293/2011 ó SRE/ANEEL**, Brasília, DF. [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.

BANKER, R. **Report on ANEEL's Proposal for Electricity Distribution Tariff Regulation Technical**. Relatório Técnico. n. 101, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Brasília. DF, jun. 2011.

BAUMOL, W.J. **Contestable Markets and the Theory of Industrial Structures**. American Economic Review, n. 73 (3), p. 491-496, jun. 1983.

BOGETOFT, P.; NIELSEN, K. **DEA Based Yardstick Competition in Natural Resource Management**. In: Recent Accomplishments in Applied Forest Economics Research, F. Helle, N. Strange e L. Wichmann, Ed. Kluwer Academic Publisher. 2003. pp. 103-126.

GOMES, A. A. C. **A Reestruturação das Indústrias de Rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**. Dissertação de Mestrado, Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina ó UFSC, Florianópolis ó SC, 1998.

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

MATOS, G. B. B. P. LOPES, A. L. M.; COSTA, M. A. C. **Avaliação do Modelo de Benchmarking Proposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica para o Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Distribuidoras no Brasil**. In: XXXVI Encontro da ANPAD, Rio de Janeiro. Brasil, 2012.

NORMAN, M; STOCKER, B. **Data Envelopment Analysis the Assessment of Performance**. Chichester, England: John Wiley & Sons, 1991.

PESSANHA, J. F. M. *et al.* **Avaliação dos Custos Operacionais Eficientes das Empresas de Transmissão do Setor Elétrico Brasileiro: uma proposta de adaptação do modelo DEA adotado pela ANEEL, ó Pesquisa Operacional**, Rio de Janeiro, v. 30, pp. 521-545, 2010.

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

PINTO JÚNIOR, H. Q. *et al.* **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica, e organização industrial**. Rio de Janeiro. Elsevier, 2007. 343p.

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

PIRES, J. C. L. **Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. In: Textos para Discussão BNDES, Rio de Janeiro, n. 76, 2000, 45p.

POSSAS, M. L. *et al.* **Regulação da Concorrência nos Setores de Infraestrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual**. In: Infra-estrutura e perspectivas de reorganização ó regulação, F. Rezende e T. B. de Paula, Brasília, 1997, pp. 81-114.

SANTANA, E. A. de; GOMES, A. A. C. **A Reestruturação das Indústrias de Rede:** uma avaliação do setor elétrico brasileiro. In: Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro, C. R. Borenstein, Porto Alegre, Sagra-Luzzatto, 1999, pp. 73-93.

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

SILVA, E. L da. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica.** Porto Alegre: Sagra-Luzzatto, 2001, 183p.

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

APÊNDICE A: Tabela A1 ó Banco de Dados das Variáveis de Pesquisa

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

Continua...

... Continuação
Tabela A1

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

Continua...

... Continuação
Tabela A1

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

Continua...

... Continuação

Tabela A1

DMU's	OPEX	Rede	Mercado	UC	DGC	InvDGC	IASC
COSERN2003	121510494,53	32470,81	3016566,36	789339	0,44	2,27	70,33
COSERN2004	114240365,23	32803,11	3211705,86	816699	0,53	1,89	60,56
COSERN2005	114190502,83	34053,26	3509180,54	857662	0,55	1,82	61,85
COSERN2006	136600393,09	37049,37	3736182,72	913486	0,52	1,92	61,42
COSERN2007	136136809,75	40066,22	3991726,30	963493	0,56	1,79	71,37
COSERN2008	118751243,62	41722,22	4080880,28	1006818	0,55	1,82	70,74
COSERN2009	123013652,98	43272,17	4130635,61	1075590	0,59	1,69	66,19
CPFLPaulista2003	473263718,96	77739,40	19638882,82	3027991	0,56	1,79	69,35
CPFLPaulista2004	455444591,19	80013,23	21025223,27	3093497	0,55	1,82	59,69
CPFLPaulista2005	486284196,83	81255,60	22196144,94	3172500	0,62	1,61	65,35
CPFLPaulista2006	471679068,74	83769,52	23065652,97	3250301	0,66	1,52	66,55
CPFLPaulista2007	500193755,45	86816,78	24419598,70	3335015	0,72	1,39	62,85
CPFLPaulista2008	486380022,69	89019,73	25287667,34	3427898	0,71	1,41	73,76
CPFLPaulista2009	497290781,90	89879,00	25267579,26	3502793	0,75	1,33	68,15
CPFLPiratinga2003	202995724,40	20007,95	10507415,14	1151780	0,6	1,67	66,99
CPFLPiratinga2004	202756242,68	20506,08	12694450,61	1193663	0,63	1,59	55,79
CPFLPiratinga2005	195330179,02	20676,88	12888798,42	1216243	0,71	1,41	68,45
CPFLPiratinga2006	196126531,20	21096,02	13215702,58	1250094	0,64	1,56	63,61
CPFLPiratinga2007	214482135,94	21705,49	12782545,35	1286491	0,67	1,49	70,63
CPFLPiratinga2008	194183405,68	21712,91	13295003,96	1328159	0,65	1,54	66,52
CPFLPiratinga2009	195789961,03	22235,63	13013378,29	1367488	1,01	0,99	69,08
ELEKTRO2003	364192348,83	95306,45	10670299,83	1819607	0,8	1,25	66,33
ELEKTRO2004	359348119,48	96773,45	11725173,09	1862598	0,79	1,27	57,91
ELEKTRO2005	397201045,28	98699,95	11804866,58	1904639	0,81	1,23	65,68
ELEKTRO2006	430692725,51	101211,22	12248622,55	1954422	0,79	1,27	63,60
ELEKTRO2007	424867304,51	103791,15	12918860,73	2005109	0,74	1,35	73,24
ELEKTRO2008	411222070,42	105825,19	13455777,96	2067357	0,7	1,43	72,67
ELEKTRO2009	414602018,28	107115,75	13398558,26	2123670	0,88	1,14	70,21
ELETROPAULO2003	1310777756,64	39392,96	33308269,94	5056795	0,7	1,43	60,01
ELETROPAULO2004	1055561325,44	41778,19	35117392,59	5147420	0,7	1,43	57,33
ELETROPAULO2005	1088800746,94	42333,70	35916507,56	5300106	0,73	1,37	58,42
ELETROPAULO2006	1168654491,73	44058,65	37183977,05	5468760	0,64	1,56	64,70
ELETROPAULO2007	1139787894,34	44529,97	38845837,62	5651915	0,71	1,41	65,52
ELETROPAULO2008	1044552699,01	44913,37	40259597,21	5830961	0,73	1,37	65,10
ELETROPAULO2009	1249143612,84	45212,99	39922709,71	5987873	1,24	0,81	71,51
EMG2003	58286371,56	20038,12	989514,32	297962	0,68	1,47	67,43
EMG2004	70203411,17	20333,18	1030711,25	306258	0,71	1,41	63,00
EMG2005	75874746,02	20683,71	1066376,72	316478	0,69	1,45	61,96
EMG2006	67159304,21	21608,39	1140168,77	331403	0,77	1,30	56,22
EMG2007	72810547,80	22958,01	1200142,82	341790	0,88	1,14	71,73
EMG2008	69533658,62	24291,49	1258560,31	359084	1,13	0,88	74,88
EMG2009	74652712,68	25338,27	1295719,67	371253	1,28	0,78	68,15

Continua...

... Continuação
Tabela A1

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

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