



3º LUGAR - REGULAÇÃO ECONÔMICA

AUTOR: HAMILTON CAPUTO DELFINO SILVA

VILA VELHA - ES

**EFICIÊNCIA DE CUSTOS NA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA: A
ABORDAGEM DE EMPRESA DE REFERÊNCIA E A ATUAÇÃO DE
GRUPOS DE INTERESSE**

RESUMO

O presente estudo examina a aplicação da abordagem de Empresa de Referência na revisão tarifária periódica das concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica, ocorrida no período de Abril/2003 a Fevereiro/2006. As resultantes medidas de eficiência das empresas são avaliadas com o uso de índices de desempenho fornecidos por metodologias alternativas – Fronteira Estocástica de Custos (Stochastic Frontier Analysis – SFA) e Análise Envoltória de Dados (Data Envelopment Analysis – DEA) – e de indicadores Malmquist de incrementos de produtividade experimentados nos seis anos anteriores à revisão, objetivando aferir até que ponto o método empregado propiciou a observância do requisito de sustentabilidade financeira das empresas, bem como o atingimento dos objetivos perseguidos pelo regulador que objetiva a maximização do bem-estar social: extração de parte dos ganhos das empresas em proveito de consumidores e sociedade, alcance de eficiência alocativa e oferta de incentivos para incrementos adicionais de produtividade.

Na seqüência, o estudo examina possíveis causas para as divergências encontradas e investiga os fatores determinantes do poder de barganha das empresas no processo de definição das novas tarifas. Neste ponto, reconhece-se que decisões regulatórias são adotadas por um agente que atua sob assimetria de informação, experimenta a influência de grupos de interesse e, no caso específico sob exame, sujeita-se à direta supervisão de suas ações. Em decorrência, a análise dos números finais definidos pelo regulador avalia o potencial impacto desses fatores, além de possíveis deficiências na metodologia empregada.

A investigação revela que os objetivos do regulador podem não ter sido maximizadores do bem-estar em algumas situações. Algumas empresas, em especial aquelas que atendem a consumidores de maior poder aquisitivo, operam em áreas de maior densidade populacional e possuem uma menor proporção de energia fornecida a consumidores industriais, tiveram menor poder de barganha no processo de definição da tarifa e foram consideradas bem mais ineficientes do que indicado pelos modelos SFA e DEA, resultando em reajustes tarifários substancialmente menores e apontando para uma possível violação das condições de equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A evidência é consistente com a associação entre renda per capita e atuação de consumidores residenciais enquanto grupo de interesse, além de sugerir uma possível distorção nos parâmetros de custos empregados no enfoque de Empresa Modelo, os quais podem não ter capturado adequadamente o efeito da dispersão de consumidores nos custos operacionais da empresa.

De outra parte, os resultados sugerem que concessionárias com características opostas dispuseram de maior poder de barganha e foram beneficiadas com a definição de tarifas mais altas, impactando negativamente os incentivos para incrementos de eficiência conferidos a empresas que não figuram no grupo das dez melhores dos rankings SFA e DEA. Desincentivo semelhante, por outro lado, foi conferido a quatro das cinco empresas de melhor desempenho no ranking SFA, que não puderam manter parte dos ganhos advindos dos incrementos de produtividade. Em suma, a evidência indica que a metodologia empregada pelo regulador impôs às empresas o ajuste imediato aos custos operacionais da empresa virtual de referência, os quais em alguns casos revelaram-se acentuadamente diferentes dos estimados pelos métodos de benchmarking.

O estudo retrata, ainda, que as decisões da ANEEL não foram afetadas de forma sistemática pelo monitoramento exercido pelo Tribunal de Contas da União, além de indicar que o uso de técnicas de análise de eficiência comparativa pode contribuir para garantir maior transparência e credibilidade aos resultados obtidos com a aplicação da abordagem de Empresa de Referência.

1. Introdução

A revisão tarifária periódica dá lugar a um dos principais desafios na implementação da sistemática de preço-teto: a definição de preços que reflitam custos efetivos incorridos por empresas do setor regulado, num contexto de informação assimétrica e imperfeita com relação às realidades de custo enfrentadas por cada concessionária.

A tarefa é sobremaneira dificultada pelo fato de o regulador que intenta a maximização do bem-estar social estar sujeito a pressões de consumidores e representantes das empresas reguladas – ensejando deliberações que procuram balancear os interesses dos diversos agentes envolvidos (as quais muito possivelmente refletem a economia política da regulação) –, além de defrontar-se com vários e por vezes conflitantes objetivos a perseguir. Dado que o regime de preço-teto propicia incentivos para incrementos de eficiência por parte das empresas,¹ por ocasião da revisão tarifária a intenção do regulador de repassar aos consumidores e sociedade parte dos ganhos experimentados há de ser confrontada com os objetivos de promover (1) eficiência alocativa (preços que reflitam custos incrementais mínimos), (2) sustentabilidade financeira (observância do requisito de equilíbrio econômico-financeiro da concessão), e (3) incrementos adicionais de produtividade (mediante fortes incentivos para contenção de custos).

Uma forma de regulação por comparação empregada para lidar com a questão consiste em se promover um estudo de eficiência baseado no conhecimento

¹ No regime de preço-teto, os preços são fixos. A empresa e seus administradores, conseqüentemente, constituem-se em beneficiários residuais de reduções nos custos de produção e experimentam a desutilidade associada ao maior esforço gerencial. Assume-se, dessa forma, que as condições e incentivos para o possível atingimento de preços do tipo “segundo melhor” (*second best*) encontram-se estabelecidas. (Joskow, 2005).

sobre a engenharia do processo industrial.² Na abordagem de Empresa de Referência, preços são definidos com suporte em custos estimados de uma empresa eficiente hipotética sujeita às mesmas condições de operação que a concessionária sob revisão. Uma vez que a tarifa resultante afigura-se dissociada dos custos reais incorridos pela empresa, o método possui o mérito de preservar os incentivos para incrementos de eficiência trazidos pelo regime de preço-teto.^{3, 4} Outras possíveis vantagens incluem a possibilidade de se incorporar à análise a heterogeneidade nas condições de operação e o fato de o regulador não precisar basear suas decisões em informações de custo fornecidas pelas concessionárias.⁵

Questionamentos ao método, no entanto, são também suscitados na literatura. Weisman (2000) pondera que a estimação de custos eficientes constitui-se em objetivo inatingível, em face da assimetria de informação existente entre a empresa regulada e a agência reguladora (ou os consultores contratados para realizar o trabalho), além de argumentar que a metodologia representa um acentuado retrocesso em relação ao regime de preço-teto, vez que os incrementos de eficiência eventualmente revelados não têm qualquer relação com o comportamento real do mercado. Gomez-Lobo e Vargas (2001), por sua vez, afirmam que a abordagem é demasiadamente detalhista, demandando tempo e recursos em excesso, e contribui negativamente para a transparência e objetividade do processo regulatório.

² A abordagem de empresa de referência tem sido utilizada no processo de definição de tarifas de distribuição de energia elétrica de países como Espanha, Chile, Peru, Argentina, El Salvador e Brasil (Jadresic, 2002).

³ Quando a sistemática de preço-teto associa os preços futuros diretamente a custos incorridos pelas empresas, e o intervalo previsto entre as revisões tarifárias periódicas é relativamente pequeno, os incentivos propiciados pelo regime de preço-teto são similares aos resultantes da regulação pelo custo do serviço (Sappington, 2002).

⁴ No caso da abordagem de empresa de referência, os incentivos para incremento de eficiência advêm do fato de que as empresas apropriam ganhos quando seus custos reais incorridos são inferiores aos custos operacionais eficientes estimados.

⁵ Esses pontos são detalhados em Galetovic e Bustos (2002), e ANEEL (2003).

Revela-se importante, de conseguinte, investigar-se se o uso da metodologia de Empresa de Referência tem efetivamente possibilitado o atingimento dos supramencionados objetivos perseguidos pelo regulador. A evidência nesse sentido é limitada até o momento. Serra (2002) e Fisher e Serra (2002) examinam a experiência nos setores de telecomunicações e de distribuição de energia elétrica no Chile, e consideram o fato de o uso do método ter resultado em taxas de retorno bem superiores ao custo de capital como indicativo de uma deficiência regulatória persistente. Grifell-Tatjé e Lovell (2001), por outro lado, analisam a questão no contexto do setor de distribuição de energia elétrica na Espanha. O estudo retrata que a empresa eficiente hipotética incorria em custos menores de operação do que as empresas reais, em decorrência da menor – e melhor definida – rede de distribuição e de menores preços dos insumos, mas não utilizava referidos insumos na proporção ótima. Os resultados revelam que os gerentes das empresas reais mostravam-se melhores na otimização do uso dos fatores produtivos, comparados aos engenheiros que construíram a empresa modelo, a par de indicarem que o emprego da metodologia de Empresa de Referência acarretou a subestimação das economias potenciais de custo em cerca de um terço.

O presente estudo contribui para preencher a lacuna existente na literatura, ao analisar os resultados obtidos com a utilização da abordagem de Empresa de Referência no processo de revisão tarifária periódica levado a efeito no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. Os resultantes indicadores de desempenho são comparados com os obtidos mediante o uso de metodologias alternativas – Fronteira Estocástica de Custos (Stochastic Frontier Analysis – SFA) e Análise Envoltória de Dados (Data Envelopment Analysis – DEA), sob a lógica subjacente de que algumas pequenas divergências podem advir de problemas na aplicação desses

outros métodos, mas acentuadas discrepâncias devem refletir deficiências na aplicação do modelo empregado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, particularmente quando independentes do método utilizado para comparação.

O caso brasileiro propicia uma oportunidade excepcional para se proceder à investigação, vez que o número de concessionárias de distribuição permite o uso de técnicas sofisticadas de análise de eficiência comparativa para o cômputo de índices de eficiência e análise de sua evolução ao longo do tempo. Dessa forma, indicadores de eficiência e medidas de incrementos de produtividade experimentados pelas empresas nos seis anos anteriores à revisão tarifária periódica são empregados para examinar os resultados advindos do uso do modelo de Empresa de Referência. Particular atenção, no caso, é conferida ao grau de consistência dos indicadores de eficiência e respectivos rankings de empresas, ao procedimento que veio a ser adotado com relação às concessionárias que experimentaram os maiores – e os menores – incrementos de produtividade no período anterior à revisão e à possibilidade de a tarifa fixada pelo regulador ter se constituído em ameaça à sustentabilidade financeira da empresa.

Na seqüência, o estudo examina possíveis causas para as divergências encontradas. Neste ponto, a investigação parte do pressuposto de que decisões regulatórias são adotadas por um agente regulador que busca a maximização de sua utilidade e opera em um contexto de informação assimétrica. Reconhece-se, também, que o processo regulatório sob exame confere ao regulador oportunidades para o exercício de sua discricionariedade e o sujeita à influência potencial de grupos de interesse e à direta supervisão de suas ações. Conseqüentemente, a análise dos números finais definidos pelo regulador investiga o potencial impacto desses fatores,

além de possíveis deficiências na metodologia empregada. Neste particular, o trabalho segue a linha de estudos empíricos anteriores que se debruçaram sobre o exame de fatores determinantes de decisões regulatórias, avaliando as previsões da teoria econômica da regulação associada a Stigler (1971) e Peltzman (1976) [Nelson, 1982; Primeaux, Filer, Herren, e Holas, 1984; Naughton, 1989, Nelson e Roberts, 1989; Klein e Sweeney, 1999].

O estudo apresenta evidências de que o monitoramento das atividades do regulador não motivou a adoção de decisões contrárias aos interesses das concessionárias. Ademais, a investigação mostra que os supramencionados objetivos perseguidos pelo regulador na revisão periódica podem não ter sido atingidos em algumas situações em que indicadores de eficiência de custo apurados diferem substancialmente dos revelados pelas abordagens econômicas de análise de eficiência comparativa. De um lado, os resultados indicam que algumas empresas, em especial aquelas que atendem a consumidores de maior poder aquisitivo, operam em áreas de maior densidade populacional e têm uma menor proporção de energia fornecida a consumidores industriais, receberam índices de reposicionamento tarifário substancialmente menores do que os modelos econômicos de benchmarking recomendariam. Na medida em que um índice baixo de reposicionamento representa um ajuste de preço que reduz as receitas permitidas à empresa, as evidências apontam para uma possível violação das condições de equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

De outra parte, os resultados revelam que índices de reposicionamento significativamente maiores podem ter sido concedidos a concessionárias com características opostas. Gerentes de empresas agraciadas com tarifas mais altas observaram um incremento nos fluxos de caixa, a despeito do nível de eficiência

(mensurado com o uso de outras metodologias) não ser elevado quando comparado com o desempenho de outras distribuidoras. De forma geral, sistemas de incentivo atribuem menores preços a empresas de pior desempenho, por haver maior escopo para incrementos de eficiência. No caso, como algumas das empresas possivelmente beneficiadas não figuram entre as dez melhores concessionárias nos rankings revelados pelos modelos econômicos de benchmarking, empresas de baixo desempenho parecem ter sido recompensadas.

A próxima Seção descreve a metodologia adotada pelo regulador na revisão tarifária periódica e apresenta os respectivos indicadores de eficiência obtidos. A Seção 3 retrata a metodologia e a amostra empregadas no modelo de fronteira estocástica de custos, apresenta os correspondentes resultados, e explora o seu uso no exame das decisões adotadas pelo regulador com base na abordagem de Empresa de Referência. A Seção 4 descreve o modelo econométrico utilizado para análise das divergências observadas, apresenta e interpreta os respectivos resultados. A Seção 5 trata do teste de robustez levado a efeito com o uso da metodologia DEA. A última Seção contém as observações finais.

2. Arcabouço Institucional e o Modelo de Empresa de Referência empregado pela ANEEL

As reformas no setor elétrico brasileiro iniciaram-se em 1995. Enquanto mudanças na Constituição Federal aboliram o monopólio público nos setores de infra-estrutura, a Lei Geral de Concessões (Lei 8.987/95) definiu as condições para o início do processo de privatização, representado pelos leilões da Escelsa em 1995 e da Light em 1996. De outra parte, a implementação do novo arcabouço regulatório envolveu a criação de um órgão regulador independente (ANEEL), em 1996, e a instituição do novo modelo do setor, mediante a Lei 9.648, de Maio de 1998. O novo

modelo, em resumo, previu a privatização e desverticalização dos ativos de geração, transmissão e distribuição, a transição gradual para um ambiente competitivo em geração no período de nove anos, a criação do mercado atacadista de energia elétrica e o emprego do regime de preço-teto para regular as tarifas de distribuição, em substituição ao regime anterior de regulação pelo custo do serviço.

A implementação da sistemática de preço-teto operou-se mediante a assinatura de novos contratos de concessão, no período de 1998 a 2000, nos quais se dispôs que a primeira revisão tarifária periódica ocorreria após cinco (para os contratos assinados em 1998) ou quatro anos. Em decorrência, 61 concessionárias foram objeto do processo de revisão tarifária no período de Abril/2003 a Fevereiro/2006.

Merece destaque, de outra parte, a crise de oferta experimentada pelo setor no ano de 2001, que motivou a implementação de medidas de racionamento de energia no período de Junho/2001 a Fevereiro/2002⁶ e a reavaliação de parte significativa dos fundamentos do modelo que se estava a implementar. Após decidir pelo adiamento da privatização das companhias públicas de geração, o novo Governo deliberou, em Julho/2003, pela: formação de um *pool* de geração; descontinuação do mercado atacadista de energia; proibição de contratação própria; e comercialização de energia mediante contratos de longo prazo (20 anos), a serem assinados entre todos os geradores e distribuidores.

2.1 A Metodologia empregada na Revisão Tarifária

Embora tenham disposto acerca do primeiro período tarifário, os contratos de concessão foram silentes quanto à metodologia a ser aplicada para definição das

⁶ As medidas adotadas no racionamento e o correspondente potencial impacto no desempenho das concessionárias de distribuição são detalhados na Seção 4.1.

novas tarifas quando da revisão periódica. A obrigação de disciplinar a matéria recaiu sobre a agência reguladora, a qual, após um longo e acalorado processo de discussão,⁷ estabeleceu que o índice de reposicionamento tarifário da empresa i (RI_i) seria calculado da seguinte forma:

$$RI_i = \frac{RR_i - RS_i - ER_i - OR_i}{RD_i} \quad i = 1, \dots, n \quad (1)$$

onde RR_i corresponde à receita requerida pela empresa i ao longo do período de 12 meses após a data da revisão (ano-teste), RS_i equivale à receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias, ER_i e OR_i denotam a receita obtida mediante a exploração de atividades extra-concessão e outras receitas, respectivamente, e RD_i representa a receita que seria auferida pela empresa no ano-teste, caso mantidas as tarifas vigentes antes da revisão periódica. Observe-se, no caso, que um acréscimo na receita requerida implica um maior índice de reposicionamento tarifário e, conseqüentemente, uma maior tarifa.

A receita requerida foi definida como a receita necessária para cobrir custos operacionais eficientes e propiciar uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência, correspondendo ao que se segue:

$$RR = EC + TC + OC + ROC + DEP + T \quad (2)$$

onde EC e TC são considerados custos não-controláveis e correspondem a custos projetados com compra de energia e pagamento de encargos tarifários, respectivamente, OC representa os custos operacionais, ROC é o retorno sobre o capital (em unidades monetárias), DEP é depreciação e T equivale aos impostos.

⁷ Peano (2005) apresenta uma descrição detalhada do processo implementado pela agência reguladora para definir a metodologia a ser aplicada na revisão tarifária periódica. Foster e Antmann (2004) e Byatt (2004), por sua vez, discutem as particularidades da controvérsia que permeou a escolha, pelo regulador, da metodologia para avaliação da base de remuneração.

O retorno sobre o capital resultou da aplicação da taxa de retorno de 17,07% sobre a base de remuneração, calculada consoante a metodologia *Depreciated Optimized Replacement Cost* (DORC). Os custos operacionais a serem repassados às tarifas, por sua vez, foram dados pela soma dos custos estimados para as atividades de administração (ADM), comercialização (COM), e operação e manutenção (O&M), executadas por uma empresa eficiente hipotética sujeita às mesmas condições de operação da concessionária sob exame. Consoante se observa, as estimativas feitas para base de remuneração e custos operacionais eficientes constituíram-se nos principais determinantes dos incrementos tarifários autorizados pela revisão periódica.

A metodologia empregada para obtenção dos valores de custos operacionais consistiu na definição de uma estrutura organizacional ótima para cada empresa, que permitisse à concessionária atender, de forma eficiente e efetiva, seu objetivo de distribuir energia elétrica aos níveis requeridos de qualidade do serviço. Visando estimar-se os custos associados às atividades de COM e O&M, procedeu-se à identificação de todos os processos e atividades (P&A) que a empresa de referência deveria executar, bem como dos equipamentos e recursos humanos necessários para o exercício de cada P&A. O custo do processo ou atividade foi calculado considerando-se a respectiva frequência de ocorrência, valorando-se os recursos necessários a preços de mercado. Assim, as estimativas finais de custo resultaram da multiplicação do custo de cada P&A pelo volume de capital (para O&M) e pelo número de consumidores (para COM). Os custos de ADM, por sua vez, foram estimados com base nos dados de volume de capital, número de consumidores e dispersão geográfica, com os identificados quantitativos de recursos humanos e equipamentos requeridos sendo igualmente valorados a preços de mercado.

O processo de revisão tarifária também incluiu a definição do fator X para o período tarifário subsequente. Apesar de a análise da respectiva metodologia empregada neste caso não se inserir no escopo do presente trabalho, importa assinalar, a respeito, o fato de o fator X haver correspondido à estimativa de ganhos de produtividade a serem experimentados até a próxima revisão (X_e), ajustada por um fator de qualidade (X_c), com X_e sendo dado pelas economias de escala resultantes dos incrementos projetados no fornecimento de energia, subtraídas dos investimentos necessários para atender os acréscimos esperados na demanda. A lógica subjacente, no caso, foi a de que não deveriam ocorrer incrementos substanciais de eficiência técnica no próximo período tarifário, uma vez que o emprego da metodologia de Empresa de Referência já estaria promovendo o ajuste dos custos operacionais aos seus níveis eficientes.

Afigura-se interessante, neste ponto, examinar-se a metodologia empregada pela ANEEL sob o prisma dos modelos de fronteira de eficiência. Teoricamente, os custos operacionais eficientes revelados pela abordagem de Empresa de Referência devem corresponder ao ponto na fronteira associado à empresa sob exame (ponto-alvo de eficiência). Assim, caso o método empregado tenha efetivamente possibilitado ao regulador estimar os níveis ótimos de eficiência de cada empresa, a despeito da assimetria de informação, tem-se que a metodologia adotada na revisão periódica não só determinou o ajuste imediato (de uma única vez) nos custos operacionais das concessionárias, como também assumiu que não haveria qualquer deslocamento da fronteira no futuro. Merece destaque, nesse contexto, o fato de a não adoção de um ajuste progressivo em direção ao nível ótimo de eficiência poder resultar na não observância da condicionante de sustentabilidade financeira de empresas que o método do regulador revele como mais ineficientes, cumprindo

observar que a situação se agrava caso os valores estimados de custos não correspondam ao ponto-alvo de eficiência da empresa, e esse ponto-alvo seja definido a um nível excessivamente (e indevidamente) alto.

Registre-se, neste particular, que a possibilidade de os custos operacionais eficientes estimados pelo regulador não corresponderem aos valores “verdadeiros” é real. Como já mencionado anteriormente, o modelo de empresa de referência é bastante detalhado e baseia-se na atribuição de custos para cada atividade/processo desempenhada por uma empresa eficiente virtual que opera sob as mesmas condições da concessionária sob exame. Dado o contexto de informação assimétrica, os parâmetros de custos necessários para a realização dessa tarefa são extremamente difíceis de serem precisamente estimados (levando-se em conta as especificidades das condições de operação de cada empresa), além de sujeitos à deturpação de informação por parte das empresas. É plenamente possível, portanto, que os parâmetros empregados para estimar os custos eficientes não capturem, satisfatoriamente, os efeitos de alguns dos fatores que impactam os custos reais incorridos pelas concessionárias.⁸

2.2 Eficiência de Custos consoante a Metodologia de Empresa de Referência

A análise dos resultados advindos do emprego da metodologia de Empresa de Referência foi limitada pela disponibilidade de dados e pela decisão de excluir as concessionárias que fornecem menos do que 100.000 MWh por ano. Das 61 empresas submetidas ao processo de revisão tarifária no período de Abril/2003 a

⁸ No caso da experiência brasileira sob exame, a possibilidade em comento foi ainda reforçada pelo fato de se estar empregando o método e os correspondentes parâmetros de custo pela primeira vez, sem que se tivesse promovido uma prévia discussão com as concessionárias de distribuição. Resultaram aumentadas, conseqüentemente, as chances de “erros”.

Fevereiro/2006, não foi possível obter os dados necessários com relação a três, ao passo que nove outras não foram consideradas em razão do critério de tamanho. A amostra, portanto, compõe-se de 49 empresas, responsáveis por 99,24% do total de energia fornecida no país no ano de 2003.

Os custos operacionais eficientes estimados pelo regulador para cada uma das empresas da amostra são indicados na Tabela 1, juntamente com os custos operacionais divulgados pelas concessionárias e o índice de eficiência revelado pela metodologia empregada pela ANEEL (*ANEELEFF*), dado pela razão entre custo realizado e custo estimado.⁹ Destacam-se, no caso, o amplo intervalo de variação observado nos calculados índices de eficiência e o fato de que, sob a ótica do regulador, sete empresas encontravam-se operando de forma mais eficiente do que a empresa de referência.

A variável *ANEELEFF* oscila no intervalo de 0,848 a 1,986, com média 1,202. O fato de o percentil de 50% encontrar-se a 1,180 indica que a distribuição dos indicadores de eficiência do regulador é mais alongada à direita, com a média sendo deslocada para cima em função de alguns poucos casos em que os custos operacionais eficientes estimados revelam-se bem abaixo dos custos realizados. Revela-se interessante, no caso, examinar-se se essas empresas identificadas como altamente ineficientes também figuram dentre as empresas de pior desempenho nos rankings fornecidos por metodologias alternativas.

Note-se que o método empregado pelo regulador resultou na apropriação de ganhos por parte das sete empresas que tiveram índices de reposicionamento

⁹ O cômputo do índice de eficiência na forma indicada guarda conformidade com os indicadores propiciados pelos métodos de análise de eficiência comparativa. A lógica subjacente é a de que quanto maior o índice em relação à unidade, maior é a distância da empresa em relação à fronteira eficiente e, conseqüentemente, maior é a ineficiência da empresa. Por outro lado, índices menores do que a unidade indicam que a empresa é mais eficiente do que a empresa de referência hipotética.

tarifário fixados com base em custos operacionais maiores do que os custos efetivamente incorridos.¹⁰ Nesses casos, a comparação com os resultados propiciados pelos modelos econômicos de benchmarking assume especial relevância na medida em que apenas as empresas de melhor desempenho deveriam poder manter parte dos ganhos de produtividade experimentados, a título de incentivo para incrementos adicionais de eficiência. Do contrário, ou seja, caso essas sete empresas não se mostrem bem posicionadas em rankings apurados por metodologias alternativas, os resultados estariam a indicar que as tarifas concedidas a essas empresas caracterizaram um benefício despropositado, em detrimento dos consumidores e, bem assim, dos incentivos para incremento de eficiência associados ao regime de preço-teto.

3. Análise de Eficiência Comparativa

3.1 Tecnologia do Setor de Distribuição de Energia Elétrica

A modelagem da tecnologia do setor de distribuição de energia elétrica constitui-se em tópico de natureza complexa. Além de muitos fatores exercerem influência sobre os custos incorridos no setor, há controvérsias quanto a se considerar, ou não, alguns desse fatores como exógenos à empresa.

Neuberg (1977) apresenta os fundamentos teóricos para os quatro fatores tidos como os principais determinantes de custos no setor de distribuição. Enquanto a deterioração e o desgaste dos transformadores variam diretamente com a

¹⁰ De acordo com a fórmula de cálculo do índice de reposicionamento tarifário (equações 1 e 2), a taxa de retorno ajustada ao risco de 17,07% seria obtida pelas empresas que estivessem operando no nível de custos operacionais eficientes da respectiva empresa de referência (na “fronteira eficiente”). Assim, retornos abaixo de 17,07% foram apropriados pelas empresas cujos custos eficientes estimados situaram-se abaixo dos seus custos realizados ($ANEELEFF > 1$), com a taxa de retorno sendo menor quanto maior a distância da empresa em relação à fronteira estimada pelo regulador (quanto maior ANEELEFF em relação à unidade). Por outro lado, retornos acima de 17,07% foram apropriados pelas sete empresas cujos custos operacionais eficientes estimados situaram-se acima dos custos operacionais incorridos.

quantidade de energia fornecida, um maior número de consumidores implica despesas maiores com leitura de medidores e cobrança. De outra parte, a probabilidade de interrupção no fornecimento é função monotonicamente crescente da extensão de rede, ao passo que áreas de serviço dispersas geograficamente, englobando várias cidades, não só acarretam custos maiores com reparos, face ao impacto do tempo despendido com viagens na quantidade requerida de mão-de-obra, como também implicam maiores despesas com medição e cobrança.

Roberts (1986), por sua vez, enfatiza o papel da densidade de carga (demanda por unidade de área), como fator impactante de economias de escala e, conseqüentemente, do custo médio de fornecimento de uma unidade de energia. Após ressaltar que variações na densidade de carga podem advir tanto da mudança na demanda de consumidores existentes, como da entrada de novos consumidores na área de serviço, com esta última requerendo a realização de investimentos para a entrega do produto, o autor defende a inclusão de ambos os fatores (consumo médio por consumidor e densidade de consumidores) na especificação do modelo. Referido estudo destaca, ainda, a natureza multiproduto da atividade de distribuição de energia elétrica, com a decorrente importância de se tratar o fornecimento de energia em alta e em baixa tensão como produtos distintos, bem como a necessidade de se considerar a participação de redes subterrâneas, de maior custo, em relação ao total de rede de distribuição da empresa.

Alguns outros determinantes de custo no setor de distribuição são apontados por Burns e Weyman-Jones (1996). Demanda máxima de potência determina a capacidade total do sistema e, juntamente com o montante de energia fornecida, define o fator de carga (refletindo o grau de utilização de energia no nível de pico). De outra parte, a capacidade dos transformadores exerce influência sobre o nível de

perdas na rede, ao passo que a estrutura de consumidores, mensurada pela fração de energia fornecida a consumidores industriais, por exemplo, determina o grau com que as linhas de distribuição têm que operar a diferentes capacidades em diferentes momentos, ou o impacto causado pela distribuição de energia elétrica a diferentes níveis de tensão.

A forma como esses fatores devem ser incorporados à análise depende, inicialmente, do objetivo perseguido no contexto sob estudo – maximização da produção ou minimização de custos. Uma característica importante da indústria de distribuição de energia elétrica reside no fato que, de forma geral, as concessionárias operam sob a obrigação de prestar o serviço ao nível de tarifa pré-estabelecido. Conseqüentemente, o montante de energia fornecida é determinado pela demanda, com a empresa maximizando seus lucros através da minimização dos custos de fornecimento de um dado nível de energia. A função de custo constitui-se, portanto, no enfoque apropriado à realização de comparações de desempenho, possuindo, ainda, a vantagem de ser capaz de acomodar a natureza multi-produto da atividade de distribuição de energia elétrica, e de tratar insumos variáveis e quase-fixos diferentemente. O fato de se ter conhecimento que alguns insumos não variam durante o período sob estudo pode ser explorado pela substituição da função de custo tradicional por uma função de custo variável (Khumbakar and Lovell, 2000).

No enfoque em tela, no entanto, a medida de custo é modelada como função do(s) produto(s) e dos preços dos insumos, suscitando a questão de como incorporar ao modelo os diversos fatores que impactam os custos de distribuição. Neuberger (1977), assumindo como propriedade necessária de um vetor de produtos a possibilidade de venda ou negociação de seus componentes em separado,

argumenta que apenas número de consumidores e energia fornecida podem ser caracterizados como produtos. Acrescenta, todavia, que os demais fatores podem ser incluídos na função de custo se tomados como fatores exógenos a refletir diferenças no sistema de distribuição de empresa para empresa (variáveis ambientais).

A natureza exógena de alguns dos determinantes de custo arrolados acima é objeto de debate. No caso, a discussão maior envolve extensão de rede e capacidade dos transformadores, que Fillipini e Wild (2001), dentre outros, não utilizam como variáveis explanatórias, por entenderem que se constituem em insumos de capital endógenos à empresa. Esses mesmos fatores, no entanto, são por vezes considerados como insumos de capital que se mantêm fixos no curto prazo, e dessa forma incluídos como variáveis explicativas em uma especificação de custo variável, a exemplo das empregadas por Salvanes e Tjøtta (1994), Burns e Weyman-Jones (1996) e Botasso e Conti (2003).

Por outro lado, Neuberg (1977) já havia levantado o ponto de que a exogeneidade da extensão de rede pode advir de se tomá-la como uma variável *proxy* para a medida linear do território, assumindo-se uma distribuição geográfica de consumidores fixa. A importância desse aspecto é enfatizada por Kumbhakar e Hjalmarsson (1998) no contexto de países com população esparsamente distribuída, onde, de acordo com os autores, o montante de capital na forma de rede de distribuição reflete a dispersão geográfica dos consumidores e não diferenças na eficiência produtiva.

3.2 Métodos de Análise de Eficiência Comparativa

O *benchmarking* tem se constituído em técnica empregada para avaliação do desempenho de empresas por permitir o cômputo de índices de eficiência e a

análise de sua evolução ao longo do tempo. Em estudos de eficiência comparativa, a medida de eficiência de uma dada empresa é dada pela distância da prática observada em relação à fronteira eficiente, estimada por métodos paramétricos ou não-paramétricos.

Os métodos não-paramétricos, a exemplo da Análise Envoltória de Dados (Data Envelopment Analysis – DEA), fazem uso de técnicas de programação matemática e não requerem a especificação de funções de custo ou produção nem tampouco a imposição de hipóteses quanto à forma de distribuição de variáveis estatísticas. Esses métodos são geralmente de fácil implementação, mas embutem uma restrição quanto ao número de variáveis possíveis de serem utilizadas e não incorporam o impacto de choques aleatórios.

Modelos paramétricos, por sua vez, demandam a definição prévia de uma forma funcional para a fronteira, estimada com técnicas econométricas, e permitem a realização de testes de hipóteses, possibilitando ao analista investigar a validade da especificação do modelo. Testes de significância podem ser realizados para a forma funcional e para a inclusão ou exclusão de fatores explicativos, ponto de especial relevância no contexto da indústria de distribuição de energia elétrica, onde vários fatores têm a sua incorporação ao modelo justificada teoricamente. Ademais, o método paramétrico permite controlar-se para fatores estocásticos ou erros de mensuração, evitando concluir-se que todos os desvios da fronteira envolvem ineficiências¹¹. As denominadas fronteiras estocásticas (Stochastic Frontier Analysis

¹¹ Há, no entanto, modelos paramétricos que são determinísticos, a exemplo do método dos Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (Corrected Ordinary Least Squares – COLS), e não controlam, conseqüentemente, para choques randômicos associados a fatores alheios ao controle gerencial. Uma deficiência adicional do COLS reside no fato de a estrutura da tecnologia de produção “da melhor prática” ser idêntica à estrutura da tecnologia de produção da “tendência central”, vez que a fronteira estimada é paralela à reta de regressão obtida pelo método dos mínimos quadrados ordinários. Dessa forma, a fronteira não reflete a tecnologia das empresas mais eficientes, mas aquela das empresas medianamente eficientes (Khumbhakar e Lovell, 2000).

– SFA) subdividem a variável erro em dois componentes, com o primeiro capturando os efeitos de variações aleatórias no ambiente sob estudo, e o segundo a ineficiência da empresa.¹²

Jamasb e Pollitt (2001), Mota (2004), e Estache, Perelman e Trujillo (2005) realizam uma revisão abrangente da literatura em análise de eficiência comparativa na indústria de energia elétrica, elencando vários exemplos da utilização dos métodos acima para aferição do desempenho das empresas.

Em alguns desses estudos a escolha do método deu-se pelo critério de facilidade de uso ou por restrições nos dados coletados ou no tamanho da amostra¹³. O ideal, no entanto, é que a decisão quanto ao método apropriado baseie-se nos propósitos do estudo e no contexto sob exame. No presente caso, objetiva-se analisar a evolução do desempenho das concessionárias durante o período de 1998 a 2003, a investigação é conduzida em um ambiente sujeito a choques externos aleatórios e a inclusão de várias variáveis na especificação do modelo, a par de teoricamente justificável, afigura-se recomendável em razão da acentuada heterogeneidade nas condições de operação. Tais considerações sugerem o emprego da metodologia de Análise de Fronteira Estocástica, definida sob uma orientação a insumos, dada a exogeneidade do produto final característica da indústria de distribuição de energia elétrica.

3.3 Fronteira Estocástica de Custos e Tratamento de Variáveis Ambientais

A função de custo pode ser expressa como:

¹² A metodologia de fronteira estocástica é descrita na Seção 3.3 adiante.

¹³ Pollitt (2005) retrata que limitações no tocante à disponibilidade de dados e tamanho da amostra têm restringido as opções metodológicas à disposição do órgão regulador do setor de energia elétrica no Reino Unido (Ofgem), impossibilitando a implementação do método SFA e a conseqüente incorporação de fatores estocásticos à análise de eficiência.

$$E_i \geq c(y_i, w_i; \beta), \quad i = 1, \dots, I,$$

onde $E_i = w_i^T x_i = \sum_n w_{ni} x_{ni}$ constitui o dispêndio incorrido pela empresa i , $y_i = (y_{1i}, \dots, y_{Mi}) \geq 0$ corresponde ao vetor de produtos da empresa i , $w_i = (w_{1i}, \dots, w_{Ni}) > 0$ é o vetor de preços dos insumos, $c(y_i, w_i; \beta)$ é a fronteira de custos determinística comum a todas as empresas, e β representa o vetor de parâmetros a serem estimados.

Quando a formulação acima incorpora o fato de que os dispêndios podem ser afetados por fatores aleatórios não sujeitos ao controle das empresas, obtém-se a fronteira estocástica de custos explicitada a seguir:

$$E_i \geq c(y_i, w_i; \beta) \cdot \exp\{v_i\}$$

Consoante se observa, a fronteira estocástica é composta por uma parte determinística ($c(y_i, w_i; \beta)$), comum a todos os produtores, e uma parte específica a cada produtor, que captura os efeitos produzidos por choques aleatórios em cada empresa em particular ($\exp\{v_i\}$). A medida de eficiência de custos da empresa i (CE_i), em decorrência, é definida como a razão entre custo mínimo atingível em um ambiente caracterizado por $\exp\{v_i\}$ e dispêndio realizado. Note-se, a respeito, que $CE_i \leq 1$, com $CE_i = 1$ somente se $E_i = c(y_i, w_i; \beta) \cdot \exp\{v_i\}$.

$$CE_i = \frac{c(y_i, w_i; \beta) \cdot \exp\{v_i\}}{E_i}$$

Assumindo-se uma função logarítmica linear do tipo Cobb-Douglas para a parte determinística da fronteira, bem como a produção de um único produto, obtém-se a seguinte fronteira estocástica de custos:

$$\ln E_i \geq \beta_0 + \beta_y \ln y_i + \sum_n \beta_n \ln w_{ni} + v_i$$

$$\ln E_i = \beta_0 + \beta_y \ln y_i + \sum_n \beta_n \ln w_{ni} + v_i + u_i$$

Tem-se, pois, como principal característica da metodologia em pauta, a subdivisão da variável erro em dois componentes ($\varepsilon_i = v_i + u_i$), com o primeiro capturando os efeitos de variações aleatórias no ambiente sob estudo, e o segundo a ineficiência da empresa. Nesse contexto, a medida de eficiência de custos da empresa i (CE_i) é dada por $\exp\{-u_i\}$.

A estimação das medidas de eficiência e dos parâmetros da tecnologia de produção é levada a efeito com o emprego do método de Máxima Verossimilhança. No caso, como o cálculo de CE_i requer que a estimativa obtida para ε_i seja decomposta em estimativas do erro estatístico v_i e da ineficiência da empresa u_i , há que se assumir uma dada forma de distribuição para cada um dos componentes da variável erro. Considerando-se que o componente randômico possui uma distribuição normal, e que o componente não-negativo que mede a ineficiência da empresa segue uma distribuição meia-normal, normal truncada, gamma ou exponencial, CE_i é obtido pela distribuição condicionada de u_i dado ε_i ¹⁴, ou seja:

$$CE_i = E(\exp\{-u_i\}|\varepsilon_i)$$

Observe-se, por oportuno, que o modelo também permite o cálculo de estimativas de mudança tecnológica de ano para ano, caso se disponha de dados em painel. Na formulação do tipo Hicks-neutra, os efeitos da mudança tecnológica são capturados mediante a inclusão de indicadores de tempo (t e t^2) como variáveis explicativas adicionais.¹⁵ Parte-se do pressuposto de que as fronteiras de custos (como isoquantas de produção) deslocam-se a cada ano mas mantêm a mesma inclinação (Coelli, Prasada Rao, and Battese, 1998). Na formulação do tipo não-

¹⁴ As correspondentes expressões empregadas para cálculo da função de verossimilhança e da estimativa de CE_i são detalhadas em Kumbhakar e Lovell (2000, pp. 141-2).

¹⁵ O grau de mudança tecnológica anual verificada no período considerado é dado pela derivada parcial da variável dependente com relação à variável tempo (t).

neutra, as interações da variável tempo com outras variáveis explicativas são também incluídas na parte determinística da fronteira.¹⁶

A metodologia de fronteira estocástica propicia diferentes maneiras de se incorporar os efeitos de variáveis ambientais, as quais têm influência no desempenho das empresas apesar de não se constituírem em insumos ou produtos do processo de produção. A questão merece atenção especial no contexto da análise de eficiência, visto ser essencial controlar-se para variações em desempenho associadas a variáveis exógenas que caracterizam o ambiente no qual o processo produtivo se desenvolve.

Os fatores ambientais podem ser incluídos diretamente nas fronteiras de custo ou produção como variáveis explicativas, produzindo indicadores de eficiência depurados da influência de características do ambiente. Tais fatores, no entanto, também podem ser incorporados à análise como parâmetros explicativos da média ou da variância da variável erro de ineficiência (u_i).¹⁷

A literatura empírica em análise de eficiência comparativa revela exemplos do uso dessas diferentes formas de se controlar para o impacto de fatores ambientais. Burns e Weyman-Jones (1996) e Estache, Rossi e Ruzzier (2004) incluem tais fatores como argumentos adicionais das funções empregadas, Hattori, Jamasb e

¹⁶ Testes de hipóteses do tipo razão de verossimilhança (likelihood ratio) podem ser empregados para guiar a decisão quanto à formulação a ser empregada para capturar os efeitos da mudança tecnológica (neutra ou não-neutra).

¹⁷ No primeiro caso, assume-se que a variável erro de ineficiência possui uma distribuição normal truncada, cuja média é função das variáveis exógenas (z_i). Mais especificamente, $u_i \sim N^+(\mu_{it}, \sigma^2_u)$, com μ_{it} sendo dado por $\mu_{it} = \delta_0 + \sum_{j=1}^M \delta_j z_{j,it}$. No segundo, assume-se que referida variável segue uma distribuição normal truncada ou meia-normal, com a variância sendo função das variáveis exógenas, ou seja, $u_i \sim N^+(0, \sigma^2_{uit})$, com $\sigma^2_{uit} = \delta_0 + \sum_{j=1}^M \delta_j z_{j,it}$. Consoante Kumbhakar e Lovell (2000), este último procedimento, além de incorporar o impacto de fatores exógenos na eficiência, permite a correção para uma possível fonte de heteroscedasticidade.

Pollitt (2003) e Mota (2004) utilizam as variáveis ambientais para modelar a média da variável erro de ineficiência, e Botasso e Conti (2003) as empregam para modelar a variância. Há, ainda, alguns estudos que fazem uso de mais de uma dessas abordagens. Wang (2002) parametriza tanto a média como a variância do componente erro de ineficiência, de forma a acomodar efeitos não monotônicos dos fatores ambientais na eficiência de custos. Coelli, Perelman e Romano (1999) e Hattori (2002), por outro lado, empregam modelos em que tais fatores são a princípio incluídos como argumentos da função adotada e, posteriormente, como parâmetros da ineficiência média, comparando as especificações com o uso de testes de razão de verossimilhança. Ambos os trabalhos revelam que a magnitude dos indicadores de eficiência estimados varia significativamente com a forma de controle para os fatores ambientais, indicando que a decisão quanto ao método mais apropriado ao caso constitui-se em ponto importante a ser considerado na análise de eficiência comparativa.¹⁸

3.4 Modelo Empregado: Especificação e Amostra

A amostra compõe-se de 52 companhias de distribuição, responsáveis por 99,47% do total de energia elétrica fornecida no ano de 2003, face à impossibilidade de coleta dos dados necessários de três empresas e à decisão de não considerar as concessionárias que fornecem menos do que 100.000 MWh por ano.

A não disponibilidade de dados também impossibilitou a incorporação ao estudo do período anterior a 1998. Dessarte, os dados foram coletados para o período de 1998 a 2003, junto à ANEEL, às demonstrações financeiras fornecidas à Bolsa de Valores de São Paulo, e aos sítios das próprias empresas, da Associação

¹⁸ Coelli, Perelman e Romano (1999) argumentam que, na ausência de uma forte preferência por um enfoque em detrimento dos outros, deve-se utilizar o método cuja especificação revele-se a melhor estatisticamente.

Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e da Caixa Econômica Federal na internet.

Cumprido frisar que uma das empresas componentes da amostra (Elektro) resultou de cisão ocorrida em Janeiro de 1998. Em decorrência, seus respectivos dados para aquele ano em particular não foram utilizados. Ademais, uma outra empresa (Bandeirante) foi objeto de cisão em 2001. Os dados da empresa para o ano de 2001 não foram considerados, e as duas concessionárias assim constituídas foram tratadas como novas empresas na amostra (após 2002). Portanto, o presente estudo emprega, efetivamente, uma amostra não balanceada de 50 empresas em 1998, 51 em 1999 e 2000, 50 em 2001, e 52 empresas em 2002 e 2003.

O estudo utiliza uma especificação de custo variável, em vista do entendimento de que capacidade dos transformadores e extensão de rede constituem-se em insumos de capital que se mantêm fixos no curto prazo e propiciam informação importante em termos da configuração do sistema. De outra parte, variáveis ambientais são incorporadas como argumentos da função de custo variável, dado o interesse na obtenção de índices de eficiência depurados da influência de fatores exógenos à empresa.¹⁹

Definições adicionais no tocante à especificação do modelo fundaram-se em testes de hipóteses facultados pela metodologia de fronteira estocástica. Em particular, as decisões adotadas quanto à forma funcional, à incorporação da mudança tecnológica e à hipótese a ser assumida quanto à distribuição do componente da variável erro que mede a ineficiência da empresa basearam-se no resultado de testes do tipo razão de verossimilhança (*likelihood ratio*). Os testes

¹⁹ Também contribuiu para a decisão adotada o fato de essa forma de incorporação de variáveis ambientais mostrar-se superior (estatisticamente) àquela em que aludidas variáveis são incluídas como parâmetros da ineficiência média, consoante resultados dos testes do tipo razão de verossimilhança realizados.

realizados rejeitaram não só a forma funcional do tipo Cobb-Douglas em favor da translogarítmica, como também a formulação de mudança tecnológica neutra em favor da formulação não neutra. Ainda, os testes conferiram suporte à distribuição meia-normal para a variável erro de ineficiência, quando comparada com a distribuição normal truncada.²⁰

Em razão da pronunciada heterogeneidade existente entre as empresas integrantes da amostra, em termos de tamanho e estrutura de consumidores,²¹ os dois componentes da variável erro foram objeto de teste quanto à presença de heteroscedasticidade.²² Em sendo a hipótese nula de homocedasticidade rejeitada para u_i , no modelo empregado a variância do componente da variável erro que mede a ineficiência da concessionária é definida como função de uma variável *proxy* para o tamanho da empresa, dada pela energia total fornecida (Q).

A especificação adotada, portanto, é indicada a seguir:²³

$$\ln E_{it} = \beta_0 + \beta_y \ln y_{it} + \sum_n \beta_n \ln w_{nit} + \frac{1}{2} \beta_{yy} (\ln y_{it})^2 + \frac{1}{2} \sum_n \sum_k \beta_{nk} \ln w_{nit} \ln w_{kit} + \sum_n \beta_{yn} \ln y_{it} \ln w_{nit} + \beta_c \ln Cap_i + \beta_l \ln Len_i + \sum_j \beta_j \ln Z_{jit} + \beta_t t + \beta_{yt} \ln y_{it} t + \sum_n \beta_{nt} \ln w_{nit} t + \frac{1}{2} \beta_{tt} t^2 + v_{it} + u_{it} \quad (3)$$

²⁰ Os testes não rejeitaram a hipótese nula de que a média da distribuição da variável erro de ineficiência é igual a zero, ainda que ao nível de significância de 10%.

²¹ Este ponto é detalhado mais adiante, quando da interpretação das estatísticas descritivas.

²² A possível violação da hipótese de homocedasticidade requer atenção especial em modelos de fronteira estocástica, uma vez que as consequências advindas da heteroscedasticidade são potencialmente mais severas nesses casos (do que no modelo de regressão linear clássico). Heteroscedasticidade pode estar presente em qualquer dos componentes da variável erro, bastando que os elementos causadores de variações aleatórias de custos ou de ineficiência variem com o tamanho da empresa, o que é razoavelmente possível. Enquanto a heteroscedasticidade não modelada em v_i conduz a distorções nas estimativas de eficiência técnica, a heteroscedasticidade não modelada em u_i ocasiona distorções tanto nas estimativas dos parâmetros da fronteira de custo como nas estimativas de eficiência técnica (Kumbhakar e Lovell, 2000).

²³ A decisão de não utilizar uma formulação multiproduto, com o fornecimento de energia em alta e baixa tensão sendo tratados como produtos distintos, deveu-se à inclusão, como variável ambiental, da parcela de energia fornecida a consumidores industriais. Quando da comparação dessas especificações alternativas, a modelagem ora empregada mostrou-se superior estatisticamente.

onde E e y correspondem às medidas de custo e de produto, respectivamente, W é o vetor dos preços dos fatores, Cap representa capacidade dos transformadores, Len a extensão de rede, Z é o vetor de variáveis ambientais, e t indica os sucessivos períodos incluídos. Ainda, assume-se que v_{it} tem uma distribuição normal, com média zero e variância σ_v^2 [$v_{it} \sim N(0, \sigma_v^2)$], e u_{it} tem uma distribuição meia-normal, com média zero e variância σ_{uit}^2 [$u_{it} \sim N^+(0, \sigma_{uit}^2)$], definida como

$$\sigma_{uit}^2 = \varphi_0 + \varphi_Q Q_{it}$$

A formulação de mudança tecnológica não-neutra empregada na equação 3 é utilizada para se obter evidência com relação ao grau de mudança tecnológica ocorrida no período considerado. Para o cômputo dos indicadores de eficiência das empresas e a conseqüente análise de mudança nos níveis de eficiência verificada ao longo do período, no entanto, faz-se uso de efeitos fixos de tempo, de forma a controlar para possíveis alterações em fatores macroeconômicos que podem ter afetado o desempenho das empresas. No presente estudo, cumpre atentar para não se atribuir a mudança nos níveis de eficiência variações de custo provocadas por ocorrências exógenas, a exemplo de avanços tecnológicos comuns à toda a indústria e mudanças na taxa de juros, na taxa de câmbio e na política do setor. Note-se, por oportuno, que o uso de efeitos fixos de tempo permite o cálculo de indicadores de eficiência com relação a fronteiras específicas para cada ano.

As identificadas mudanças tecnológicas (ΔTC) e mudanças na eficiência técnica (ΔTE) são então combinadas para propiciar uma visão mais completa dos incrementos de produtividade ocorridos no período sob exame, mediante o cômputo de índices Malmquist de produtividade, seguindo-se metodologia proposta por Coelli, Prasada Rao, e Battese (1998). Para cada empresa, o índice Malmquist de incremento de produtividade verificado em dois períodos consecutivos é dado por:

$$MI_j = \Delta TE_j \cdot \Delta TC_j$$

onde

$$\Delta TE = - \left\{ \left(\frac{Ind.Eficiencia_{j,t+1}}{Ind.Eficiencia_{j,t}} \right) - 1 \right\} + 1 \quad \text{e} \quad \Delta TC = \left\{ (1 + TC_{j,t}) \cdot (1 + TC_{j,t+1}) \right\}^{1/2}$$

A variável dependente corresponde aos custos operacionais das atividades de distribuição e comercialização (*Opex*), dados pela soma das despesas com pessoal, material e serviços de terceiros.²⁴ Energia fornecida, em MWh (*Q*), é a medida de produto²⁵ e o salário médio, resultado da divisão das despesas totais com pessoal pelo número de empregados, é empregado como uma *proxy* para o preço da mão-de-obra (*LP*). Para os preços de materiais (*MP*) e de serviços de terceiros (*SP*), utiliza-se dois índices de preços fornecidos pelo IBGE e CEF. O índice de preço de materiais reflete a variação observada no preço de uma cesta de itens empregados na construção civil, por Estado, enquanto o índice de preço de serviço de terceiros denota a variação observada nos salários pagos à categoria de eletricitista, também por Estado. As variáveis *Opex*, *LP*, *MP*, e *SP* são expressas em valores de 1998, sendo deflacionadas pelo IGP-DI.

Capacidade dos transformadores é dada em MVA, e extensão de rede corresponde à soma das linhas de alta e baixa tensão, em Km²⁶. Já como variáveis ambientais, inclui-se no modelo: densidade de consumidores (*CusDen*), dada pelo

²⁴ As despesas com pessoal incluem contribuições para fundos de pensão e plano de saúde dos empregados, distribuição de lucros e remuneração da diretoria. Algumas empresas já divulgam esses dispêndios sob a classificação de despesas de pessoal, mas muitas não o fazem. Os ajustes necessários foram realizados nesses casos.

²⁵ A utilização de duas medidas de produto foi impossibilitada pelo fato de energia fornecida e número de consumidores mostrarem-se altamente correlacionados, com uma dessas medidas sendo sempre descartada pelo software estatístico utilizado (Stata). Uma melhor especificação foi propiciada pela primeira medida, quando comparada com a segunda.

²⁶ Como essas variáveis mostraram-se altamente correlacionadas com energia fornecida, as variáveis *Cap* e *Len* na realidade correspondem aos resíduos da regressão de capacidade dos transformadores em energia fornecida e extensão de rede em energia fornecida, respectivamente.

número de consumidores dividido pela extensão de rede; parcela de energia fornecida a consumidores industriais (*IndShare*); consumo residencial per capita (*ResDen*), dado pela energia fornecida a consumidores residenciais dividida pelo número de consumidores residenciais; área de serviço (*Area*), em Km²; razão entre linhas subterrâneas e linhas aéreas (*Undergrd*); e renda per capita, por Estado (*Income*), para controlar para variações em condições socio-econômicas entre Estados.

3.5 Resultados e Comparação com Indicadores revelados pelo Modelo de Empresa de Referência

As estatísticas descritivas são apresentadas na Tabela 2. As diferenças entre valores mínimo e máximo das observações coletadas com referência à quase totalidade das variáveis empregadas indicam a considerável heterogeneidade existente entre as empresas da amostra, em termos de tamanho, configuração do sistema e estrutura de consumidores. A evidenciada disparidade nos indicadores vem a corroborar a necessidade de se controlar para fatores externos na análise de eficiência comparativa.

A Tabela 4 retrata os resultados do modelo estimado. A função de custo satisfaz a condição de monotonicidade com respeito ao produto e a preços dos fatores e os coeficientes estimados apresentam o sinal esperado, revelando-se, na maioria das vezes, estatisticamente significantes. Os resultados denotam que custos operacionais são afetados negativamente por aumentos na parcela de energia fornecida a consumidores industriais, e positivamente por incrementos no total de energia fornecida, na área de serviço, nos preços dos fatores, na fração de linhas subterrâneas e na densidade de consumidores. O negativo e estatisticamente significativo coeficiente estimado para renda per capita sugere que maiores custos

de manutenção são incorridos em áreas de baixa renda, ou o possível impacto da qualificação da força de trabalho na produtividade da empresa. De outra parte, o coeficiente estimado para Q como parâmetro da variância de u_{it} indica que variações nos computados índices de eficiência são diretamente relacionadas com o aumento no tamanho da empresa.

A medida de mudança tecnológica é obtida com base na elasticidade com relação à variável tempo (t). Os resultados mostram a ocorrência de progresso tecnológico durante o período sob exame, representado por uma taxa anual de mudança tecnológica de 6,55%, em média, fato que denota que a fronteira eficiente deslocou-se consideravelmente de 1998 a 2003.

Os indicadores de eficiência das empresas, computados para cada ano no período examinado, são evidenciados no Apêndice A, ao passo que os índices Malmquist de incremento de produtividade compõem o Apêndice B. Os resultados indicam que a produtividade da indústria de distribuição de energia elétrica cresceu 38,5%, em média, de 1998 a 2003²⁷. A taxa de incremento médio de produtividade de 6,73% destaca-se quando comparada com a taxa de crescimento médio da produtividade total de fatores da economia encontrada por Gomes, Pessôa, e Veloso (2003), para o período de 1992 a 2000, da ordem de 0,9%.

A comparação entre os indicadores de eficiência revelados pelos métodos SFA e Empresa de Referência há que ser limitada às 49 empresas relacionadas na Tabela 1. Restrição adicional advém do fato de que em alguns casos os índices a serem comparados não se referem ao mesmo período, pois enquanto *ANEELEFF* reporta-se ao mês/ano de ocorrência da revisão tarifária (Abril/2003 a

²⁷ A mencionada medida de incremento de produtividade não incorpora o efeito de ganhos de escala, estimado em 3,56%, em média, para o período de 1998 a 2003, com base na calculada elasticidade de custo em relação ao produto e nas variações ocorridas no produto de ano para ano.

Novembro/2005), os indicadores estimados pelo método SFA estendem-se apenas até o ano de 2003. Na análise que se segue, os índices de eficiência estimados para o ano de 2003 (*SFA2003*) são empregados para comparação, fato que pode resultar em distorções na análise de revisões ocorridas no final de 2004 e em 2005, caso a empresa tenha um desempenho consideravelmente diferenciado do das demais concessionárias após Dezembro/2003.²⁸ As possíveis distorções, no entanto, não devem ser relevantes no contexto do presente estudo, já que a empreendida comparação de indicadores de eficiência concentra-se nos casos de maior discrepância nos resultados oriundos das duas metodologias.

Os rankings de eficiência revelados pelos métodos SFA e Empresa de Referência não possuem correlação estatisticamente significativa (ρ de Spearman = 0,0682, p-valor = 0,6417). Há, no entanto, alguma consistência em termos das empresas de melhor desempenho, tendo em vista que *Enersul*, *Coelce*, *RGE*, e *CAT-LEO* aparecem em ambos os grupos das dez melhores. Já por outro lado, apenas *Eletropaulo* e *Jaguari* figuram no grupo das dez empresas com pior desempenho dos dois métodos.

Os índices *SFA2003* são significativamente menores do que *ANEELEFF*,²⁹ uma vez concentrados no intervalo de 1,045 a 1,127 (percentil de 75%), com média 1,110. Observa-se, portanto, que a abordagem de empresa de referência considerou as concessionárias de distribuição como sendo, na média, mais ineficientes do que indicado pela metodologia SFA de benchmarking. O resultado não é de todo

²⁸ Distorções similares podem ocorrer no caso das 17 empresas submetidas à revisão tarifária durante o ano de 2003. A questão foi examinada usando-se, para comparação, o índice de eficiência médio dos anos 2002 e 2003 (*SFA0203*). Como esperado, *SFA0203* e *SFA2003* mostraram-se altamente correlacionados ($\rho = 0,9674$). Ademais, os pontos suscitados na análise que se segue revelaram-se também presentes quando do uso dos índices de eficiência *SFA0203*.

²⁹ A hipótese nula de igualdade das médias é rejeitada ao nível de significância de 1% (p-valor (H_1 : *ANEELEFF* > *SFA2003*) = 0,0007).

surpreendente, pois um método debruça-se sobre um contexto ideal, enquanto o outro concentra-se na prática em curso. Ademais, como a metodologia de fronteira estocástica requer que se assumam uma dada forma de distribuição para cada um dos componentes da variável erro, visando poder-se separar os efeitos da ineficiência e do erro aleatório, não se pode descartar a possibilidade de parte da ineficiência ser incorretamente atribuída a erro estatístico.³⁰ Convém repisar, no entanto, que no presente estudo a comparação de indicadores de eficiência limita-se aos casos de maior divergência.

A metodologia empregada pelo regulador sugere que *Eletropaulo*, *Light*, e *CEB* são consideravelmente mais ineficientes do que indicado pelo método de benchmarking, já que *ANEELLEFF* supera *SFA2003* em 0,8305, 0,7604 e 0,6312 pontos, respectivamente. *Eletropaulo* e *Light*, contudo, constituíram-se nas duas empresas com maior incremento de produtividade no período de 1998 a 2003 (Apêndice B) e, de acordo com o método SFA, não se mostravam distantes do desempenho médio das demais concessionárias, fato que não só dá causa a questionamentos quanto à obrigação dessas empresas de empreenderem ajustes adicionais dessa magnitude,³¹ como também aponta para a existência de falhas na aplicação da metodologia. Uma possibilidade é revelada pelo presente estudo. Na

³⁰ A comparação com os índices de eficiência resultantes da aplicação do método DEA, mencionada na Seção 5 adiante, sugere, em adição, a possibilidade de a distribuição meia normal assumida para a variável erro de ineficiência haver restringido os índices SFA.

³¹ A teor do indicado pelo índice *ANEELLEFF* de eficiência (1,986), *Eletropaulo* teria que promover uma redução adicional em seus custos operacionais de quase 50% para poder amearhar a permitida taxa de retorno ajustada ao risco de 17,07%.

linha do defendido por Peano (2005),³² os resultados sugerem que o método do regulador pode ter incorrido em distorção contra concessionárias que operam em áreas de maior densidade populacional, uma vez que cinco empresas, dentre as dez que possuem as maiores diferenças (positivas) entre *ANEELEFF* e *SFA0203*, pertencem ao grupo das dez maiores em termos de densidade de consumidores.

As principais ocorrências em que a implementação da abordagem de Empresa de Referência resultou em sobre-estimação dos níveis de eficiência, comparativamente com o padrão SFA, são representadas pelos casos das empresas *Cellesc* e *Coelba*, e das sete companhias cujo índice *ANEELEFF* revelou-se menor que a unidade (*Energipe*, *Enersul*, *Coelce*, *Cemat*, *Cemig*, *Santa Maria* e *Cat-Leo*). O benefício de se assegurar uma maior taxa de retorno sobre o ativo, conferido a essas nove empresas, somente seria aceitável caso elas efetivamente figurassem entre as de melhor desempenho e houvessem experimentado altos incrementos de produtividade no primeiro período tarifário, posto que nesse caso o regulador estaria lhes permitindo manter parte dos ganhos de eficiência como incentivo para incrementos adicionais de produtividade.

Apenas *Cat-Leo*, *Enersul* e *Coelce*, no entanto, pertencem ao segmento das dez melhores no ranking SFA. No caso das outras seis concessionárias, os resultados do modelo de fronteira estocástica sugerem que o benefício concedido foi provavelmente indevido e prejudicou consumidores face ao decorrente incremento nas tarifas. Além disso, não foram propiciados os incentivos apropriados a melhorias

³² O autor comparou custos operacionais eficientes estimados com custos operacionais incorridos por 12 empresas submetidas à revisão tarifária no ano de 2003, identificando que a diferença entre as duas medidas era inversamente relacionada com a densidade de consumidores da empresa. O autor argumenta que a metodologia de empresa de referência pode ter se mostrado eficiente para evitar problemas com a remuneração de sobre-investimentos em áreas de maior densidade populacional, e permitiu um retorno extra a empresas com áreas de serviço menos densamente povoadas, que incorrem em maiores custos para fornecer o serviço ao nível de qualidade requerido. Peano registra, todavia, que esse tipo de fator X positivo dado no começo do ciclo tarifário pode impactar negativamente os incentivos para incrementos de eficiência.

de eficiência no período tarifário subsequente. O caso da *Cemig* é emblemático. A despeito do considerável incremento de produtividade no período de 1998 a 2003, a empresa ainda constava como a concessionária de pior desempenho segundo *SFA2003*. O fato de a metodologia empregada pelo regulador mostrar a empresa operando de forma bem mais eficiente ($ANEELEFF - SFA2003 = -0,5522$) pode advir da sua baixa densidade de consumidores, mas também sugere a possibilidade de tratamento diferenciado a empresas públicas, investigada na próxima seção, uma vez que *Celesc*, *Celg*, *CEEE*, e *Copel* aparecem igualmente no grupo *SFA2003* das empresas de pior desempenho e ocupam posições consideravelmente melhores no ranking da abordagem de Empresa Modelo.

De outra parte, merece destaque o fato de quatro das cinco concessionárias de melhor desempenho (consoante o método SFA) não terem recebido o mesmo benefício de serem autorizadas a manter parte dos ganhos resultantes dos incrementos de produtividade obtidos. Ao contrário, os índices *ANEELEFF* de duas dessas empresas (*Manaus* and *Eletroacre*) situaram-se acima de 1,10, sinalizando que elas haveriam de promover uma redução adicional em seus custos operacionais de mais de 10%, de forma a poderem obter a pré-estabelecida taxa de retorno de 17,07%. Essa aparentemente árdua tarefa, contudo, não deve ser de difícil implementação, em função de o esquema regulatório definido para o período tarifário subsequente haver ignorado os pronunciados deslocamentos na fronteira observados no período de 1998 a 2003. Os esperados altos ganhos de produtividade advindos de mudança tecnológica devem, de igual modo, aliviar a situação econômica de empresas que possam ter sido indevidamente classificadas como menos eficientes. Por outro lado, no entanto, eles tendem a exacerbar os

mencionados efeitos danosos de possíveis sobre-estimações dos níveis de eficiência.

4. Análise das Divergências nos Indicadores de Eficiência

Para cada empresa integrante da amostra, a variável *ANEELvsSFA*, calculada como a razão entre *ANEELEFF* e *SFA2003*, expressa a divergência nos resultados propiciados pelos dois métodos. *ANEELvsSFA* oscila no intervalo de 0,633 a 1,719, com média 1,087 (Tabela 3). Quanto maior a variável (em relação à unidade), mais a empresa foi considerada mais ineficiente sob a abordagem de Empresa de Referência, quando comparada com o padrão SFA, e mais a concessionária foi prejudicada por obter um índice menor de reposicionamento tarifário, assumindo-se que os índices *SFA2003* constituem-se em boa representação dos valores “verdadeiros”.³³

Por outro lado, um indicador menor que 1 indica que a empresa foi considerada menos eficiente pela metodologia do regulador (*ANEELEFF* < *SFA2003*), ou, em outras palavras, que o índice de eficiência da ANEEL foi menor do que deveria ser. Em decorrência, a empresa, estando mais próxima da fronteira do que indicado pelo modelo econômico de benchmarking, teria sido beneficiada pela obtenção de preços mais altos do que o recomendado pelo padrão SFA.³⁴ Um

³³ A suposição em tela está calcada na robustez do modelo paramétrico empregado, o qual controla para heterogeneidade nas condições de operação, influência de fatores macroeconômicos e choques aleatórios. A lógica subjacente, portanto, é a de que pequenas diferenças nas aferições de níveis de eficiência de custos podem advir de eventuais inconsistências do modelo SFA, mas grandes discrepâncias devem estar a refletir problemas na aplicação do modelo de Empresa de Referência. De forma a confirmar a validade desse raciocínio, na Seção 5 adiante a consistência dos resultados é checada fazendo-se uso, como parâmetro de comparação, de indicadores de desempenho fornecidos por uma metodologia alternativa.

³⁴ A relação entre a distância da fronteira e a resultante tarifa atribuída à empresa é detalhada na nota nº. 9. Como *ANEELEFF* é dada pela razão entre OPEX realizado e OPEX estimado para a Empresa de Referência, importa destacar, neste ponto, que o fato de a empresa revelar-se mais próxima da fronteira do que deveria estar indica que os custos operacionais eficientes estão superestimados, de acordo com o padrão SFA. Sob o mesmo raciocínio, os custos da Empresa de Referência estariam

índice *ANEELvsSFA* de 0,9, por exemplo, sugere que a concessionária foi considerada 10% mais próxima da fronteira eficiente, ou que o seu respectivo índice de reposicionamento tarifário obteve um incremento de 0,1 vezes a participação dos custos operacionais na receita requerida estimada (vide equação 2). Note-se que o “benefício” à empresa é maior quanto menor o valor de *ANEELvsSFA*. No limite extremo inferior de 0,633, por exemplo, o supramencionado fator multiplicativo aumenta de 0,1 para aproximadamente 0,37.

Diferenças nos resultados propiciados pelas abordagens de Empresa Modelo e de benchmarking econômico são esperadas, uma vez que a primeira não considera economias de substituição. No presente trabalho, no entanto, a análise concentra-se em outras possíveis causas para a observada divergência entre os indicadores de eficiência. A investigação assume a existência de uma relação agente-principal entre o Congresso (ou o Governo) e seus “representantes” nas agências reguladoras e a possibilidade de grupos de interesse exercerem influência sobre decisões regulatórias. Ademais, parte-se do entendimento de que as assimetrias de informação existentes (entre as concessionárias e o regulador, e entre este e o Congresso ou o Governo) não só dão causa à possibilidade de os parâmetros empregados para estimação dos custos eficientes não capturarem, de forma satisfatória, o efeito de fatores determinantes de custo nos dispêndios

subestimados no caso oposto em que *ANEELvsSFA* > 1. A análise que se segue investiga as possíveis causas das constatadas “distorções” nos custos operacionais eficientes estimados.

efetivamente incorridos, como também conferem espaço ao regulador para fazer escolhas que maximizam sua utilidade.³⁵

O processo de revisão tarifária ensejou à agência reguladora duas oportunidades principais para o exercício de sua discricionariedade, possivelmente refletindo a influência da indústria e respectivos consumidores: na definição dos parâmetros de custo da Empresa de Referência, e logo após o anúncio dos valores de custos operacionais eficientes inicialmente estimados, quando da deliberação acerca da aceitação ou não das solicitações de revisão apresentadas pelas empresas. Em decorrência, a investigação segue a linha de estudos empíricos anteriores que se concentram no exame dos fatores determinantes de decisões regulatórias, e testam previsões da teoria econômica de regulação associada a Stigler (1971) e Peltzman (1976) [Nelson, 1982; Primeaux, Filer, Herren, e Holas, 1984; Naughton, 1989, Nelson e Roberts, 1989; Klein e Sweeney, 1999].

Cumprido considerar-se, ainda, o fato de as decisões do regulador terem sido adotadas em um contexto de informação incompleta e imperfeita. Assim, assume-se adicionalmente que, na ausência da informação necessária para promover a desejada distribuição dos ganhos de produtividade experimentados entre

³⁵ O contexto assumido está calcado nas contribuições de Stigler (1971) e Peltzman (1976), que formam a base da denominada teoria econômica da regulação. Os autores argumentam que os diversos agentes deparam-se com custos de organização e informação e que reguladores são entes maximizadores de seu interesse próprio que alocam benefícios entre agentes do processo regulatório de forma ótima, buscando igualar, na margem, suporte político e oposição. A contribuição dos autores ajuda a explicar a localização da tarifa estabelecida no intervalo existente entre o preço competitivo e o preço de monopólio. Em resumo, consumidores, por serem dispersos e terem menos em jogo, defrontam-se com maiores custos de organização do que os produtores e geralmente não têm os incentivos suficientes para despendem os esforços necessários para tornarem-se informados. No caso, a previsão é no sentido de que o interesse dos produtores deve vencer o “leilão” pelos serviços da agência reguladora. No entanto, consumidores que despendem uma maior parte de sua renda em um dado bem ou serviço possuem um maior incentivo para participar do processo regulatório e são mais propensos a repensar o seu voto em candidatos do Governo em caso de aumento de preços. Conseqüentemente, bens com uma maior participação no orçamento do consumidor têm uma maior probabilidade de terem preços próximos do preço competitivo.

os diversos agentes³⁶, a agência reguladora pode ter feito uso de alguns dos dados à sua disposição como sinais para lucratividade e disponibilidade de fluxo de caixa das concessionárias. Por fim, examina-se, também, a possibilidade de a supervisão exercida pelo Tribunal de Contas da União haver impactado as decisões adotadas pela agência.

Em resumo, parte-se do pressuposto de que as divergências observadas das medidas de eficiência apuradas pela ANEEL com relação ao padrão SFA refletem dois fatores principais: a) possíveis problemas nos parâmetros de custos empregados pelo modelo de Empresa de Referência, advindos de dificuldades associadas ao contexto de informação imperfeita ou de decisões do regulador; ou b) ajustes promovidos pela agência reguladora nas estimativas iniciais de custos operacionais, feitos com base na sua função de utilidade e na informação disponível, num contexto de pressão por parte de grupos de interesse e de supervisão externa e direta das ações do regulador.

A investigação processa-se por intermédio de dois procedimentos complementares: a) regressão ordinária dos mínimos quadrados (OLS) do índice de divergência (*ANEELvsSFA*) em variáveis representativas dos fatores explicativos mencionados acima; e b) exame dos possíveis fatores determinantes dos ajustes promovidos pelo regulador nas estimativas iniciais de custo operacional (OPEX), um teste mais direto para a possível influência exercida por grupos de interesse. No caso, faz-se uso dos valores de OPEX inicial estimado para a Empresa Modelo, OPEX “real” divulgado pela concessionária de distribuição e OPEX final (ajustado) para se calcular uma medida do poder de barganha da empresa, incluída como

³⁶ Segundo apurado, a ANEEL não fez uso de qualquer procedimento para estimar os incrementos de produtividade experimentados por cada empresa durante o período regulatório anterior à revisão tarifária.

variável dependente em uma regressão que incorpora variáveis políticas e outros possíveis fatores explicativos. Referidos procedimentos são detalhados a seguir.

4.1 Especificação e Dados

O poder de barganha pode ser expresso pela distância do OPEX final em relação à correspondente estimativa inicial, ou, em outras palavras, pelo peso (*WEIGHT*) conferido pelo regulador ao OPEX inicial estimado pela metodologia de Empresa de Referência, calculado na forma que se segue:

$$OPEX^A = W * OPEX^E + (1 - W)OPEX^C$$
$$W = \frac{OPEX^A - OPEX^C}{OPEX^E - OPEX^C}$$

onde $OPEX^A$ corresponde ao valor final de custos operacionais definido pela ANEEL, $OPEX^E$ refere-se aos custos operacionais (iniciais) estimados para a Empresa Modelo, e $OPEX^C$ representa os custos operacionais divulgados pelas concessionárias. Os valores de cada uma dessas variáveis, assim como o correspondente valor de W calculado para cada uma das empresas submetidas à revisão tarifária, são retratados na Tabela 1. Note-se que *WEIGHT* é inversamente relacionado ao poder de barganha da empresa, pois este cresce à medida em que a variável aproxima-se de zero.

Uma vez que a variável dependente é dada por uma fração no intervalo de zero a um, a estimação segue o procedimento sugerido por Papke and Wooldridge (1996) e emprega o modelo linear generalizado (generalized linear model - GLM), estimado pelo método de máxima verossimilhança, assumindo-se uma distribuição binomial para W e uma função logit de ligação (“*link*”). A especificação inclui, como variáveis independentes, variáveis representativas da influência potencial de grupos de interesse, fatores relacionados a possíveis problemas identificados na aplicação

da abordagem de empresa de referência, possíveis sinais empregados pelo regulador para lucratividade e disponibilidade de fluxo de caixa das empresas, e indicadores do impacto potencial causado pelo monitoramento externo das atividades do regulador e de um provável “efeito aprendido”.

Essas mesmas variáveis independentes são também empregadas na regressão OLS. Neste caso, contudo, inclui-se uma variável adicional para se controlar para um possível problema resultante da medida de preço de mão-de-obra utilizada no procedimento SFA.

As variáveis explanatórias são as que se seguem: renda per capita (*INCOME*)³⁷, parcela de energia fornecida a consumidores industriais (*INDSHARE*), logaritmo da energia total fornecida, em GWh (*SIZE*), densidade de consumidores (*CUSDEN*), dado pelo logaritmo do número de consumidores dividido pela área de serviço, variável categórica (dummy) para a empresa pública (*PUBLIC*), incremento percentual no consumo residencial per capita de 1998 a 2003 (*CONSUMPTION*), incremento no produto observado no mesmo período (*GROWTH*), variável categórica indicando se o processo de revisão tarifária da empresa foi, ou não, objeto de supervisão direta do Tribunal de Contas da União (*TCU*), número de revisões ocorridas anteriormente à revisão tarifária da empresa (*LEARNING*), e razão entre preço da mão-de-obra empregado no método SFA e preço da mão-de-obra da empresa de referência (*LPDIFF*).

As variáveis *INCOME* e *INDSHARE* objetivam retratar a participação dos consumidores no processo regulatório. Consoante Stigler (1971) e Peltzman (1976), consumidores residenciais de menor renda devem exercer maior oposição a

³⁷ A renda per capita do correspondente Estado foi empregada para 24 empresas da amostra (19 que atuam em condição de monopólio estadual e 5 que atendem a mais de 90% dos consumidores no Estado). Para as 25 empresas restantes, *INCOME* correspondeu à renda per capita média ponderada dos dez maiores municípios integrantes da área de serviço da concessionária.

aumentos de preços, quando comparados a consumidores de maior renda. Como a elasticidade renda para gastos com energia elétrica é menor do que um, famílias mais pobres dispõem de uma maior fração de sua renda com eletricidade e possuem, em decorrência, um incentivo maior para se oporem a incrementos nas tarifas³⁸. Conseqüentemente, renda per capita deve ser negativamente associada tanto a *WEIGHT* como a *ANEELvsSFA*³⁹. No caso de *INDSHARE*, contudo, espera-se um efeito de natureza inversa, de vez que o aumento na parcela de energia fornecida a consumidores industriais deve igualmente levar a uma maior oposição a aumentos na tarifa, pois a indústria possui um maior incentivo para o exercício de lobby por preços mais baixos de energia elétrica do que consumidores residenciais ou comerciais.⁴⁰

A variável *SIZE* constitui-se em *proxy* do grau de atuação dos produtores, sob a lógica de que companhias maiores possuem uma maior capacidade (por disporem de mais recursos) de influenciar decisões regulatórias. Neste ponto, no entanto, na linha do sugerido por Klein e Sweeney (1999), antecipa-se que o efeito esperado do tamanho da empresa é indeterminado, uma vez que concessionárias maiores são mais suscetíveis de receberem análise mais criteriosa por parte da agência reguladora.⁴¹

As variáveis *CUSDEN* e *PUBLIC* foram incluídas em razão de questões suscitadas anteriormente: os resultados do método de Empresa Modelo podem ter

³⁸ Knittel (2006), no entanto, assume que o grau de atividade dos consumidores industriais enquanto grupo de interesse varia diretamente com a renda per capita.

³⁹ Quanto menor a renda, mais próximo *WEIGHT* deve estar de um, denotando um menor poder de barganha da empresa, e menor deve ser a probabilidade de *ANEELEFF* ser menor do que *SFA2003*.

⁴⁰ Naturalmente, a estrutura de preços (refletindo regras de alocação de custos entre as categorias de consumidores) pode ser mais importante do que o nível geral de preços. Os dois fatores, no entanto, são relacionados.

incorrido em distorção contra concessionárias que operam em áreas de maior densidade populacional, e sugerem a possibilidade de tratamento diferenciado a empresas públicas. Espera-se, dessa forma, que *WEIGHT* e *ANEELvsSFA* sejam positivamente afetados por *CUSDEN*, e negativamente por *PUBLIC*.

CONSUMPTION e *GROWTH*, por sua vez, representam possíveis sinais empregados pelo regulador para lucratividade e disponibilidade de fluxo de caixa das empresas. O estudo testa a hipótese de que a agência pode ter tentado repassar aos consumidores parte dos ganhos derivados de economias de escala. Assim, a expectativa é no sentido de que *GROWTH* contribua positivamente tanto para *WEIGHT* como para *ANEELvsSFA*. Por outro lado, a variação no consumo residencial (*CONSUMPTION*) captura o efeito do racionamento. A crise no setor de energia elétrica ocorrida no ano de 2001 resultou no racionamento de energia verificado entre Junho/2001 a Fevereiro/2002⁴². As medidas implementadas reduziram significativamente o montante de energia fornecida e o consumo residencial médio, acarretando perdas financeiras a concessionárias que operam em um setor em que os altos custos fixos não podem ser ajustados (ou evitados) para compensar a redução nas receitas. Como o impacto nas empresas foi

⁴¹ A variável *SIZE* também controla para uma possível endogeneidade do monitoramento exercido pelo TCU, detalhado adiante, uma vez que a supervisão mais próxima das atividades do regulador durante o processo de revisão tarifária concentrou-se nos casos das empresas de maior porte.

⁴² O racionamento objetivou uma redução de 20% no consumo de energia elétrica, e foi implementado mediante o estabelecimento de cotas de consumo mensais para a quase totalidade dos consumidores, à exceção dos consumidores residenciais de baixa renda. O esquema previu penalidades pecuniárias para consumo excedente à cota estabelecida e bônus em caso de consumo significativamente inferior, além de permitir a negociação de cotas entre consumidores não residenciais. O sistema de cotas alcançou o seu objetivo e evitou a ocorrência de *blackouts*. Os níveis de consumo reduziram-se em 20% de Junho a Dezembro de 2001, em comparação com o verificado no mesmo período do ano anterior, e em 25% se considerados os novos consumidores que entraram no sistema em 2001 (Maurer, Pereira e Rosenblat, 2005).

diferenciado⁴³, a variação observada no consumo residencial per capita é utilizada como variável representativa das perdas das concessionárias e incluída no modelo para testar a hipótese de que as empresas menos afetadas (aquelas com maior *CONSUMPTION*) obtiveram menores incrementos na tarifa (maiores *W* e *ANEELvsSFA*), sob a hipótese de que concessionárias que experimentaram uma menor redução em seus fluxos de caixa tiveram menor poder de barganha no processo de revisão tarifária e mostraram-se mais suscetíveis à extração de ganhos em proveito dos consumidores. Espera-se, portanto, que *WEIGHT* e *ANEELvsSFA* variem diretamente com *CONSUMPTION*.

Uma característica singular do arcabouço regulatório brasileiro consiste na existência de um organismo governamental (Tribunal de Contas da União) que supervisiona as ações da agência reguladora⁴⁴. O presente estudo vale-se do fato de que o TCU atuou em apenas alguns dos processos de revisão tarifária para examinar se o monitoramento externo teve efeito sobre as decisões da ANEEL⁴⁵, com o objetivo de reunir evidência quanto às conseqüências de se ter uma

⁴³ O impacto diferenciado entre empresas adveio principalmente do fato de as medidas implementadas pelo racionamento haverem diferido de região para região. O sistema de cotas foi aplicado inicialmente apenas nas regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, com cotas mais rígidas sendo impingidas à primeira, em comparação com as últimas. Na seqüência, o racionamento foi estendido a parte da região Norte, incorporando, todavia, regras mais suaves do que as aplicadas anteriormente. O racionamento nesta região limitou-se ao período de Julho a Dezembro de 2001. A região Sul, por sua vez, não foi abarcada pelo racionamento. Comparado com o mesmo período do ano anterior, o consumo de energia elétrica nas regiões Sudeste, Nordeste, Centro-Oeste, Norte e Sul decresceu 31%, 28%, 25%, 10%, e 7% de Agosto a Dezembro de 2001, respectivamente (Bardelin, 2004). Consoante destacado por Maurer, Pereira e Rosenblat (2005, p. 72), o Sul, apesar de não incluído no racionamento, engajou-se no esforço de redução do consumo de energia em função dos apelos da mídia e do receio de medidas mais drásticas na estação seca vindoura.

⁴⁴ O TCU assiste o Congresso Nacional no controle externo da Administração Pública. O órgão examina as decisões administrativas do Governo para certificar o exato cumprimento das normas legais. Embora não integre o Poder Judiciário, a legislação em vigor lhe atribui o poder de ordenar a revisão de atos e procedimentos adotados e de impor penalidades em caso de grave infração à lei. O TCU supervisiona as atividades das agências reguladoras e tem examinado tanto os procedimentos implementados como o mérito das decisões regulatórias.

instituição exercendo a supervisão dos procedimentos do regulador, e possivelmente contribuir para a literatura que discute o arcabouço institucional ótimo na área de regulação. Registre-se, todavia, que o impacto esperado da referida supervisão é indeterminado. Pode-se argumentar que o monitoramento reduz a discricionariedade do regulador e conduz a valores próximos dos apresentados pelo método SFA, assumindo-se estes como boa aproximação dos valores verdadeiros. Por outro lado, no entanto, pode-se também supor que o monitoramento externo induziu o regulador a exercer uma análise mais rigorosa nos casos objeto de acompanhamento, resultando em menor poder de barganha das empresas e menores estimativas de custos operacionais eficientes (maiores *WEIGHT* e *ANEELvsSFA*).

Incorpora-se a variável *LEARNING* ao modelo para se evitar atribuir ao poder de barganha da empresa (ou à falta deste) um efeito causado por aprimoramentos no emprego da metodologia ao longo do tempo. Como a abordagem de Empresa de Referência estava sendo utilizada pela primeira vez, afigura-se razoável supor a ocorrência de aperfeiçoamentos nos parâmetros de custo empregados à medida em que mais revisões vão sendo processadas, resultando em ajustes maiores em *OPEX^E* nas revisões iniciais, e ajustes progressivamente menores nas revisões subseqüentes. A variável *LEARNING*, conseqüentemente, deve ser diretamente relacionada a *WEIGHT*. Não se pode, contudo, antecipar o seu efeito em *ANEELvsSFA*, vez que as contínuas alterações nos parâmetros de custo empregados podem fazer a correspondente estimativa de eficiência convergir para a estimativa apresentada pelo método SFA ou não.

⁴⁵ Nos casos específicos em que procedeu ao acompanhamento do processo de revisão tarifária, o TCU solicitou à ANEEL que lhe enviasse, assim que disponíveis, as correspondentes notas técnicas e demais documentos que embasaram os índices de reposicionamento propostos, de forma a possibilitar a supervisão concomitante das ações adotadas.

No cômputo de *LPDIFF*, o preço da mão-de-obra da Empresa Modelo foi dado pela divisão das despesas totais com pessoal estimadas para a empresa de referência pelo correspondente número de empregados estimado⁴⁶. A variável é incluída apenas na regressão OLS, com o objetivo de avaliar se as divergências observadas nos resultados apresentados pelas duas abordagens estão associadas ao fato de o preço da mão-de-obra do método SFA haver sido calculado com base em salários e benefícios efetivamente pagos pelas empresas, encobrendo, dessa forma, possíveis ineficiências associadas ao pagamento de importâncias acima do valor de mercado. Quanto maior *LPDIFF*, maior deve ser a distorção para cima no indicador de eficiência do método SFA e, conseqüentemente, maior deve ser *ANEELvsSFA*.

Os dados foram coletados junto às mesmas fontes empregadas na realização do estudo SFA. Estatísticas descritivas são mostradas na Tabela 3. O monitoramento do TCU verificou-se em 12 das 49 revisões tarifárias sob exame, ao passo que 15 das empresas integrantes da amostra são públicas. O incremento médio no consumo residencial de -18,3% retrata o efeito racionamento, enquanto os valores computados de *W* oscilam no intervalo de 0 a 0,998, com média 0,641⁴⁷.

Como esperado, *WEIGHT* é negativa e significativamente (ao nível de 1%) correlacionado com o ajuste promovido na estimativa inicial de custos operacionais

⁴⁶ Para cada uma das empresas de referência virtuais, as despesas com pessoal foram estimadas com base em salários de mercado coletados por empresa de consultoria especialmente contratada, considerando as especificidades da correspondente área de serviço. Ademais, o valor estimado não incluiu alguns benefícios pagos por algumas concessionárias, a exemplo de gratificação de férias excedente ao um terço previsto na Constituição e participação nos lucros.

⁴⁷ Visando poder implementar o modelo GLM, *W* foi definido como igual a zero nos sete casos em que *WEIGHT* revelou-se negativo, retratados na Tabela 1. Nesses casos, *OPEX^A* mostrou-se superior a *OPEX^C* essencialmente em virtude de ajustes adicionais promovidos pelo regulador após o término do “procedimento de revisão tarifária padrão”, sob o argumento de oferecer às empresas submetidas inicialmente à revisão tarifária (em 2003) o mesmo tratamento conferido a empresas que experimentaram a revisão mais tarde (anos 2004 e 2005).

($\rho = -0,6371$), expresso pela razão entre $OPEX^A$ e $OPEX^E$ (vide Tabela 1)⁴⁸. A adequação do uso dessa variável como medida do poder de barganha da empresa é corroborada pela positiva e significativa correlação (ao nível de 1%) com a medida de divergência $ANEELvsSFA$ ($\rho = 0.6324$), resultado este que confirma a associação entre maior poder de barganha (menor W) e sobre-estimação dos níveis de eficiência das empresas (menor $ANEELvsSFA$), e vice-versa.

A variável, no entanto, não se mostra isenta de problemas. Há alguns casos em que W denota um alto poder de barganha a despeito de uma pequena variação percentual de $OPEX^E$ para $OPEX^A$ ⁴⁹. De outra parte, os dados revelam que os ajustes promovidos nos valores de custos operacionais eficientes inicialmente estimados estão relacionados a aperfeiçoamentos nos parâmetros de custos ao longo do tempo, vez que o ajuste percentual médio em $OPEX^E$ decresce continuamente à medida em que mais revisões vão sendo processadas, variando de 16,5% (para as primeiras doze empresas submetidas à revisão tarifária) a 1,6% (para as treze últimas). Tais fatos ratificam a necessidade de inclusão de *LEARNING* como variável explicativa adicional e conferem suporte à estratégia de pesquisa baseada no emprego de dois procedimentos de investigação. Os modelos utilizados no presente estudo podem ser vistos como formas complementares de avaliação de um tema de natureza complexa.

⁴⁸ Quanto maior o ajuste promovido, menor é W e maior o poder de barganha da empresa.

⁴⁹ Nesses casos, $OPEX^E$ não se mostrou muito diferente de $OPEX^C$. Assim, o $OPEX$ final ($OPEX^A$), apesar de representar apenas um pequeno incremento percentual sobre $OPEX^E$, revelou-se muito próximo de $OPEX^C$, implicando um pequeno valor para W . Veja-se, por exemplo, os casos de CAT-LEO, CELB e CFLO na Tabela 1.

4.2 Análise dos Resultados

Os resultados revelados pelos procedimentos GLM e OLS mostram-se extremamente consistentes (Tabela 6), apresentando quatro fatores explicativos principais para as divergências nas aferições de níveis de eficiência. De início, o coeficiente positivo e significativo da variável *LEARNING* em ambos os modelos GLM e OLS sugere que a ordem das empresas na revisão tarifária periódica repercutiu nas decisões regulatórias (e conseqüentemente na situação financeira das empresas). As primeiras concessionárias a passarem pela revisão experimentaram maiores mudanças em suas iniciativas iniciais de custos operacionais e foram beneficiadas pelos ajustes nos parâmetros de custo da abordagem de Empresa de Referência promovidos ao longo do tempo. Quando a variável *LEARNING* reduz-se do seu valor médio para um valor igual à média menos um desvio padrão, o valor previsto para *WEIGHT* decresce de 0,6902 para 0,3621 (-47,5%), e a medida de divergência *ANEELvsSFA* cai 0,074 pontos (6,8% do valor médio). Tais resultados indicam que as empresas submetidas inicialmente à revisão obtiveram preços maiores do que o recomendado pelo modelo econômico de benchmarking. De outra parte, concessionárias que passaram pelo processo de revisão tarifária mais tarde foram consideradas mais ineficientes pela abordagem do regulador (comparadas ao padrão SFA), sugerindo que a ANEEL tornou-se progressivamente mais rígida com o passar do tempo, após realizar mais e mais processos tarifários.

Os resultados também indicam que as variáveis representativas da participação dos consumidores no processo regulatório são estatisticamente significantes. Em ambos os casos, no entanto, a evidência é contrária a algumas das interpretações da teoria de grupos de interesse. Os coeficientes negativos da

variável *INDSHARE* retratam que empresas com uma maior proporção de energia fornecida a consumidores industriais tiveram um maior poder de barganha na revisão tarifária (menor *W*) e foram consideradas mais eficientes do que o sugerido pelo método SFA, recebendo tarifas mais altas. O impacto estimado cresce com o valor da variável⁵⁰. Ademais, quando *INDSHARE* aumenta do seu valor médio para um valor igual à média mais um desvio padrão, *ANEELvsSFA* decresce 0,115 pontos (10,6% do valor médio). Consumidores industriais, portanto, defrontaram-se com preços maiores do que teria sido aprovado sob uma abordagem SFA de benchmarking.

Os coeficientes positivos da variável *INCOME* revelam que empresas que servem a consumidores de maior poder aquisitivo experimentaram menor poder de barganha no processo de revisão tarifária, sendo prejudicadas com a obtenção de preços menores. Em outras palavras, preços parecem ser menores (comparados com aqueles que surgiriam de um método SFA de benchmarking) quando a renda dos consumidores é maior. O acréscimo de um desvio padrão em *INCOME*, acima do seu valor médio, desloca o valor previsto da variável *WEIGHT* de 0,692 para 0,8151. Adicionalmente, quando *INCOME* aumenta em uma unidade e em um desvio padrão, *ANEELvsSFA* cresce 13,2% e 0,074 pontos (6,8% do valor médio), respectivamente. A evidência apresentada mostra-se consistente com a associação entre renda per capita e grau de atividade dos consumidores residenciais (enquanto grupo de interesse) sugerida por Knittel (2006). No caso, é possível que a variável esteja capturando a acentuada discrepância nos níveis médios de educação de consumidores residenciais das diferentes regiões no Brasil, sob a lógica subjacente

⁵⁰ Consoante retratado na Tabela 6, o aumento de uma unidade em *INDSHARE*, em relação ao seu valor médio, implica um decréscimo em *W* de 7,4%. Quando o mesmo efeito marginal é estimado para um valor um desvio padrão acima da média, o resultado indica que o aumento de uma unidade em *INDSHARE* diminui *W* em 8,5%.

de que consumidores de maior escolaridade defrontam-se com menores custos para se tornarem informados e participarem do processo regulatório.

O antecipado impacto da densidade de consumidores nos resultados do regulador logrou se confirmar. Os resultados indicam que quanto mais densamente povoada a área de serviço, menor o poder de barganha da empresa (o coeficiente estimado é apenas marginalmente significativo) e mais prejudicada a concessionária por receber um índice de reposicionamento menor do que o recomendado pelo procedimento SFA. Por outro lado, empresas que operam em áreas de menor densidade populacional foram consideradas mais eficientes do que o padrão SFA e, conseqüentemente, beneficiadas com tarifas mais altas. O impacto estimado é representativo, pois a mudança em *CUSDEN* do valor médio para um valor igual à média mais ou menos um desvio padrão desloca a medida *ANEELvsSFA* em 0,122 pontos, aproximadamente 11,2% de seu valor médio. A presente evidência corrobora o argumento de Peano (2005) no sentido de que o regulador pode ter objetivado propiciar um retorno extra a empresas que atuam em áreas menos densamente povoadas. O resultado, no entanto, pode estar também a retratar um problema de ordem técnica na definição dos parâmetros de custo empregados na abordagem de Empresa de Referência, que teriam sobre-estimado os custos incorridos por concessionárias que operam sob essa condição.

Alguns outros resultados merecem ser destacados. A possível distorção associada ao preço da mão-de-obra utilizado no modelo SFA não se revelou importante e não restou confirmado o cogitado tratamento diferenciado conferido a empresas públicas. Ademais, embora o regulador soubesse com antecedência quais revisões seriam objeto de monitoramento⁵¹, os resultados indicam que a supervisão

⁵¹ Vide nota nº. 44.

externa não afetou as decisões adotadas de forma sistemática, sugerindo que a ANEEL foi consistente, a despeito do acompanhamento direto em casos específicos. Neste particular, cumpre ressaltar que a evidência não confere suporte à hipótese de que o monitoramento externo teria levado a uma atuação mais rigorosa por parte da agência, em detrimento das concessionárias de distribuição. O ponto assume especial relevância por indicar que a supervisão das atividades do regulador exercida pelo TCU não implica incremento do risco regulatório.

Por fim, o coeficiente positivo e marginalmente significativo encontrado para a variável *SIZE*, em ambos os modelos GLM e OLS, não sustenta a aventada influência dos produtores nas deliberações regulatórias, por sugerir que empresas maiores receberam tarifas menores do que as que seriam adotadas caso o método SFA fosse empregado. No caso, os resultados indicam que as concessionárias de maior porte foram possivelmente objeto de análise mais criteriosa por parte da agência reguladora.

5. Teste de Robustez: DEA

Em vista de a discussão acima basear-se na hipótese de que as estimativas do método SFA constituem-se em boas aproximações das medidas de eficiência “verdadeiras”, procede-se à avaliação da robustez dos correspondentes resultados apresentados empregando-se, para comparação, indicadores de desempenho revelados por um procedimento alternativo de benchmarking. Fazendo-se uso do mesmo conjunto de dados, estima-se os níveis de eficiência das empresas com o emprego da metodologia DEA.

A definição do modelo foi pautada pela necessidade de ser empregada uma especificação que permitisse o controle para os atributos exógenos do ambiente de operação e fosse comparável ao modelo paramétrico anterior. Optou-se,

conseqüentemente, pelo uso da metodologia proposta por Fried, Schmidt e Yaisawarng (1999), baseada num procedimento de quatro estágios para se obter medidas de ineficiência gerencial depuradas da influência de condições de operação externas à empresa.

O primeiro estágio envolve o cálculo de uma fronteira DEA orientada a insumos, assumindo-se retornos variáveis de escala (VRS) e empregando-se energia fornecida (*Q*) como produto, e *Opex*, *Cap*, e *Len* como insumos. Fronteiras DEA específicas são estimadas para cada ano da amostra, possibilitando o cômputo de medidas de eficiência relativa para cada empresa em cada período (referenciadas às fronteiras específicas anuais), assim como a obtenção de informação sobre o quantitativo de insumos empregados em excesso. Note-se, neste ponto, que os indicadores de eficiência obtidos neste estágio não consideram diferenças nas condições de operação das unidades de produção.

Em um segundo estágio, os insumos excedentes totais⁵² de cada observação são expressos como percentuais das respectivas quantidades empregadas de cada insumo, em função de os excedentes poderem advir tanto do ambiente externo como do tamanho da empresa.⁵³ Na seqüência, as resultantes medidas de insumos excedentes totais constituem-se em variável dependente da regressão que contém, como variáveis explicativas, as seis variáveis ambientais mencionadas anteriormente (*CusDen*, *IndShare*, *ResDen*, *Area*, *Undergrd* e *Income*), visando identificar-se o efeito das condições externas no uso excessivo de insumos. Dado que os insumos excedentes restringem-se a valores positivos por definição, três regressões tobit (uma para cada insumo) são estimadas separadamente. Mais formalmente:

⁵² Dado pela soma dos insumos excedentes radiais e não radiais.

⁵³ Fried et al. (1999, nota nº. 19) recomendam definir-se a medida de insumos excedentes totais como fração da quantidade empregada do respectivo insumo quando as empresas integrantes da amostra diferem significativamente em termos de tamanho.

$$TIS_j^k = f_j(Q_j^k, \beta_j, u_j^k), \quad j = 1, \dots, N; \quad k = 1, \dots, K$$

onde TIS_j^k corresponde aos excedentes radiais e não-radiais totais do insumo j da unidade k , revelados pelo modelo DEA do primeiro estágio e expressos como percentual da quantidade empregada do insumo j , Q_j^k representa o vetor de variáveis que caracterizam o ambiente de operação da unidade k e podem vir a afetar a utilização do insumo j , β_j é o vetor de coeficientes e u_j^k indica a variável erro.

No terceiro estágio, os coeficientes estimados são empregados para prever os valores de insumos excedentes totais para cada insumo e cada unidade, com base nas respectivas variáveis ambientais exógenas. Os valores previstos, no caso, representam o excedente “permitido”, dado o respectivo ambiente de operação.

$$\hat{TIS}_j^k = f_j(Q_j^k, \hat{\beta}_j) \quad j = 1, \dots, N; \quad k = 1, \dots, K$$

Esses valores previstos de insumos excedentes, por sua vez, são utilizados para ajuste dos dados originais de insumos de cada unidade, na medida da diferença observada entre o excedente máximo previsto para um dado insumo e o insumo excedente previsto para a unidade em particular. Objetiva-se, no caso, estabelecer-se uma base igual ao conjunto menos favorável de condições externas⁵⁴.

$$x_j^{kadj} = x_j^k * \left[1 + \left(\text{Max}^k \{ \hat{TIS}_j^k \} - \hat{TIS}_j^k \right) \right]$$

⁵⁴ Com esse procedimento, a empresa cujas variáveis ambientais correspondam a esse nível base não teria seus insumos ajustados, ao passo que a empresa cujas condições externas impliquem um menor nível de insumos excedentes experimentaria um ajuste para cima em seu vetor de insumos, de forma a colocá-la no mesmo patamar da empresa que se defronta com o ambiente externo menos favorável. Em outras palavras, insumos excedentes inferiores ao insumo excedente máximo estão associados a condições externas mais favoráveis do que as condições menos favoráveis prevalentes (na amostra) para o dado insumo em particular. Ao se aumentar o vetor de insumos, mantendo-se o vetor de produtos inalterado, o desempenho da empresa é depurado da vantagem associada ao ambiente externo (Fried et al., 1999).

No estágio final, as variáveis ajustadas de insumos são empregadas em novo cálculo do modelo DEA orientado a insumos inicial, obtendo-se indicadores de eficiência para cada empresa em cada período depurados de fatores alheios ao controle gerencial (vide Apêndice A). Na linha do procedimento adotado anteriormente, índices DEA de eficiência do ano 2003 (*DEA2003*) são utilizados para comparação com resultados dos modelos SFA e Empresa de Referência.

As estimativas DEA de eficiência são significativamente maiores do que *SFA2003*⁵⁵, variando no intervalo de 1 a 2,38, com média 1,28. Este fato, tomado em conjunto com a evidenciada similaridade nas distribuições de *DEA2003* e *ANEELEFF*,⁵⁶ sugere que ou parte da ineficiência foi atribuída a erro estatístico no método SFA, ou os índices SFA foram restringidos pela distribuição meia-normal assumida para a variável erro de ineficiência. Por outro lado, muito embora os indicadores de eficiência *DEA2003* e *SFA2003* – e respectivos rankings – não sejam significativamente correlacionados⁵⁷, verifica-se alguma consistência em termos das empresas de melhor e pior desempenho. Cinco concessionárias aparecem em ambos os grupos das dez melhores, ao passo que quatro figuram nos dois grupos das dez piores (vide Tabela 5).

A comparação entre *DEA2003* e *ANEELEFF* corrobora a indicação anterior de que a abordagem de Empresa de Referência subestimou os níveis de eficiência de algumas empresas. À semelhança do observado quando da comparação com

⁵⁵ A hipótese nula de igualdade das médias é rejeitada ao nível de significância de 1% (p-valor ($H_1: DEA2003 > SFA2003$) = 0,0001). Quando se testa a igualdade das médias de *DEA2003* e *ANEELEFF*, no entanto, a hipótese nula não é rejeitada.

⁵⁶ Os valores das respectivas média e desvio padrão são indicados na Tabela 5. A diferença entre as médias não é estatisticamente significativa, como mencionado na nota anterior, mas a distribuição dos índices *DEA2003* de eficiência é ligeiramente mais dispersa do que a distribuição de *ANEELEFF*.

⁵⁷ A correlação entre os citados indicadores e o índice Spearman de correlação dos respectivos rankings correspondem a -0,0579 (p=0,6927) e -0,0751 (p=0,5966), respectivamente.

SFA2003, os índices *ANEELEFF* das empresas *Eletropaulo*, *Light*, *CEB*, *Eletoacre*, *Eletrocar*, *Piratininga*, *Boavista* e *CPFL* são consideravelmente maiores do que *DEA2003* em termos absolutos. Por outro lado, alguns dos casos previamente mencionados de sobre-estimação de eficiência de empresas são também confirmados, vez que os índices *ANEELEFF* de eficiência das empresas *Enersul*, *Energipe*, *Cemig*, *Coelce*, *Celesc*, *Coelba* e *Cat-Leo* mostram-se bem inferiores tanto a *SFA2003* como a *DEA2003*. Neste particular, os resultados do modelo DEA conferem suporte adicional à indicação de que o benefício dado a *Energipe*, *Celesc* e *Coelba* foi indevido, posto que essas empresas também não pertencem ao segmento das dez melhores da metodologia DEA.

O teste de robustez faz uso do mesmo modelo OLS descrito na seção precedente, com a diferença de que a variável dependente passa a ser dada por uma nova medida de divergência (*ANEELvsDEA*), calculada pela razão entre *ANEELEFF* e *DEA2003*. *ANEELvsDEA* oscila no intervalo de 0,459 a 1,986, com média 0,986 (vide Tabela 3), mostrando-se significativamente (ao nível de 1%) correlacionada com a medida de divergência anterior ($\rho = 0.7743$). Como retratado na Tabela 6, o modelo não se revela tão bem especificado como o primeiro (menor R^2), mas o teste de especificação de Wald ainda rejeita a hipótese nula de que os coeficientes estimados são todos iguais a zero ($p\text{-valor} = 0,0006$). Os resultados confirmam os efeitos anteriormente destacados das variáveis *Industrial Share*, *Income*, e *Customer Density*. A evidência, no entanto, não confere suporte ao efeito aprendido identificado previamente, ou ao possível impacto da variável *Size*.

6. Observações Finais

O presente estudo examina a aplicação da abordagem de Empresa de Referência na revisão tarifária periódica das concessionárias brasileiras de

distribuição de energia elétrica, ocorrida no período de Abril/2003 a Fevereiro/2006. As resultantes medidas de eficiência das empresas são avaliadas com o uso de índices de desempenho fornecidos por modelos de benchmarking (paramétrico e não paramétrico) e de indicadores dos incrementos de produtividade experimentados nos seis anos anteriores à revisão. No processo, o estudo testa para possíveis causas das identificadas divergências nas aferições de níveis de eficiência e investiga os fatores determinantes do poder de barganha das empresas no processo de definição das novas tarifas.

A despeito das críticas feitas à sua complexidade e subjetividade, a abordagem de Empresa de Referência tem sido crescentemente empregada na determinação de tarifas de distribuição de energia elétrica na América Latina (Jadresic, 2002). Revela-se importante, de conseguinte, verificar-se se a metodologia tem propiciado a observância do requisito de sustentabilidade financeira das empresas, bem como o atingimento dos objetivos perseguidos pelo regulador que objetiva a maximização do bem-estar social: extração de parte dos ganhos das empresas em proveito de consumidores e sociedade, alcance de eficiência alocativa e oferta de incentivos para incrementos adicionais de produtividade.

Decisões regulatórias, contudo, são adotadas por um agente que atua sob assimetria de informação, experimenta a influência de grupos de interesse e, no caso específico sob exame, sujeita-se à direta supervisão de suas ações. Em decorrência, a análise dos números finais definidos pelo regulador examina o potencial impacto desses fatores, além de possíveis deficiências na metodologia empregada.

A investigação revela que os objetivos do regulador podem não ter sido maximizadores do bem-estar em algumas situações. Se por um lado algumas

empresas foram consideradas bem mais ineficientes do que indicado pelos modelos SFA e DEA, resultando em reajustes tarifários substancialmente menores e suscitando preocupação quanto à sustentabilidade financeira no longo prazo, por outro, algumas outras empresas foram julgadas bem mais eficientes do que sugerido pelas duas largamente utilizadas metodologias de benchmarking.

O estudo apresenta novas evidências acerca de possíveis causas para essas divergências no contexto de um sistema regulatório específico. Os resultados indicam que empresas com uma menor proporção de energia fornecida a consumidores industriais, que atendem consumidores de maior poder aquisitivo e operam em áreas mais densamente povoadas tiveram menor poder de barganha no processo de definição da tarifa e foram prejudicadas pela obtenção de preços menores do que o recomendado pelos modelos econômicos de benchmarking. Tais resultados, registre-se, mostram-se consistentes com a teoria econômica da regulação que advoga que a influência política afeta o nível de preços.

Por outro lado, concessionárias com características opostas dispuseram de maior poder de barganha e foram beneficiadas com a definição de tarifas mais altas. A evidência é consistente com a associação entre renda per capita e atuação de consumidores residenciais enquanto grupo de interesse, além de sugerir uma possível distorção nos parâmetros de custos empregados no enfoque de Empresa Modelo. Os parâmetros podem não ter capturado adequadamente o efeito da dispersão de consumidores nos custos operacionais da empresa, seja em virtude da dificuldade técnica de se definir o parâmetro “verdadeiro” em um contexto de informação assimétrica e imperfeita, seja em função da intenção deliberada de evitar recompensar possíveis sobre-investimentos feitos por concessionárias que operam

em áreas de maior concentração de consumidores e de propiciar um retorno extra a empresas que atuam em áreas menos densamente povoadas (Peano, 2005).

Esse benefício dado no início do novo ciclo tarifário impactou negativamente os incentivos para incrementos de eficiência conferidos a empresas que não figuram no grupo das dez melhores dos rankings SFA e DEA. Desincentivo semelhante foi recebido por quatro das cinco empresas de melhor desempenho no ranking SFA, que não puderam manter parte dos ganhos advindos dos incrementos de produtividade. Em suma, a metodologia empregada pelo regulador impôs às empresas o ajuste imediato aos custos operacionais da empresa virtual de referência, os quais em alguns casos revelaram-se acentuadamente diferentes dos estimados pelos métodos de benchmarking. Ademais, as deliberações adotadas (e respectivas trajetórias de preços) ignoraram os significativos deslocamentos da fronteira de quase 7% ao ano revelados pelo modelo paramétrico, ponto que contribui para exacerbar os efeitos perversos das possíveis sobre-estimações do nível de eficiência de algumas empresas.

Releva destacar que os resultados não conferem suporte à hipótese de que o monitoramento das atividades do regulador pode levar a decisões contrárias aos interesses das concessionárias e aumentar o risco regulatório, um dentre os possíveis efeitos de se possuir uma instituição no exercício da supervisão do trabalho da agência reguladora, pois as decisões da ANEEL não foram afetadas de forma sistemática pelo verificado monitoramento. Apesar de sua especificidade, este resultado contribui para a literatura que discute o arcabouço regulatório ótimo.

Por outro lado, cumpre enfatizar que os resultados apresentados revelam-se robustos à escolha da metodologia de benchmarking econômico (SFA ou DEA) a ser empregada como parâmetro de comparação. No entanto, para aqueles que se

mostram mais hesitantes em abandonar modelos baseados no conhecimento da engenharia do processo industrial, no mínimo a presente investigação apresenta uma forma de se garantir maior transparência ao processo e credibilidade para os resultados obtidos com a aplicação da abordagem de Empresa de Referência. Em sendo apuradas divergências nas aferições dos níveis de eficiência das empresas, e identificados possíveis fatores explicativos, remanesce como atribuição do regulador justificar as escolhas feitas ou demonstrar que as divergências não advêm da aplicação de uma dada metodologia em particular.

O propugnado uso conjunto da técnica de análise de eficiência comparativa beneficia a todos os agentes envolvidos, inclusive o regulador. O emprego de métodos econômicos de benchmarking possibilitaria à agência reguladora a redução dos problemas associados à assimetria de informação e, conseqüentemente, a estimação com maior segurança do ponto de equilíbrio de cada concessionária. Poder-se-ia, assim, explorar melhor os incentivos para incrementos de eficiência do mecanismo de preço-teto⁵⁸ e promover a desejada alocação de ganhos de produtividade entre os diversos agentes. Note-se, a propósito, que o ideal consiste em se realizar a redistribuição de ganhos com base em informação acerca dos incrementos de produtividade de cada empresa durante todo o período regulatório antecedente à revisão periódica, informação essa que a abordagem de Empresa de Referência, isoladamente, não pode fornecer.

A experiência até o momento na definição de preços-teto tem indicado que técnicas quantitativas de benchmarking podem ao menos servir como ferramenta

adicional para o regulador, cuja importância aumenta com o número de empresas na indústria regulada, em razão do incremento na qualidade da informação fornecida⁵⁹. Assim, parece não haver motivo para a não utilização dessas técnicas na indústria brasileira de distribuição de energia elétrica.

⁵⁸ Os incentivos para incremento de eficiência associados ao regime de preço-teto revelam-se comumente prejudicados pela incerteza do regulador quanto aos custos inerentes ao serviço prestado pelas empresas, fato que geralmente conduz à definição de tarifas a níveis excessivamente altos, face ao receio de se violar a condição de sustentabilidade financeira das concessionárias. A análise de eficiência comparativa ajuda a reduzir a desvantagem informacional do regulador e permite a definição de melhores condições de participação (*participation constraints*), possibilitando, conseqüentemente, uma melhor utilização de mecanismos de incentivo de alto poder.

⁵⁹ O uso de técnicas de benchmarking econômico na definição do valor das tarifas é discutido por Rossi e Ruzzier (2000), Pollitt (2005), Stern (2005), e Dassler, Parker e Saal (2006), entre outros.

Referências

- ANEEL (2003), “Metodologia e Cálculo da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da AES SUL”, Nota Técnica Nº 047/2003/SRE/ANEEL, Anexo I.
- Dassler, T., D. Parker e D.S. Saal (2006), “Methods and trends of performance benchmarking in UK utility regulation”, *Utilities Policy* 14, 166-174.
- de Oliveira, A. (2003), “The Political Economy of the Brazilian Power Industry Reform”, Working paper.
- Ferreira, C.K.L. (2000), “Privatização do Setor Elétrico no Brasil”, em Pinheiro, A. C. e K. Fukisaku (eds.), *A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública*, Rio de Janeiro: BNDES / OCDE.
- Fisher, R. e P. Serra (2002), “Evaluación de la regulación e las telecomunicaciones em Chile”, *Perspectivas*, 6 (1), 45-78.
- Fried, H.O., S.S. Schmidt e S. Yaisawarng (1999), “Incorporating the Operating Environment Into a Nonparametric Measure of Technical Efficiency”, *Journal of Productivity Analysis*, 12, 249-267.
- Galetovic, A. e A. Bustos (2002), “Regulación pro empresa eficiente: ¿quién es realmente usted?”, *Estudios Públicos*, 86, 145-182.
- Gomes, V., S. A. Pessoa e F. A. Veloso (2003), “Evolução da Produtividade Total dos Fatores na Economia Brasileira: Uma Análise Comparativa”, mimeo.
- Gomez-Lobo, A. e M. Vargas (2001), “La regulación de las empresas sanitarias en Chile: una revisión del caso de EMOS y una propuesta de reforma regulatoria”, Documento de Trabajo N 177, Departamento de Economía, Universidad de Chile.
- Grifell-Tatjé, E. e C.A.K. Lovell (2003), “The Managers versus the Consultants”, *Scandinavian Journal of Economics*, 105, 119-138.
- Jadresic, A. (2002), “The Model Company Approach for Tariff Regulation in Electricity Distribution”, Report, The World Bank.
- Jamasb, T. e M. G. Pollitt (2001), “Benchmarking and Regulation: International Electricity Experience”, *Utilities Policy* 9, 107-130.
- Joskow, P. L. (2005), “Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks”, mimeo.

- Klein, C.C. e G. H. Sweeney (1999), "Regulator preferences and utility prices: evidence from natural gas distribution utilities", *Energy Economics*, 21, 1-15.
- Knittel, C.R. (2006), "The Adoption of State Electricity Regulation: The Role of Interest Groups", *The Journal of Industrial Economics*, 54(2), 201-222.
- Maurer, L., M. Pereira, e J. Rosenblatt (2005), "Implementing Power Rationing in a Sensible Way: Lessons Learned and International Best Practices", Report 305/05, The World Bank.
- Mota, R. L. (2003), "The Restructuring and Privatisation of Electricity Distribution and Supply Businesses in Brazil: A Social Cost-Benefit Analysis". Working Paper, Churchill College, University of Cambridge.
- Naughton, M.C. (1989), "Regulatory preferences and two-part tariffs: the case of electricity", *Southern Economic Journal*, 55, 743-758.
- Nelson, R.A. (1982), "An empirical test of the Ramsey theory and Stigler-Peltzman theory of public utility regulation", *Economic Inquiry*, 20, 277-290.
- Nelson, J.P. e M.J. Roberts (1989), "Ramsey numbers and the role of competing interest groups in electric utility regulation", *Quarterly Review of Economics and Business*, 29, 21-42.
- Papke, L.E., e Wooldrige, J. (1996), "Econometric methods for fractional response variables with an application to 401(k) plan participation rates", *Journal of Applied Econometrics* 11, 619-632.
- Peano, C.R. (2005), "Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Uma Análise da Metodologia de Revisão Tarifária Adotada pela Aneel", Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.
- Peltzman, S. (1976), "Toward a More General Theory of Regulation", *Journal of Law and Economics*, 19, 211-40.
- Pollitt, M. (2005), "The role of efficiency estimates in regulatory price reviews: Ofgem's approach to benchmarking electricity networks", *Utilities Policy* 13, 279-288.
- Primeaux, Jr. W.J, J.E. Filer, R.S. Herren, e D.R. Hollas (1984), "Determinants of regulatory policies toward competition in the electric utility industry", *Public Choice*, 43, 173-186.

- Rossi, M.A. e C.A. Ruzzier (2000), "On the regulatory application of efficiency measures", *Utilities Policy* 9, 81-92.
- Sappington, D. (2002), "Price Regulation", in *The Handbook of Telecommunications Economics. Volume I: Structure, Regulation, and Competition*, edited by M. Cave, S. Majumdar, and I. Vogelsang. Amsterdam: Elsevier Science Publishers, 225–293.
- Serra, P. (2002), "Regulación del sector eléctrico chileno", *Perspectivas*, 6, 11-43.
- Stern, J. (2005), "UK regulatory price reviews and the role of efficiency estimates", *Utilities Policy* 13, 273-278.
- Stigler, G.J. (1971), "The Theory of Economic Regulation", *Bell Journal of Economics and Management Science*, 2, 3-21.
- Weisman, D.L. (2000), "The (in)efficiency of the "efficient-firm" cost standard", *The Antitrust Bulletin*, Spring, 195-211.

Tabela 1. OPEX inicial estimado, OPEX final, e OPEX divulgado pela Empresa

EMPRESA	OPEX _E (A)	OPEX _A (B)	OPEX _C (C)	ANELEFF ¹	WEIGHT ²	ORDEM ³	(B) / (A)	(A) / (C)
AES-SUL	152,378,57	168,526,89	213,700,000	1.2680	0.7367	2	10.60%	71.30%
BANDEIRANTE	178,748,14	200,857,49	254,995,034	1.2695	0.7100	6	12.37%	70.10%
BOA VISTA	19,299,948	19,312,706	26,152,813	1.3542	0.9981	24	0.07%	73.80%
BRAGANTINA	22,762,688	27,599,813	35,211,066	1.2758	0.6114	9	21.25%	64.65%
CAIUÁ	34,405,902	39,736,410	48,111,601	1.2108	0.6111	9	15.49%	71.51%
CAT-LEO	69,812,982	73,173,281	73,047,000	0.9983	-0.0390	12	4.81%	95.57%
CEAL	145,326,67	146,266,52	175,019,103	1.1966	0.9683	22	0.65%	83.03%
CEB	127,222,66	145,601,58	257,359,512	1.7676	0.8588	16	14.45%	49.43%
CEEE	231,085,79	235,718,79	266,328,472	1.1299	0.8685	17	2.00%	86.77%
CELB	26,293,985	27,302,875	29,812,883	1.0919	0.7133	19	3.84%	88.20%
CELESC	411,731,52	440,713,59	520,128,813	1.1802	0.7326	15	7.04%	79.16%
CELG	455,583,13	483,121,89	580,123,409	1.2008	0.7789	23	6.04%	78.53%
CELPA	229,717,73	269,031,55	310,500,443	1.1541	0.5133	5	17.11%	73.98%
CELPE	374,778,26	379,210,68	476,485,325	1.2565	0.9564	20	1.18%	78.65%
CELTINS	74,420,106	82,065,329	94,330,458	1.1495	0.6160	14	10.27%	78.89%
CEMAR	212,939,94	217,204,19	258,866,541	1.1918	0.9072	22	2.00%	82.26%
CEMAT	172,964,95	197,274,61	187,200,000	0.9489	-0.7077	1	14.05%	92.40%
CEMIG	808,746,75	936,572,49	893,609,000	0.9541	-0.5063	1	15.81%	90.50%
CENF	19,073,913	19,748,356	22,158,000	1.1220	0.7813	12	3.54%	86.08%
CEPISA	140,241,90	141,016,01	160,151,652	1.1357	0.9611	22	0.55%	87.57%
CERJ	278,164,41	297,502,57	391,983,902	1.3176	0.8301	8	6.95%	70.96%
CERON	122,533,37	122,743,26	130,521,640	1.0634	0.9737	25	0.17%	93.88%
CFLO	10,983,263	11,658,505	12,462,079	1.0689	0.5434	9	6.15%	88.13%
COELBA	341,063,41	431,347,47	437,000,000	1.0131	0.0589	3	26.47%	78.05%
COELCE	244,517,89	282,727,42	260,000,000	0.9196	-1.4680	3	15.63%	94.05%
COPEL	588,545,53	606,611,88	688,548,640	1.1351	0.8193	13	3.07%	85.48%
COSERN	97,792,392	113,400,30	136,100,000	1.2002	0.5926	3	15.96%	71.85%
CPFL	328,589,81	421,760,79	549,100,000	1.3019	0.5775	1	28.35%	59.84%
ELEKTRO	323,531,82	348,509,29	436,873,603	1.2535	0.7796	5	7.72%	74.06%
ELETROPAULO	588,395,85	645,184,23	1,281,200,000	1.9858	0.9180	4	9.65%	45.93%
MANAUS	87,650,951	87,948,585	102,481,654	1.1652	0.9799	24	0.34%	85.53%
ENERGIPE	68,983,023	82,571,280	70,000,000	0.8478	-12.3614	3	19.70%	98.55%
ENERSUL	112,343,06	130,154,62	113,300,000	0.8705	-17.6132	1	15.85%	99.16%
ESCELSA	209,658,84	217,182,80	275,672,979	1.2693	0.8860	15	3.59%	76.05%
LIGHT	463,351,82	516,334,11	944,760,674	1.8297	0.8899	7	11.43%	49.04%
NACIONAL	19,052,515	22,337,700	29,134,454	1.3043	0.6742	9	17.24%	65.40%
PIRATININGA	170,825,32	191,017,66	265,380,252	1.3893	0.7864	6	11.82%	64.37%
RGE	157,117,64	170,367,81	174,089,900	1.0218	0.2193	2	8.43%	90.25%
SAELPA	185,395,42	190,428,58	214,242,000	1.1251	0.8255	22	2.71%	86.54%
SANTA CRUZ	40,012,199	44,081,288	48,887,827	1.1090	0.5415	9	10.17%	81.84%
SANTA MARIA	16,498,783	19,771,653	19,299,425	0.9761	-0.1686	10	19.84%	85.49%
V. PARANAP.	31,929,120	37,622,908	45,725,014	1.2154	0.5873	9	17.83%	69.83%
CSPE	17,823,015	19,150,347	23,078,303	1.2051	0.7474	9	7.45%	77.23%
DMEPC	16,750,348	17,466,270	19,635,723	1.1242	0.7519	13	4.27%	85.31%
ELETROACRE	31,603,551	32,045,408	35,519,561	1.1084	0.8872	25	1.40%	88.98%
ELETROCAR	11,932,292	11,958,308	16,844,993	1.4086	0.9947	21	0.22%	70.84%
JAGUARI	10,677,128	11,157,355	15,783,997	1.4147	0.9060	9	4.50%	67.65%
MOCOCA	12,246,733	13,167,147	16,895,193	1.2831	0.8020	9	7.52%	72.49%
XANXERÊ	10,165,730	11,223,622	12,416,298	1.1063	0.5299	15	10.41%	10.41%

1. Índice de Eficiência do Regulador: razão entre OPEX^C e OPEX^A

2. A variável "Weight" revela o quão perto o OPEX final (OPEX^A) ficou do OPEX inicialmente estimado (OPEX^E).

3. Ordem da empresa no processo de revisão tarifária.

Tabela 2. Estatísticas Descritivas das Variáveis do Modelo SFA

Variável	1998	1999	2000	2001	2002	2003	1998-2003	Intervalo
<i>OPEX</i>	98,905 (132857)	85,773 (111025)	84,953 (113274)	74,258 (100497)	70,455 (97838)	70,134 (97273)	80,640 (108952)	[2490, 559072]
<i>Q</i>	5,074,129 (8442352)	5,260,394 (8346455)	5,520,603 (8719154)	4,790,657 (7649132)	5,063,016 (7569014)	5,110,973 (7404106)	5,137,639 (7970465)	[103191, 37540051]
<i>LP</i>	38.9052 (18.9536)	32.4873 (14.7348)	35.9164 (18.517)	34.0834 (14.7472)	39.2159 (22.3052)	41.9181 (21.2112)	37.1144 (18.7994)	[6.5398, 128.4681]
<i>MP</i>	78.6138 (6.7104)	72.8605 (4.419)	70.946 (3.9627)	70.9966 (3.5699)	68.4405 (3.2352)	68.595 (3.4071)	71.701 (5.5173)	[60.008, 96.620]
<i>SP</i>	74.0168 (17.9825)	66.802 (18.4658)	64.4161 (16.9462)	61.4267 (14.435)	53.5491 (11.4705)	58.3822 (12.7854)	63.022 (16.7229)	[29.434, 98.120]
<i>CUSDEN</i>	25.7095 (18.6995)	26.6959 (19.1257)	27.9056 (20.0373)	28.7718 (20.4782)	30.8484 (21.8955)	32.0821 (22.4005)	28.6965 (20.4544)	[6.747, 137.093]
<i>INDSHARE</i>	0.2959 (0.1461)	0.2980 (0.1434)	0.3068 (0.1432)	0.3132 (0.1413)	0.3308 (0.1498)	0.3257 (0.1568)	0.3119 (0.1463)	[.0333, .6438]
<i>RESDEN</i>	2.1026 (0.6267)	2.0789 (0.6282)	2.0028 (0.5139)	1.7162 (0.4687)	1.6803 (0.4625)	1.6774 (0.4167)	1.8749 (0.5537)	[.663, 4.572]
<i>AREA</i>	129,178 (242029)	129,210 (239567)	129,203 (239564)	131,495 (241463)	126,671 (237902)	126,725 (237882)	128,723 (237747)	[252, 1253165]
<i>NUMCUST</i>	828,166 (1099440)	879,502 (1134211)	919,894 (1188028)	934,543 (1228822)	979,891 (1255942)	1,012,766 (1287816)	926,545 (1193257)	[19625, 5744178]
<i>INCOME</i>	5,769.74 (2804.22)	5,086.45 (2351.86)	5,160.16 (2379.3)	4,996.71 (2272.11)	4,386.60 (1880.11)	4,642.68 (1989.73)	5,001.43 (2317.13)	[1060.012, 12747]
<i>CAP</i>	3,218.57 (4908)	3,269.12 (4872.48)	3,269.12 (4872.48)	3,142.07 (4835.87)	3,206.25 (4751.46)	3,206.25 (4751.46)	3,218.73 (4792.04)	[.1, 22728.4]
<i>LEN</i>	41,998.10 (65700.6)	42,957.20 (65399.9)	42,957.20 (65399.9)	42,959.70 (66063.9)	42,131.10 (64894.5)	42,131.10 (64894.5)	42,520.10 (64850.3)	[720.3, 379518.58]
<i>UNDERGRD</i>	0.006592 (.0246)	0.006462 (.0244)	0.006462 (.0244)	0.005940 (.0244)	0.006338 (.0241)	0.006338 (.0241)	0.006356 (.0241)	[0, .1391]
<i>Nº OBSERV.</i>	50	51	51	50	52	52	306	

Valores médios informados para cada ano e para o período 1998-2003. Desvio padrão em parênteses.

Tabela 3. Estatísticas Descritivas das Variáveis incluídas nos Modelos GLM e OLS

<i>Variáveis Contínuas</i>	<i>Média</i>	<i>Desvio Padrão</i>	<i>Intervalo</i>	<i>Variáveis Categóricas</i>	<i>Valor</i>	<i>Frequência</i>
<i>WEIGHT</i>	0.641	0.323	(0, 0.998)	<i>PUBLIC</i>	0	34
<i>ANEELVSSFA</i>	1.087	0.202	(0.633, 1.719)		1	15
<i>ANEELVSDEA</i>	0.986	0.298	(0.459, 1.986)	<i>TCU</i>	0	37
<i>CUSDEN(LN)</i>	2.825	1.511	(0.250, 7.019)		1	12
<i>LPDIFF</i>	0.978	0.414	(0.301, 2.474)			
<i>INCOME (LN)</i>	2.065	0.558	(0.856, 3.795)			
<i>INDSHARE</i>	0.322	0.158	(0.039, 0.644)			
<i>SIZE (LN)</i>	0.702	1.567	(-2.083, 3.491)			
<i>CONSUMPTION</i>	-18.297	10.474	(-65.217, 6.820)			
<i>GROWTH</i>	12.194	13.607	(-22.525, 37.771)			
<i>LEARNING</i>	22.694	14.585	(0, 47)			

Tabela 4. Resultados da Fronteira Estocástica de Custos (SFA)

Variável	Formulações com Indicadores de Tempo			Formulações com Efeitos Fixos de Tempo		
	A	B	C	D	E	F
LnOpex						
LnQ	0.771*** (.025)	0.781*** (.023)	0.803*** (.035)	0.708*** (.018)	0.739*** (.017)	0.756*** (.017)
LnLP	0.442*** (.062)	0.403*** (.064)	0.409*** (.066)	0.395*** (.034)	0.348*** (.035)	0.366*** (.034)
LnMP	0.364*** (.116)	0.374*** (.112)	0.315*** (.114)	0.381*** (.068)	0.401*** (.069)	0.480*** (.069)
Cap	0.096*** (.027)	0.108*** (.027)	0.058* (.034)	0.103*** (.028)	0.102*** (.030)	0.080** (.028)
Len	0.561*** (.064)	0.561*** (.063)	0.522*** (.064)	0.534*** (.063)	0.525*** (.066)	0.516*** (.063)
LnIndShare	-0.007 (.034)	0.009 (.033)	-0.013 (.035)	-0.008 (.033)	-0.003 (.034)	0.009 (.033)
LnResDen	0.169* (.089)	0.157* (.088)	0.143 (.092)	0.131 (.089)	0.099 (.092)	0.145* (.087)
LnIncome	-0.179*** (.035)	-0.145*** (.037)	-0.186*** (.039)	-0.168*** (.037)	-0.139*** (.039)	-0.185*** (.040)
LnArea	0.072*** (.012)	0.074*** (.011)	0.066*** (.013)	0.074*** (.012)	0.073*** (.013)	0.073*** (.012)
LnCusDen	0.500*** (.061)	0.496*** (.061)	0.466*** (.064)	0.469*** (.062)	0.462*** (.064)	0.465*** (.061)
Undergrd	4.765*** (.589)	4.480*** (.582)	4.486*** (.563)	4.830*** (.602)	4.465*** (.611)	4.601*** (.583)
T	-0.054** (.027)	-0.052* (.026)	-0.051** (.025)			
LnQ*t	-0.015*** (.005)	-0.014*** (.005)	-0.007 (.005)			
LnLP*t	-0.012 (.017)	-0.010 (.017)	-0.014 (.017)			
LnMP*t	0.001 (.029)	0.001 (.027)	0.047 (.030)			
Tsq	-0.004 (.007)	-0.004 (.007)	-0.005 (.007)			
Private		-0.110** (.047)				
Private*t		0.006 (.012)				
Privtzed			-0.094* (.052)			
Alwspriv			-0.081 (.087)			
D1999				-0.039 (.033)	0.049 (.183)	-0.044 (.032)
D2000				-0.106*** (.033)	0.048 (.294)	-0.102*** (.033)
D2001				-0.150*** (.034)	0.029 (.346)	-0.147*** (.033)
D2002				-0.268*** (.035)	-0.075 (.355)	-0.273*** (.036)
D2003				-0.303*** (.036)	-0.137 (.337)	-0.308*** (.035)
Cons	-0.150** (.070)	0.001 (.052)	-0.142 (.089)	-0.200*** (.052)	-0.581 (.367)	-0.437*** (.105)
Insig2v						
Cons	-3.964*** (.307)	-3.734*** (.080)	-4.242*** (.486)	-3.898*** (.242)		
Insig2u						
Q	0.109* (.064)	0.606 (.761)	-0.063 (.102)	0.131** (.051)		
Cons	-4.423*** (1.193)	-15.104 (14.702)	-3.590*** (1.029)	-4.502*** (.956)		
Estatísticas						
N	306	306	306	306	306	306
LI	128.429	136.29	144.157	120.077	124.98343	134.31818
Chi2	21833.984	23964.368	17857.736	21535.49	28332.588	17974.398

Legenda: * p<0.10; ** p<0.05; *** p<0.01 . Desvio padrão em parêntesis. Os coeficientes dos termos quadrados e de interação entre variáveis da função translogarítmica foram omitidos por razões de espaço.

Tabela 5. Rankings e Índices de Eficiência

Ranking	ANEELLEFF		SFA2003		DEA2003	
	Empresa	Índice	Empresa	Índice	Empresa	Índice
1	ENERGIPE	0.848	RGE	1.045	AES-SUL	1.000
2	ENERSUL	0.871	CAT-LEO	1.057	CEMIG	1.000
3	COELCE	0.920	CELB	1.059	COELCE	1.000
4	CEMAT	0.949	ELETROACRE	1.060	CPFL	1.000
5	CEMIG	0.954	ELN/AM (MANAUS)	1.062	ELETROPAULO	1.000
6	SANTA MARIA	0.976	ENERSUL	1.065	ELN/AM (MANAUS)	1.000
7	CAT-LEO	0.998	COELCE	1.068	LIGHT	1.000
8	COELBA	1.013	COSERN	1.069	PIRATININGA	1.000
9	RGE	1.022	LIGHT	1.069	RGE	1.000
10	CERON	1.063	CEAL	1.070	ELETROACRE	1.000
11	CFLO	1.069	CEMAR	1.072	ELETROCAR	1.000
12	CELB	1.092	CENF	1.072	JAGUARI	1.000
13	XANXERÊ	1.106	ESCELSA	1.074	DMEPC	1.024
14	ELETROACRE	1.108	BANDEIRANTE 2	1.074	MOCOCA	1.073
15	SANTA CRUZ	1.109	CSPE	1.077	BANDEIRANTE 2	1.096
16	CENF	1.122	BOA VISTA	1.080	XANXERÊ	1.116
17	DMEPC	1.124	PIRATININGA	1.081	CELB	1.120
18	SAELPA	1.125	ELEKTRO	1.082	CFLO	1.138
19	CEEE	1.130	MOCOCA	1.083	COSERN	1.144
20	COPEL	1.135	COELBA	1.084	CELPA	1.153
21	CEPISA	1.136	SANTA CRUZ	1.088	CELESC	1.170
22	CELTINS	1.149	ELETROCAR	1.090	NACIONAL	1.171
23	CELPA	1.154	CELPE	1.090	ELEKTRO	1.183
24	ELN/AM (MANAUS)	1.165	CPFL	1.092	CSPE	1.206
25	CELESC	1.180	ENERGIPE	1.093	BOA VISTA	1.217
26	CEMAR	1.192	AES-SUL	1.093	ENERGIPE	1.221
27	CEAL	1.197	CEPISA	1.093	CELPE	1.233
28	COSERN	1.200	CERON	1.094	SANTA MARIA	1.233
29	CELG	1.201	CELTINS	1.095	CERON	1.258
30	CSPE	1.205	DMEPC	1.096	SAELPA	1.259
31	CAIUÁ	1.211	SAELPA	1.097	CENF	1.266
32	V. PARANAPANEMA	1.215	CFLO	1.101	ESCELSA	1.274
33	ELEKTRO	1.254	SANTA MARIA	1.101	COELBA	1.284
34	CELPE	1.257	CEB	1.106	CEEE	1.337
35	AES-SUL	1.268	NACIONAL	1.113	CEMAR	1.340
36	ESCELSA	1.269	CERJ	1.115	CEB	1.379
37	BANDEIRANTE 2	1.270	CEMAT	1.127	CEMAT	1.437
38	BRAGANTINA	1.276	CELPA	1.129	CEAL	1.449
39	MOCOCA	1.283	COPEL	1.132	COPEL	1.499
40	CPFL	1.302	CEEE	1.133	CERJ	1.522
41	NACIONAL	1.304	CELG	1.140	CEPISA	1.577
42	CERJ	1.318	JAGUARI	1.147	BRAGANTINA	1.600
43	BOA VISTA	1.354	CAIUÁ	1.148	ENERSUL	1.618
44	PIRATININGA	1.389	BRAGANTINA	1.151	V. PARANAPANEMA	1.647
45	ELETROCAR	1.409	ELETROPAULO	1.155	SANTA CRUZ	1.656
46	JAGUARI	1.415	V. PARANAPANEMA	1.179	CELG	1.692
47	CEB	1.768	XANXERÊ	1.196	CAIUÁ	1.733
48	LIGHT	1.830	CELESC	1.283	CAT-LEO	2.174
49	ELETROPAULO	1.986	CEMIG	1.506	CELTINS	2.381
	<i>Média</i>	1.202	<i>Média</i>	1.110	<i>Média</i>	1.283
	<i>Desvio Padrão</i>	0.217	<i>Desvio Padrão</i>	0.072	<i>Desvio Padrão</i>	0.302
	<i>Percentil 25%</i>	1.106	<i>Percentil 25%</i>	1.074	<i>Percentil 25%</i>	1.024
	<i>Percentil 75%</i>	1.270	<i>Percentil 75%</i>	1.127	<i>Percentil 75%</i>	1.437

Tabela 6. Resultados dos Modelos GLM e OLS

<i>Variável</i>	<i>GLM</i>		<i>OLS</i>	
	<i>Coefficiente</i>	<i>Efeito Marginal</i>	<i>ANEELvsSFA</i>	<i>ANEELvsDEA</i>
<i>INDSHARE</i>	-3.466** (1.560)	-0.741** (0.339)	-0.728*** (0.156)	-0.561** (0.271)
<i>INCOME (ln)</i>	1.223*** (0.468)	0.262** (0.103)	0.132** (0.050)	0.151* (0.075)
<i>SIZE (ln)</i>	0.313* (0.190)	0.067 (0.041)	0.048* (0.027)	0.039 (0.028)
<i>CONSUMPTION</i>	0.011 (0.018)	0.002 (0.004)	0.001 (0.002)	0.003 (0.002)
<i>GROWTH</i>	0.003 (0.016)	0.001 (0.003)	-0.001 (0.002)	0.001 (0.003)
<i>CUSDEN (ln)</i>	0.303* (0.176)	0.065* (0.038)	0.081*** (0.023)	0.124*** (0.040)
<i>TCU</i>	-0.694 (0.560)	-0.156 (0.132)	-0.058 (0.067)	-0.078 (0.104)
<i>PUBLIC</i>	0.144 (0.488)	0.030 (0.102)	-0.075 (0.063)	0.078 (0.085)
<i>LEARNING</i>	0.094*** (0.020)	0.020*** (0.005)	0.005** (0.002)	-0.001 (0.003)
<i>LPDIFF</i>			-0.029 (0.097)	
<i>Intercepto</i>	-3.515*** (1.232)		0.756*** (0.143)	0.533*** (0.172)
<i>Estatísticas</i>				
<i>N</i>	49		49	49
<i>Log</i>	-18.376			
<i>R²</i>			0.634	0.522

Desvios padrão robustos em parenteses

Legenda: * p<.1; ** p<.05; *** p<.01

APÊNDICE A
ÍNDICES DE EFICIÊNCIA DOS MODELOS SFA E DEA

EMPRESA	SFA						DEA					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	1998	1999	2000	2001	2002	2003
AES-SUL	1.062	1.056	1.076	1.078	1.101	1.093	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
BANDEIRANTE	1.378	1.205	1.146				1.000	1.000	1.000			
BANDEIRANTE 2					1.077	1.074					1.000	1.096
BOA VISTA	1.071	1.101	1.057	1.046	1.085	1.080	1.238	1.381	1.333	1.196	1.205	1.217
BRAGANTINA	1.079	1.091	1.121	1.120	1.128	1.151	1.325	1.294	1.575	1.623	1.629	1.600
CAIUÁ	1.101	1.107	1.106	1.149	1.132	1.148	1.397	1.364	1.517	1.639	1.692	1.733
CAT-LEO	1.073	1.066	1.078	1.075	1.066	1.057	1.869	1.582	1.873	2.024	1.946	2.174
CEAL	1.090	1.079	1.084	1.073	1.071	1.070	1.575	1.464	1.555	1.656	1.664	1.449
CEB	1.113	1.096	1.103	1.105	1.097	1.106	1.443	1.376	1.359	1.295	1.393	1.379
CEEE	1.154	1.121	1.113	1.161	1.174	1.133	1.520	1.447	1.451	1.372	1.397	1.337
CELB	1.110	1.094	1.083	1.065	1.063	1.059	1.460	1.357	1.361	1.481	1.418	1.120
CELESC	1.424	1.358	1.353	1.304	1.512	1.283	1.572	1.447	1.420	1.218	1.261	1.170
CELG	1.065	1.135	1.171	1.181	1.126	1.140	1.536	1.515	1.828	1.984	1.761	1.692
CELPA	1.092	1.165	1.176	1.188	1.151	1.129	1.412	1.333	1.239	1.136	1.217	1.153
CELPE	1.227	1.202	1.124	1.098	1.102	1.090	1.381	1.304	1.307	1.387	1.399	1.233
CELTINS	1.089	1.096	1.085	1.118	1.100	1.095	2.410	2.058	2.257	2.801	2.525	2.381
CEMAR	1.083	1.108	1.123	1.118	1.081	1.072	1.377	1.460	1.451	1.441	1.433	1.340
CEMAT	1.063	1.114	1.135	1.145	1.112	1.127	1.818	1.445	1.618	1.678	1.575	1.437
CEMIG	1.422	1.620	1.593	1.493	1.498	1.506	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
CENF	1.157	1.124	1.129	1.135	1.090	1.072	1.309	1.309	1.316	1.403	1.441	1.266
CEPISA	1.111	1.139	1.138	1.094	1.129	1.093	1.748	1.706	1.642	1.692	1.724	1.577
CERJ	1.144	1.126	1.116	1.125	1.126	1.115	1.437	1.342	1.534	1.490	1.570	1.522
CERON	1.111	1.118	1.130	1.089	1.095	1.094	1.486	1.406	1.451	1.178	1.277	1.258
CFLO	1.048	1.059	1.079	1.071	1.084	1.101	1.047	1.227	1.107	1.075	1.124	1.138
COELBA	1.104	1.075	1.091	1.121	1.080	1.084	1.486	1.109	1.383	1.709	1.439	1.284
COELCE	1.114	1.097	1.103	1.081	1.068	1.068	1.115	1.060	1.100	1.120	1.096	1.000
COPEL	1.144	1.131	1.148	1.057	1.142	1.132	1.453	1.192	1.330	1.064	1.302	1.499
COSERN	1.081	1.056	1.062	1.064	1.072	1.069	1.300	1.009	1.235	1.326	1.318	1.144
CPFL	1.216	1.185	1.132	1.127	1.129	1.092	1.073	1.000	1.127	1.000	1.004	1.000
ELEKTRO		1.122	1.109	1.081	1.070	1.082		1.174	1.164	1.193	1.004	1.183
ELETROPAULO	1.489	1.289	1.390	1.210	1.131	1.155	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
MANAUS	1.051	1.098	1.058	1.074	1.061	1.062	1.000	1.160	1.136	1.000	1.000	1.000
ENERGIPE	1.091	1.070	1.098	1.111	1.112	1.093	1.342	1.062	1.316	1.404	1.387	1.221
ENERSUL	1.074	1.080	1.085	1.068	1.066	1.065	1.773	1.475	1.748	1.783	1.712	1.618
ESCELSA	1.108	1.135	1.114	1.095	1.078	1.074	1.208	1.074	1.215	1.295	1.171	1.274
LIGHT	1.233	1.179	1.148	1.131	1.105	1.069	1.000	1.000	1.055	1.000	1.000	1.000
NACIONAL	1.065	1.075	1.086	1.063	1.088	1.113	1.000	1.088	1.112	1.116	1.189	1.171
PIRATININGA					1.127	1.081					1.000	1.000
RGE	1.049	1.059	1.064	1.055	1.057	1.045	1.499	1.000	1.142	1.133	1.092	1.000
SAELPA	1.088	1.083	1.099	1.100	1.103	1.097	1.546	1.264	1.502	1.616	1.553	1.259
SANTA CRUZ	1.080	1.071	1.078	1.091	1.077	1.088	1.328	1.222	1.565	1.799	1.773	1.656
SANTA MARIA	1.091	1.081	1.080	1.103	1.083	1.101	1.182	1.067	1.182	1.282	1.224	1.233
V. PARANAP.	1.090	1.116	1.118	1.147	1.138	1.179	1.295	1.321	1.493	1.567	1.647	1.647
COCEL	1.115	1.087	1.083	1.092	1.100	1.132	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
CSPE	1.093	1.063	1.052	1.050	1.053	1.077	1.473	1.323	1.222	1.112	1.151	1.206
DMEPC	1.146	1.112	1.115	1.119	1.106	1.096	1.217	1.285	1.292	1.299	1.233	1.024
ELETROACRE	1.038	1.062	1.071	1.065	1.088	1.060	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
ELETROCAR	1.076	1.054	1.058	1.075	1.087	1.090	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
JAGUARI	1.135	1.081	1.068	1.091	1.099	1.147	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
MOCOCA	1.056	1.044	1.045	1.053	1.060	1.083	1.000	1.000	1.000	1.000	1.093	1.073
SULGIPE	1.047	1.066	1.071	1.096	1.103	1.146	1.000	1.181	1.235	1.292	1.321	1.471
CPEE	1.148	1.100	1.055	1.066	1.071	1.101	1.686	1.479	1.064	1.014	1.041	1.145
XANXERÊ	1.103	1.098	1.148	1.143	1.141	1.196	1.000	1.052	1.202	1.172	1.131	1.116
Média	1.128	1.121	1.121	1.113	1.113	1.111	1.327	1.243	1.314	1.341	1.318	1.279
Desvio Padrão	0.100	0.092	0.092	0.072	0.084	0.070	0.299	0.224	0.269	0.354	0.314	0.298

APÊNDICE B

ÍNDICES MALMQUIST DE INCREMENTO DE PRODUTIVIDADE

EMPRESA	1999/1998	2000/1999	2001/2000	2002/2001	2003/2002	2003/1998
AES-SUL	8.48%	6.74%	8.45%	6.64%	10.27%	47.67%
BANDEIRANTE	23.83%	15.79%				43.39%
BANDEIRANTE 2					10.78%	10.78%
BOA VISTA	-0.44%	7.60%	5.24%	0.73%	5.80%	20.16%
BRAGANTINA	2.32%	1.18%	4.77%	4.55%	3.71%	17.61%
CAIUÁ	3.30%	4.37%	0.63%	6.68%	4.36%	20.78%
CAT-LEO	5.25%	3.89%	5.64%	6.83%	7.46%	32.62%
CEAL	6.88%	5.65%	7.59%	7.27%	7.97%	40.72%
CEB	9.12%	7.23%	8.28%	9.83%	8.73%	51.31%
CEEE	11.98%	10.12%	5.06%	8.85%	14.32%	61.21%
CELB	5.51%	5.95%	7.00%	5.65%	6.27%	34.29%
CELESC	13.76%	9.52%	13.50%	-6.77%	28.56%	69.48%
CELG	0.90%	5.12%	8.18%	14.80%	9.06%	43.65%
CELPA	0.00%	6.25%	6.69%	11.63%	10.90%	40.32%
CELPE	10.24%	15.50%	11.40%	8.97%	11.25%	71.96%
CELTINS	2.61%	4.84%	1.26%	6.67%	6.05%	23.23%
CEMAR	3.60%	5.31%	7.83%	11.25%	9.02%	42.70%
CEMAT	1.68%	4.97%	6.52%	11.00%	7.04%	35.08%
CEMIG	-4.75%	12.86%	18.56%	11.59%	11.91%	59.16%
CENF	5.56%	2.47%	2.73%	7.92%	6.17%	27.31%
CEPISA	3.00%	6.23%	10.55%	3.60%	11.25%	39.42%
CERJ	9.74%	9.64%	8.16%	9.28%	11.00%	57.86%
CERON	5.19%	4.97%	10.43%	6.60%	7.83%	40.16%
CFLO	1.00%	0.76%	3.90%	2.44%	2.64%	11.17%
COELBA	11.03%	7.22%	6.18%	13.60%	9.89%	57.77%
COELCE	9.61%	7.74%	11.11%	10.62%	9.98%	59.63%
COPEL	10.56%	8.11%	19.19%	2.18%	12.59%	63.90%
COSERN	9.47%	6.72%	7.51%	7.48%	9.19%	47.40%
CPFL	12.26%	14.95%	11.01%	10.75%	15.22%	82.79%
ELEKTRO		10.16%	12.03%	10.81%	8.90%	48.91%
ELETROPAULO	25.34%	2.29%	26.20%	19.81%	10.63%	114.45%
ELN/AM (MANAUS)	1.37%	11.13%	6.16%	9.46%	8.89%	42.55%
ENERGIPE	8.40%	3.84%	5.76%	7.43%	9.84%	40.48%
ENERSUL	6.10%	6.87%	9.36%	8.47%	9.01%	46.63%
ESCELSA	5.43%	10.50%	10.62%	11.05%	10.24%	57.77%
LIGHT	14.44%	13.09%	12.34%	13.60%	15.04%	90.02%
NACIONAL	1.98%	2.46%	6.13%	1.93%	2.55%	15.92%
PIRATININGA					15.38%	15.38%
RGE	6.43%	7.15%	9.23%	8.76%	10.82%	50.14%
SAELPA	6.36%	4.74%	6.79%	7.18%	8.34%	38.17%
SANTA CRUZ	4.20%	3.26%	3.38%	6.68%	4.80%	24.36%
SANTA MARIA	3.05%	2.53%	0.59%	5.23%	2.26%	14.36%
V. PARANAPANEMA	0.94%	3.77%	1.74%	5.89%	1.79%	14.86%
COCEL	4.13%	2.47%	1.62%	2.22%	0.32%	11.20%
CSPE	5.49%	4.12%	3.57%	3.35%	1.86%	19.76%
DMEPC	5.55%	2.73%	2.65%	4.60%	4.68%	21.86%
ELETROACRE	0.94%	2.98%	4.75%	2.26%	7.44%	19.63%
ELETROCAR	2.89%	0.93%	0.20%	1.46%	2.87%	8.61%
JAGUARI	7.74%	4.61%	1.53%	3.54%	0.16%	18.67%
MOCOCA	2.54%	1.80%	1.65%	2.59%	1.47%	10.45%
SULGIPE	-0.91%	0.90%	-0.62%	1.47%	-1.21%	-0.40%
CPEE	6.48%	6.64%	1.59%	2.55%	0.71%	19.13%
XANXERÊ	1.64%	-3.16%	2.58%	2.83%	-1.85%	1.90%
<i>Média</i>	6.04%	6.03%	6.94%	6.88%	7.77%	
<i>Índice Cumulativo</i>	6.04%	12.44%	20.25%	28.52%	38.50%	