



CUSTOS TOTAIS NO MODELO DE EFICIÊNCIA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA BRASILEIRAS: UMA ANÁLISE

TOTAL COSTS IN THE BRAZILIAN EFFICIENCY MODEL OF ENERGY DISTRIBUTORS: AN ANALYSIS

Sandra de Sousa Xavier, Instituto Federal Goiano, Brasil, sandra.xavier@ifgoiano.edu.br

Robinson Semolini, Elektro, Brasil, robinson.semolini@elektro.com.br

Resumo

Este artigo analisa a eficiência das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, considerando os custos totais. O impacto da inclusão dessa variável é avaliado através de quatro diferentes modelos de eficiência, empregando as metodologias DEA (*Data Envelopment Analysis*) e SFA (*Stochastic Frontier Analysis*). A aplicação foi conduzida com dados de uma amostra de 60 distribuidoras divididas em dois períodos: 2008 a 2010 para cálculo da fronteira de eficiência e 2011 a 2012 para validação da metodologia. Os resultados mostraram que em média os custos totais estimados pelos métodos de *benchmarking* foram aproximadamente 7% menores do que o praticado em 2011 e 2012, ou seja, as distribuidoras necessitariam reduzir em média aproximadamente R\$ 40 milhões/ano dos seus custos totais.

Palavras-chave: Regulação por incentivos; *Benchmarking*; Distribuição de Energia Elétrica; *Data Envelopment Analysis* – DEA; *Stochastic Frontier Analysis* - SFA

Abstract

This article analyzes the efficiency of electricity distributors in Brazil, considering the total costs. The impact of the inclusion of this variable is evaluated through four different efficiency models, using the Data Envelopment Analysis (DEA) and SFA (Stochastic Frontier Analysis) methodologies. The application was conducted with a sample data of 60 distributors divided into two periods: 2008 to 2010 to calculate the efficiency frontier and 2011 to 2012 to validate the methodology. The results showed that on average the total costs estimated by the benchmarking methods were approximately 7% lower than those practiced in 2011 and 2012, ie, energy distributors would need to reduce on average approximately R\$ 40 million / year of their total costs.

Keywords: *Incentive regulation; Benchmarking; Electric Power Distribution; Data Envelopment Analysis – DEA; Stochastic Frontier Analysis - SFA*

1. INTRODUÇÃO

Desde 1990, vários setores de infraestrutura ao redor do mundo, dentre eles o elétrico, iniciaram um longo processo de reformas, caracterizado por substituir a regulação pela taxa de retorno pela regulação por incentivos. Embora as estruturas dos setores elétricos e as metodologias adotadas nas reformas variem, o objetivo principal de melhoria da eficiência é mantido (GIANNAKIS, s e POLLITT, 2005).

A regulação pela taxa de retorno, amplamente empregada antes do processo de reformas, revelou um efeito adverso, qual seja, o estímulo ao sobre investimento por parte das empresas, com intuito de obter maior remuneração de capital. Esse é conhecido na literatura como efeito



Averch-Johnson (AVERCH e JOHNSON, 1962). Nesse cenário o consumidor paga, na tarifa, mais do que deveria e é, portanto, penalizado.

Após o processo de reformas, a regulação por incentivos tem se tornado popular nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica. Tal escolha se baseia no estímulo dado as concessionárias no sentido de se tornarem mais eficientes (ERGAS e SMALL, 2001). Para tanto, técnicas de *benchmarking* são aplicadas na detecção de ineficiências no uso dos recursos. Em poucas palavras, essas técnicas visam comparar empresas similares inseridas em um ambiente competitivo (LOWRY e GETACHEW, 2009).

No Brasil, a regulação pela taxa de retorno é parcialmente empregada na definição dos custos de capital; enquanto, a regulação por incentivos é integralmente aplicada no cálculo dos custos operacionais eficientes das distribuidoras de energia. Todavia, as melhores práticas de regulação econômica seguem uma tendência distinta: a adoção da regulação por incentivos nos custos de capital e nos custos operacionais. A prática é fundamentada na existência de um potencial *trade-off* entre os mesmos (GIANNAKIS *et al.*, 2005). Ao adotar parcialmente a regulação pela taxa de retorno nos custos de capital e a regulação por incentivos nos custos operacionais, as concessionárias buscarão, concomitantemente, elevar os primeiros e reduzir os últimos (JAMASB e POLLITT, 2003).

Neste contexto, o presente artigo propõe a utilização dos custos totais no modelo de análise de eficiência das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, sob a perspectiva da regulação por incentivos.

Vários artigos sobre análise de eficiência das distribuidoras de energia brasileiras têm sido publicados, mas de acordo com o nosso melhor entendimento, não há nenhum que avalie o efeito econômico da adoção dos custos totais no modelo de eficiência. Xavier, Lima, Lima e Lopes (2015) propõem uma forma alternativa de análise de eficiência das distribuidoras brasileiras, motivada pela grande extensão territorial do país. Apesar da utilização dos custos totais, através de variáveis físicas como *proxy*, o foco do artigo não é a avaliação do seu impacto econômico. Costa, Lopes e Matos (2015) avaliam os modelos de custos operacionais propostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e discutem as suas principais inconsistências. Corton, Zimmermann e Phillips (2016) investigam o efeito da regulação por incentivos nos custos operacionais das distribuidoras brasileiras, com enfoque no aspecto da qualidade do serviço. Altoé, Júnior, Lopes, Veloso e Saurin (2017) analisam a relação entre a eficiência técnica e algumas variáveis financeiras relacionadas com o gerenciamento de capital. Para tanto, são usados custos operacionais, custos relacionados com a qualidade do serviço e perdas não técnicas. Gil, Costa, Lopes e Mayrink (2017) examinam a correlação estatística entre os *scores* de eficiência e as variáveis ambientais, com a adoção dos custos operacionais como insumo.

Apesar dos artigos supracitados, estudos que investiguem os efeitos da regulação por incentivos nos custos totais das distribuidoras de energia elétrica brasileiras ainda se fazem necessários. No momento, a proposta é objeto de estudo interno pela ANEEL. Contudo, face a tendência mundial, uma mudança no sentido dos custos totais se tornará essencial. Assim, este artigo fornece uma evidência empírica do impacto da adoção dos custos totais na análise de eficiência, através da comparação entre quatro modelos distintos.



2. REGULAÇÃO NACIONAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA

Desde 2003, as distribuidoras têm sido reguladas pelo modelo preço teto, que especifica uma taxa média sob a qual os preços das tarifas devem ser ajustados, considerando a inflação (I) e metas de produtividade (Fator X).

O segmento de distribuição completou três períodos de revisões tarifárias (2003-2006, 2007-2010 e 2011-2014) e está completando o quarto (2015-2018). Durante a revisão são redefinidos os custos de capital e o nível eficiente dos custos operacionais, a chamada Parcela B.

2.1 Custos de Capital

Os custos de capital são compostos pela Remuneração do Capital (RC) e a Quota de Reintegração Regulatória (QRR). A RC é resultado da multiplicação entre a Taxa de Remuneração e a Base de Remuneração Líquida, que corresponde aos investimentos reconhecidos e não depreciados. Já a QRR é calculada a partir do produto entre a Taxa de Depreciação média e a Base de Remuneração Bruta, que corresponde aos investimentos totais reconhecidos.

Na quarta revisão, a base de ativos avaliada previamente nos ciclos anteriores, base blindada, foi mantida e atualizada pelo índice de inflação IGP-M. Já os novos ativos, base incremental, foram valorados de acordo com o conceito de Custo de Reposição Otimizado e Depreciado¹. Ademais, aplica-se um índice de aproveitamento sobre todos os ativos aceitos, visando reduzir o sobre investimento.

São utilizados tanto o Banco de Preços da Concessionária, como o Banco de Preços Referenciais, representação dos custos médios regulatórios de Componentes Menores (COM) e Custos Adicionais (CA), que compõem o valor final dos ativos fixos (Valor Novo de Reposição - VNR), conforme a Equação 1:

$$\text{VNR} = \text{EP} + \text{COM} + \text{CA} + \text{JOA}$$

(1)

Sendo:

EP – Equipamentos Principais – como disjuntor e transformador de corrente;

COM – componentes fixos associados a um determinado padrão construtivo, como cabos de controle e isoladores;

CA – custos necessários para colocação do bem em operação, compostos por custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete;

JOA – Juros sobre Obras em Andamento – remuneração da obra em curso, aplicado sobre o total dos itens anteriores, para subestações, linhas e redes de distribuição.

O EP é valorado de acordo com o Banco de Preços da Concessionária, enquanto COM e CA são valorados pelo Banco de Preços Referenciais, que se tornou um mecanismo de incentivo sob os custos de capital.

O Banco de Preços Referenciais foi estruturado de forma modular, em que se associa um módulo a cada EP, de acordo com os grupos de concessionárias. O regulador aplicou a técnica

¹ Esse conceito consiste no custo atual de repor um ativo novo, livre de aperfeiçoamentos tecnológicos, a menos que o mesmo não possua equivalentes atuais.



clustering para segregar as 63 distribuidoras em 5 grupos, com intuito de respeitar os diferentes níveis de investimento em sistemas de distribuição. Após o agrupamento, cada distribuidora terá o custo médio do seu grupo, considerando as diferenças entre as concessões na valoração dos ativos. Conhecidos os preços dos EP, COM, CA e JOA, calcula-se o VNR, parte integrante da Base de Remuneração Bruta.

2.2 Custos Operacionais

Nessa parte da Parcela B é aplicada a metodologia DEA com restrição aos pesos. Os insumos são os custos operacionais. Os produtos são extensão de rede subterrânea, extensão de rede área, extensão de rede de alta tensão, energia distribuída, número de consumidores, perdas não técnicas e qualidade do serviço. A amostra é constituída por 61 distribuidoras, com os valores médios das variáveis nos anos de 2011 a 2013. Foi preservado o retorno não decrescente de escala e a orientação insumo. Conhecido o aspecto determinístico da metodologia DEA, o regulador opta por criar intervalos de confiança ao redor dos *scores* de eficiência através do método *bootstrap*.

A partir dessas restrições é definida uma meta de custos operacionais regulatórios a ser alcançada ao longo do período tarifário. No momento da revisão, a meta regulatória é comparada com a cobertura de custos operacionais presente na tarifa da concessionária. A partir da diferença entre estas, é determinada uma trajetória regulatória. Parte da diferença será incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente será considerada no Fator X (ANEEL, 2015).

3. REGULAÇÃO INTERNACIONAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA

Ao contrário dos primeiros anos da reforma do setor elétrico, quando os reguladores estavam preocupados com os custos operacionais, uma questão emergente que se coloca é como garantir o nível eficiente de investimentos das concessionárias de distribuição de energia. Ao longo dos anos, as distribuidoras de energia têm melhorado o seu desempenho em resposta a regulação por incentivos. Contudo, a necessidade de investimentos significativos nos próximos anos, combinado com o incentivo de redução de custos, ressalta um novo desafio entre eficiência e investimento suficientes (POUDINEH e JAMASB, 2015).

Essa visão abrangente dos custos totais é motivada por diversas razões, entre elas o *trade-off* entre custos operacionais e custos de capital, a liberdade dada as concessionárias na escolha de estratégias distintas e o *trade-off* entre custos eficientes e qualidade.

Uma análise que segregue os custos operacionais e os custos de capital estimula a substituição entre essas categorias de custos (JAMASB e POLLITT, 2001). Considere, um modelo de *benchmarking*, no qual os custos operacionais são o insumo, a extensão de rede de distribuição é o produto e os custos de capital são tratados isoladamente. As concessionárias ampliarão os investimentos com foco na maximização do retorno de capital e dos produtos, resultando em maior eficiência operacional; porém, as tarifas se tornarão mais elevadas.

As distribuidoras podem adotar diferentes combinações entre custos operacionais e custos de capital para operar e melhorar a sua rede (GIANNAKIS *et al.*, 2005). Ao considerar os custos totais, as distribuidoras são livres para decidir sobre a composição ótima entre os custos.



Ademais, os custos totais desempenham um papel importante na análise da qualidade do serviço. Quanto mais as distribuidoras investem na confiabilidade da rede, maior os custos totais e os custos marginais para melhoria da qualidade. Portanto, a consideração do TOTEX (Custos Totais: somatório entre os Custos Operacionais - OPEX e os Custos de Capital - CAPEX) no modelo de *benchmarking* se mostra apropriado para avaliar este possível *trade-off* (GROWITSCH, JAMASB, MULLER e WISSNER, 2010).

Pela reunião das razões supracitadas, o uso do TOTEX é considerado uma das melhores práticas regulatórias, de acordo com a pesquisa conduzida por Haney e Pollitt (2009). Resultado semelhante é apresentado em Mesquita (2017), que investigou os aspectos da análise de eficiência atualmente empregada em países europeus e latino-americanos. Foram analisados 10 países da Europa e 8 países da América Latina. Observou-se que a maioria dos países pesquisados, tanto na Europa, quanto na América Latina usam o TOTEX.

Contudo, adotar os custos totais nos modelos de eficiência também pode significar forte incentivo para redução dos custos de capital, podendo comprometer os investimentos de longo prazo (POLLITT, 2005). O possível efeito adverso de desestímulo aos investimentos e comprometimento do futuro desempenho das redes de distribuição de energia tem sido apontado como uma das possíveis causas para a não adoção do TOTEX no modelo de eficiência pela ANEEL. Todavia, a agência reconhece o seu uso como uma tendência internacional:

“Discussões como esta apontam em direção do uso de um modelo de *benchmark* baseado em TOTEX, o que tem sido uma tendência na experiência regulatória internacional. Contudo, um avanço nesse sentido requer um estudo muito mais aprofundado e, certamente, um espaço para transição metodológica e adaptação dos agentes” (ANEEL, 2014, p.8).

Referido efeito adverso não foi observado por Cullmann e Nieswand (2016) ao analisar os efeitos da regulação por incentivos no comportamento acerca de investimentos de 109 distribuidoras de energia alemãs. Os resultados mostram um aumento nos investimentos a partir de 2009, tanto para empresas públicas quanto para empresas privadas. Os autores concluem que uma análise das decisões de investimento devem incluir todos os aspectos institucionais da regulação por incentivos.

Sob uma perspectiva semelhante, Poudineh e Jamasb (2016) exploram quais são os determinantes nas decisões de investimento de 129 distribuidoras de energia norueguesas no período compreendido entre 2004 e 2010. Os resultados mostram que os principais fatores que influenciam estas decisões são a taxa de retorno sob o investimento do período anterior, os custos sócio econômicos e a vida útil dos ativos.

Cambini, Fumagalli e Rondi (2016) investigam a relação entre incentivo, qualidade do serviço e nível de investimentos das distribuidoras de energia italianas. Os resultados revelaram uma relação de causalidade entre incentivos e nível de investimento e ainda, que penalidades são mais eficazes do que recompensas no processo de melhoria de desempenho.

4. MÉTODOS DE *BENCHMARKING*

Os avanços mais recentes no campo de estudos sobre eficiência, microeconomia e econometria, estão focados na análise da fronteira de eficiência. Conhecida a impossibilidade de observação



das fronteiras de eficiência teóricas, a eficiência é determinada mediante fronteiras empíricas, estimadas através da observação da utilização mínima de insumos, dado um nível de produtos, ou fabricação máxima de produtos, dado um nível de insumos. O presente artigo emprega a metodologia DEA e o método SFA na estimativa da eficiência das distribuidoras de energia brasileiras.

4.1 Data Envelopment Analysis – DEA

DEA é uma metodologia não paramétrica que utiliza dados reais para medir a eficiência relativa de uma *Decision Making Unit* - DMU. Ela foi proposta por Charnes, Cooper e Rhodes em 1978 para calcular a eficiência de organizações que operavam com retorno constante de escala (do inglês: *Constant Return to Scale* - CRS); posteriormente tal metodologia foi aprimorada por Banker, Charnes e Cooper em 1984 para incluir na análise organizações que operavam com retorno variável de escala (do inglês: *Variable Return to Scale* - VRS).

A análise de eficiência pode visar a minimização dos insumos ou a maximização dos produtos. O resultado de um modelo orientação-insumo é máxima redução possível no nível dos insumos, mantendo-se o nível de produtos. O resultado de um modelo orientação-produto é máxima expansão possível no nível dos produtos, mantendo-se o nível de insumos.

A maioria dos modelos DEA considera retorno constante ou variável de escala. Sob o retorno constante, os insumos e os produtos diminuem (ou aumentam) na mesma proporção ao longo da fronteira. Quando a tecnologia empregada apresenta retorno crescente, constante ou decrescente ao longo dos diferentes segmentos da fronteira, o modelo VRS é mais apropriado.

O score de eficiência da empresa i de N empresas em um modelo CRS apresenta a forma especificada pela Equação (2), onde θ é um escalar (igual ao *score* de eficiência) e λ é um vetor $N \times 1$ que representa o peso de cada DMU na construção da empresa de referência.

Assumindo que as empresas usam E insumos e M produtos, X e Y representam a matriz insumo $E \times N$ e a matriz produto $M \times N$, respectivamente. Os vetores coluna de insumos e produtos da empresa i são representados por x_i e y_i , respectivamente.

Na Equação 2, a empresa i é comparada com uma combinação linear das empresas da amostra que produzem pelo menos o mesmo nível de produto com o mínimo possível de insumos. Ela é calculada uma vez para cada empresa.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min}_{\theta, \lambda} \theta \\
 & \text{s.t.} \\
 & y_i \leq Y\lambda \\
 & \theta x_i \geq X\lambda \\
 & \lambda \geq 0
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

No modelo VRS, a restrição de convexidade $\sum \lambda = 1$ é adicionada com intuito de garantir que a empresa sob análise será comparada apenas com aquelas de tamanho similar. Se a empresa i tem um valor de θ igual a 1, significa que ela usa o nível mínimo de insumo, sendo, portanto, considerada eficiente. Senão, o valor de θ é menor do que 1, ressaltando que a empresa utiliza mais insumos do que o necessário, tornando-se ineficiente.



Banker, Charnes e Cooper (1984) afirmam que a vantagem mais importante desta metodologia é a obtenção direta do *score* de eficiência, sem a necessidade de definição prévia da função de produção. A metodologia lida de modo direto com múltiplos insumos de produtos, e o modelo de programação linear facilita a implementação.

4.2 Stochastic Frontier Analysis – SFA

O método paramétrico SFA foi originalmente desenvolvido por Aigner, Lovell e Schmidt (1977) e Meeusen e Broeck (1977), que permite estimar a ineficiência associada a uma função de produção, ou custo.

A fronteira estocástica é constituída por: (i) componente determinístico; (ii) componente estocástico que representa o erro aleatório na estimação da fronteira; (iii) e o componente da ineficiência de cada empresa. Ela é calculada, na maioria dos estudos, através da forma funcional Cobb-Douglas orientada ao insumo, com dados empilhados, vide Equação 3:

$$\ln(\text{custo}_{it}) = \beta' \ln(x_{it}) + v_{it} + u_{it} \quad (3)$$

O modelo SFA permite desagregar o erro em dois componentes independentes v_{it} e u_{it} , e não correlacionados com as variáveis explicativas (COELLI, 2005).

O componente v_{it} é o ruído aleatório que representa o desvio do componente determinístico da fronteira devido à não inclusão de alguma variável explicativa, ou a erros de medição. Ainda, adota-se as premissas de independência do erro v_{it} , identicamente distribuídos (i.i.d.), normalmente distribuído com média zero e variância σ_v^2 constante. Este termo do erro apresenta todas as características do erro do modelo clássico de regressão linear.

O componente u_{it} é um termo positivo de erro que reflete a ineficiência do custo por parte das firmas. Este termo indica o excesso do custo em relação à fronteira estocástica. Quando nulo, indica que a firma está na fronteira da eficiência. A distribuição de probabilidade proposta para o termo u , por Aigner, Lovell & Schmidt (1977), foi a distribuição Half-Normal, Equação 4:

$$u_{it} = |U| \sim N^+ [0, \sigma_u^2] \quad (4)$$

Sendo o modelo denominado SFA-ALS. Ainda hoje, esta é a especificação de modelo SFA mais utilizada na literatura. Posteriormente, foram propostas outras distribuições para o termo u , sendo as mais utilizadas a distribuição Exponencial, Normal Truncada e Gama (COELLI, 2005).

5. METODOLOGIA

5.1 Escolha das variáveis

A decisão acerca das variáveis de insumo e produto é um aspecto crucial dentro dos métodos de *benchmarking*, especialmente em DEA, dado que o seu poder discriminatório diminui na medida em que o número de variáveis aumenta (KIRSCHEN, 1997). Portanto, o pesquisador precisa ser parcimonioso na escolha das variáveis, optando por aquelas que melhor descrevem o processo avaliado.



Não há consenso sobre quais são as variáveis que melhor descrevem o processo de distribuição de energia elétrica. Jamasb e Pollitt (2001) pesquisaram as variáveis mais utilizadas nos estudos de *benchmarking* das distribuidoras. Entre os insumos, destacam-se: custos operacionais, número de empregados, capacidade do transformador e extensão de rede. Com relação aos produtos, energia distribuída e número de consumidores são as escolhas mais comuns.

Neste estudo são utilizadas variáveis monetárias e físicas amplamente adotadas nos estudos de *benchmarking*, bem como indicadores de perdas não técnicas e qualidade. As variáveis monetárias são os Custos Operacionais (OPEX) e os Custos Totais (TOTEX). As variáveis físicas são as mesmas adotadas pela ANEEL no ciclo tarifário atual, qual seja: rede subterrânea, extensão de rede área, extensão de rede de alta tensão, energia distribuída e número de consumidores. Os indicadores de perdas não técnicas e de qualidade do serviço também são os mesmos adotados pelo regulador brasileiro, sendo considerada a diferença entre o valor real alcançado pela distribuidora e o valor esperado definido pelo regulador (ANEEL, 2014).

5.2 Dados

É conduzida uma análise de eficiência com a amostra de 60 distribuidoras no Brasil no período de 2008 a 2012. Os dados podem ser encontrados no site ANEEL (www.aneel.gov.br) e foram divididos em dois períodos: 2008 a 2010 para cálculo da fronteira de eficiência e 2011 a 2012 para validação do modelo.

A metodologia de cálculo dos custos de capital foi a mesma utilizada pelo regulador no cálculo do ganho de produtividade, disponível na Nota Técnica nº 185 de 2014 da Superintendência de Regulação Econômica (ANEEL, 2014). Enquanto os custos operacionais e os produtos foram extraídos da base de dados que acompanha a Nota Técnica nº 66 de 2015 da Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado e da Superintendência de Gestão Tarifária (ANEEL, 2015). A Tabela 1 mostra a estatística descritiva da amostra avaliada, na forma de mínimo, mediana, máximo, desvio-padrão e coeficiente de variação.

DESCRIÇÃO	UNIDADE	MÍNIMO	MEDIANA	MÁXIMO	D. PADRÃO
Custos Totais (y_1)	R\$	1.735.006	238.150.579	3.960.885.782	741.770.839
Custos Operacionais (y_2)	R\$	236.816	84.614.727	1.842.082.060	380.372.301
Rede subterrânea (x_1)	Km	0	39	5.783	1.227
Rede aérea (x_2)	Km	49	21.340	482.252	76.451
Rede alta tensão (x_3)	Km	2	1.123	16.100	2.825
Energia distribuída (x_4)	MWh	5.982	926.303	21.057.656	3.813.748
Consumidores (x_5)	Pessoas	2.390	449.202	7.483.776	1.529.730
Perdas Não Técnicas (x_6)	MWh	387	133.108	2.216.685	443.588
Qualidade (x_7)	Horas	2.805	6.961.911	174.220.669	24.468.784

Tabela 1 – Resumo Estatístico das Variáveis

Como pode-se observar há uma grande variabilidade de dados entre as empresas, com destaque para a rede subterrânea, que encontra-se apenas nas grandes capitais do país.



5.3 Modelos

Foram construídos quatro modelos distintos reunidos na Tabela 2: três baseados na metodologia DEA, e um fundamentado no método SFA. Os dois primeiros modelos foram selecionados para avaliar o impacto do TOTEX na análise de eficiência. Tal escolha foi subsidiada através da revisão de literatura apresentada na Seção 3 – Regulação internacional das distribuidoras de energia. Os dois últimos modelos foram incluídos na análise para validação dos resultados DEA através do método SFA. Essa diretriz é defendida por Bogetoft e Otto (2011).

VARIÁVEIS	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 3	MODELO 4
Custos Totais		I	I	I
Custos Operacionais	I			
Rede total			O	O
Rede subterrânea	O	O		
Rede aérea	O	O		
Rede alta tensão	O	O		
Energia distribuída	O	O	O	O
Consumidores	O	O	O	O
Perdas Não Técnicas	O	O		
Qualidade	O	O		

I: Insumo, O: Produto

Tabela 2 – Modelos avaliados

6. RESULTADOS

A metodologia proposta foi aplicada através dos quatro modelos definidos na Seção 5.3 usando dados de sessenta distribuidoras brasileiras no período de 2008 a 2010. Os Modelos 1, 2 e 3 foram baseados na metodologia DEA considerando a orientação insumo e retorno não decrescente de escala. Modelo 4 utiliza o método SFA e foi estimado utilizando uma função de custos orientada ao insumo. A Tabela 3 apresentada os resultados estimados.

Os resultados indicam que as distribuidoras são, em média, 0,70 eficientes no Modelo 1, 0,84 no Modelo 2, 0,80 no Modelo 3 e 0,81 no Modelo 4; esses números indicam a possibilidade de melhoria.

O Modelo 1 considera dez distribuidoras eficientes, sendo três distribuidoras de pequena escala e sete distribuidoras de grande escala. Nota-se que duas estão localizadas em áreas com alta densidade de consumidores: Eletropaulo e Light. As demais que alcançaram a fronteira não possuem tamanha densidade, que implica em um gerenciamento de insumos relativamente eficiente.

As demais distribuidoras possuem uma eficiência média de 0,67. Essa ineficiência pode ser explicada pela baixa densidade de carga e consumidores dispersos, que torna tais áreas caras e desafiadoras para distribuir energia.

Três distribuidoras do Grupo CPFL Energia foram consideradas eficientes: CPFL Piratininga, CPFL Paulista e RGE. Esses resultados sugerem possível vantagem associada a *holding*, mesma conclusão encontrada nos estudos de Semolini (2014).



Vinte e nove distribuidoras apresentaram um *score* de eficiência inferior a 0,67; dentre elas: Amazonas, Energisa Paraíba, Energisa Sergipe, CEMIG e CEEE. As três primeiras estão localizadas no Norte ou Nordeste brasileiro, que são caracterizadas como as regiões menos urbanizadas e com menor rendimento mensal do Brasil (<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/condicaoadevida>). A análise indica que essas distribuidoras devem reduzir, em média, 55% dos custos operacionais; resultado da combinação linear das empresas Muxfeldt, RGE e Celtins.

Distribuidoras	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Distribuidoras	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
	DEA	DEA	DEA	SFA		DEA	DEA	DEA	SFA
AES SUL	0,90	0,93	0,91	0,97	CPEE	0,75	0,88	0,86	0,91
AME	0,43	0,62	0,60	0,67	PIRATININGA	1,00	0,94	0,89	0,91
AMPLA	0,62	0,63	0,57	0,57	CPFL PAULISTA	1,00	0,98	0,83	0,93
BANDEIRANTE	0,74	0,75	0,69	0,74	CSPE	0,86	0,95	0,95	0,97
BOA VISTA	0,22	0,34	0,34	0,36	DEMEI	0,55	0,82	0,82	0,83
CAIUA	0,66	0,91	0,91	0,96	DME-PC	0,42	0,54	0,51	0,53
CEAL	0,45	0,73	0,66	0,63	ENE. BORBOREMA	0,64	1,00	1,00	0,96
CEB	0,79	1,00	0,70	0,75	VALE PARANAPANEM	0,63	0,92	0,92	0,96
CEEE	0,54	0,71	0,68	0,76	BRAGANTINA	0,62	0,88	0,80	0,87
CELESC	0,55	0,76	0,74	0,82	JOAO CESA	1,00	1,00	1,00	0,45
CELG	0,58	0,81	0,80	0,80	URUSSANGA	0,73	0,89	0,63	0,54
CELPA	0,59	0,81	0,79	0,81	ELEKTRO	0,77	0,77	0,76	0,86
CELPE	0,80	0,97	0,96	0,96	ELETROACRE	0,59	0,75	0,74	0,76
CELTINS	1,00	1,00	1,00	0,81	ELETROCAR	0,59	0,92	0,91	0,93
CEMAR	0,88	0,96	0,95	0,87	ELETROPAULO	1,00	0,93	0,84	0,76
CEMAT	0,98	0,93	0,81	0,80	SANTA MARIA	0,90	0,95	0,89	0,90
CEMIG	0,60	0,71	0,69	0,73	ENE. MINAS GERAIS	0,82	0,99	0,97	0,93
CEPISA	0,59	0,88	0,81	0,74	ENERSUL	0,94	0,82	0,69	0,68
CERON	0,50	0,73	0,72	0,75	ENE. NOVA FRIBURGO	0,56	0,72	0,71	0,68
CFLO	0,55	0,85	0,85	0,91	ENE. PARAÍBA	0,64	0,94	0,94	0,85
CHESP	0,72	0,81	0,81	0,72	ESCELSA	0,80	0,80	0,73	0,80
JAGUARI	1,00	1,00	1,00	0,92	ENE. SERGIPE	0,57	0,80	0,77	0,80
MOCOCA	0,84	0,94	0,93	0,96	HIDROPAN	0,50	0,68	0,68	0,72
SANTA CRUZ	0,83	1,00	0,90	0,95	IGUAÇU	0,49	0,81	0,80	0,80
NACIONAL	0,64	0,97	0,86	0,93	LIGHT	1,00	0,90	0,61	0,67
COCEL	0,78	0,82	0,79	0,84	MUXFELDT	1,00	1,00	1,00	0,97
COELBA	1,00	1,00	1,00	0,95	RGE	1,00	1,00	1,00	0,98
COELCE	0,80	1,00	0,99	0,96	SULGIPE	0,64	1,00	0,99	0,78
COOPERALIANÇA	0,47	0,67	0,66	0,71	NOVA PALMA	0,85	1,00	0,96	0,80
COPEL	0,62	0,80	0,79	0,88	Média	0,70	0,84	0,80	0,81
COSERN	0,93	1,00	0,96	0,96	Desvio Padrão	0,20	0,15	0,15	0,14

Tabela 3 - Eficiência

O Modelo 2, que considera os custos totais como insumo, treze distribuidoras são consideradas eficientes, sendo que três localizadas na fronteira do Modelo 1, tiveram a sua eficiência reduzida (CPFL Piratininga, CPFL Paulista e Light). Novas empresas foram consideradas eficientes, como por exemplo: CEB, Coelce e Cosern. Comparativamente, elas apresentaram produtividades parciais superiores à média do segmento, especialmente na razão custos totais e rede de distribuição de alta tensão. Portanto, algumas empresas tiveram a sua eficiência reduzida, enquanto outras elevada, contudo a eficiência média do segmento aumentou de 0,70 para 0,84. Os *scores* de eficiência possuem uma correlação de 0,76 com o Modelo 1, sendo a diferença entre eles o insumo adotado.



A Light se localiza na fronteira de eficiência no Modelo 1. Contudo, ao considerar os custos totais a distribuidora, alcançou o *score* de 0,90; uma redução de 10% na sua eficiência. Em contrapartida, a Cepisa alcançou melhores resultados. No Modelo 1, ela possuía uma eficiência de 0,59 sendo comparada com a Celtins, Coelba e João Cesa. No Modelo 2 a empresa obteve uma *score* de 0,88 e os seus *peers* foram Celtins e Coelba. Esta evidência indica que o Modelo 1 pode penalizar as distribuidoras que são eficientes nos custos totais e favorecer aquelas que são eficientes nos custos operacionais.

O Modelo 1 pode distorcer o incentivo dado às distribuidoras. Por exemplo, a Coelce obteve uma eficiência de 0,80 no Modelo 1 (que resultaria em uma maior Fator X) e 1,00 no Modelo 2. Esses resultados corroboram a existência de um possível *trade-off* entre custos operacionais e custos de capital. Portanto, os modelos com custos totais são mais apropriados para a análise de eficiência (GIANNAKIS *et al.*, 2005). Com efeito, o Modelo 1 não capturou o aspecto dos custos totais das distribuidoras de energia.

Em contraste com os modelos anteriores, o Modelo 3 considera eficiente apenas 7 empresas. CEB, Coelce e Cosern tiveram seus *scores* reduzidos frente as mudanças realizadas, qual sejam: exclusão de qualidade do serviço e perdas não técnicas, além da agregação da extensão da rede de distribuição. Empresas como Coelba e RGE, se mantiveram na fronteira nos três modelos.

Os resultados do Modelo 3 apresentaram uma correlação de 0,89 com o Modelo 2, sendo que no primeiro não há consideração das variáveis de qualidade e perdas não técnicas. Adicionalmente, a Light apresentou uma redução de eficiência considerável no Modelo 3, apenas 0,61. A empresa obteve um *score* de 1,00 no Modelo 1 e 0,90 no Modelo 2. Essa mudança pode ser explicada através da inclusão da variável Perdas Não Técnicas, dado que a diferença entre o valor regulatório e o valor alcançado é mínima.

O Modelo 4, onde a eficiência foi estimada através do modelo paramétrico SFA, a função de custos foi estimada através da forma funcional Cobb-Douglas. A distribuição de probabilidade Exponencial foi utilizada para estimar o termo de ineficiência do erro u . O coeficiente do logaritmo dos produtos é apresentado na Tabela 4.

	Coefficiente	Erro Padrão	Pr > t
<i>Componente Determinístico da Fronteira Estocástica</i>			
Constante	6,060	0,274	0,0000
Log(Rede)	0,211	0,054	0,0001
Log(Mercado)	0,496	0,067	0,0000
Log(Clientes)	0,306	0,085	0,0003
<i>Parâmetros da variância dos componentes do erro</i>			
λ	4,425	1,138	0,0001
σ	0,053	0,050	0,0290

Tabela 4 – Coeficientes estimados para o modelo SFA

Na Tabela 4 pode-se observar que todas as estimativas dos coeficientes dos produtos são significativas ao nível de significância de 5%. A significância dos parâmetros da variância dos componentes do erro, σ e λ , validam a utilização do modelo estocástico SFA.

Observa-se que o produto mais importante é o Mercado, tendo uma importância de quase 50% entre os 3 produtos. A soma dos coeficientes dos 3 produtos é de 1,01, indicando possibilidade de retorno constante de escala. Os resultados da aplicação deste modelo apresentam 0,76 de



correlação com o Modelo 3, já que foi construído com os mesmos insumos e produtos deste modelo.

Das 60 distribuidoras, 13 apresentaram eficiência maior do que 0,95, e apenas 2 com eficiência menor do que 0,5. Destas 2 distribuidoras, uma é a João Cesa, que apresenta eficiência de apenas 0,45, sendo que nos Modelos 1, 2 e 3 é considerada *benchmark*. Dado que esta distribuidora é a que apresenta os menores produtos dentre as 60 distribuidoras, este fato pode estar distorcendo sua eficiência

7. DISCUSSÃO

Foi analisado o impacto econômico dos diferentes modelos nos Custos Totais das distribuidoras. Para tanto, foi realizado: (1) cálculo da eficiência média do segmento para cada modelo, (2) divisão de cada *score* de cada distribuidora pela média do segmento, (3) multiplicação do resultado anterior pelo custo médio total real entre os anos de 2008-2010 e (4) comparação do resultado antecedente com o custo médio total real entre os anos de 2011-2012. Os resultados dessa análise podem ser observados na Tabela 5.

Ao comparar os Custos Totais estimados pelo Modelo 2 e os valores reais, percebe-se a necessidade de uma redução média de 37 milhões ou aproximadamente 7% do custo total real. Resultado semelhante foi encontrado por Yu, Jamasb e Pollitt (2009) ao analisar a eficiência de 12 distribuidoras inglesas no período de 1995 a 2003. Das 60 empresas avaliadas, 33 apresentaram um custo total superior aquele definido pela metodologia DEA.

A AME, segundo o Modelo 2, necessita reduzir R\$ 166 milhões ou em termos percentuais, 35% do seu TOTEX. Outra grande distribuidora que demonstrou elevado nível de ineficiência foi a Ampla, que utiliza R\$ 331 milhões a mais de Custos Totais ao ser comparada com as demais. Outras distribuidoras tiveram um custo total real menor do que o calculado pela ferramenta de *benchmarking*. A RGE faz parte deste grupo, com um TOTEX real de R\$ 575 milhões versus R\$ 643 milhões esperado. A Coelce também utiliza menos recursos comparativamente, cerca de 12% a menos do valor esperado. Algumas empresas possuem valores reais e esperados muito próximos, não necessitando redução ou aumento. Dentre essas, pode-se citar: Coelba, CPFL Paulista e Light.

O Modelo 3 sugere uma redução média de R\$ 49 milhões ou aproximadamente 9% do Custo Total Real. Diagnóstico similar elaborado por Giannakis *et al.* (2005) ao avaliar distribuidoras do Reino Unido entre os anos de 1991 e 1999.

Aproximadamente metade distribuidoras precisam reduzir os seus custos. Nesse modelo não foi incluso as variáveis qualidade e perdas não técnicas; parametrização semelhante a outros artigos (GIANNAKIS *et al.*, 2005; COELLI *et al.*, 2008; GROWITSCH, JAMASB e POLLITT, 2009; YU *et al.*, 2009; MARTIROSYAN e KWOKA, 2010; GROWITSCH *et al.*, 2010; CAMBINI, CROCE e FUMAGALLI, 2014).

A AME permanece ineficiente, precisando reduzir R\$ 162 milhões, R\$ 4 milhões a menos do que no Modelo 2. A Ampla mantém a necessidade de redução de custos totais, no patamar de R\$ 364 milhões. Assim como o modelo anterior, algumas distribuidoras se mostraram eficientes, com, por exemplo, a RGE que utilizou R\$ 100 milhões a menos do que o esperado.



A Coelce manteve o seu bom desempenho neste modelo, com folga de R\$ 168 milhões. A AES Sul apresentou um nível adequado de Custos Totais, não precisando reduzir os seus gastos.

O Modelo 4 apresentou a menor necessidade de redução, um valor de aproximadamente R\$ 34 milhões ou 6%, resultado era esperado dado que o método SFA considera a presença de erros nos dados. Não houve a inclusão das variáveis ambientais nesse modelo, já que as mesmas não se mostraram significativas. Esses resultados corroboram trabalhos anteriores, como Yu *et al.* (2009), que concluíram que fatores ambientais não possuem impacto econômico ou estatístico significativo no desempenho geral das distribuidoras inglesas.

Distribuidoras	Modelo2		Modelo3		Modelo4		Distribuidoras	Modelo2		Modelo3		Modelo4	
	Est.	Real	Est.	Real	Est.	Real		Est.	Real	Est.	Real	Est.	Real
AESSUL	573	593	593	593	632	593	CPEE	27	27	27	27	29	27
AME	304	470	308	470	348	470	PIRATININGA	620	594	620	594	636	594
AMPLA	922	1253	889	1253	898	1253	CPFLPAULISTA	1.699	1.691	1507	1691	1700	1691
BANDEIRANTE	665	734	648	734	695	734	CSPE	34	32	36	32	37	32
BOAVISTA	39	105	41	105	44	105	DEMEI	10	11	11	11	11	11
CAIUA	92	89	96	89	102	89	DME-PC	28	50	27	50	29	50
CEAL	339	444	326	444	312	444	ENE.BORBOREMA	57	52	60	52	58	52
CEB	549	532	405	532	434	532	V. PARANAPANEMA	71	74	75	74	78	74
CEEE	663	882	669	882	747	882	BRAGANTINA	64	63	61	63	67	63
CELESC	1.266	1416	1294	1416	1446	1416	JOAOCESA	2	2	2	2	1	2
CELG	1.168	1170	1209	1170	1215	1170	URUSSANGA	6	7	4	7	4	7
CELPA	711	875	731	875	758	875	ELEKTRO	990	1.109	1036	1109	1176	1109
CELPE	1.105	1033	1147	1033	1155	1033	ELETROACRE	93	128	97	128	100	128
CELTINS	272	243	286	243	233	243	ELETROCAR	17	18	18	18	18	18
CEMAR	688	785	716	785	665	785	ELETROPAULO	2.875	2.639	2725	2639	2467	2639
CEMAT	688	739	635	739	630	739	SANTAMARIA	52	54	51	54	53	54
CEMIG	3.234	3879	3315	3879	3501	3879	ENE.MINASGERAIS	169	162	174	162	168	162
CEPISA	400	439	388	439	359	439	ENERSUL	495	564	442	564	438	564
CERON	237	320	248	320	260	320	ENE.NOVAFRIBURGO	35	44	36	44	35	44
CFLO	21	21	22	21	24	21	ENE.PARÁIBA	447	417	469	417	431	417
CHESP	16	19	17	19	15	19	ESCELSA	570	635	545	635	605	635
JAGUARI	22	18	23	18	22	18	ENE.SERGIPE	228	276	232	276	243	276
MOCOCA	18	19	19	19	20	19	HIDROPAN	6	9	7	9	7	9
SANTACRUZ	87	78	83	78	88	78	IGUAÇU	18	16	18	16	19	16
NACIONAL	48	44	45	44	49	44	LIGHT	2.098	2.115	1493	2115	1647	2115
COCEL	20	22	20	22	21	22	MUXFELDT	3	3	4	3	3	3
COELBA	1.782	1761	1874	1761	1794	1761	RGE	643	575	676	575	667	575
COELCE	1.066	942	1110	942	1081	942	SULGIPE	49	49	51	49	40	49
COOPERALIANÇA	13	16	14	16	15	16	NOVAPALMA	10	7	10	7	8	7
COPEL	1.854	2158	1908	2158	2152	2158	Média	512	549	500	549	515	549
COSERN	425	399	428	399	430	399	Desvio Padrão	706	756	686	756	708	756

Est = Estimado; Real = Contabilizado no período 2011-2012

TABELA 5 – Impacto nos Custos Totais (R\$ Milhões)

As reduções mais acentuadas apontadas pelo método se referem às empresas Boa Vista (58%) e João Cesa (51%). A última nos modelos anteriores foi considerada eficiente, e obteve um aumento dos custos totais de 3% e 8% respectivamente nos Modelos 2 e 3. Outra distribuidora que obteve um resultado semelhante a João Cesa foi a Eletropaulo, que no Modelo 2 obteve um aumento de R\$ 236 milhões nos custos totais, no Modelo 3 um aumento de R\$ 86 milhões e no Modelo 4 uma redução de R\$ 172 milhões. A Elektro realizou movimento contrário, sendo bem avaliada no Modelo 4 e necessitando melhoria nos Modelos 2 e 3.

Por fim, ao analisar os resultados de todos os modelos, percebe-se que em termos percentuais médios, os Custos Totais estimados pelos métodos de *benchmarking* não são consideravelmente menores do que aqueles definidos pela ANEEL.



CONCLUSÃO

A análise de eficiência está recebendo atenção considerável dos reguladores do setor elétrico, especificamente no segmento de distribuição. Devido a característica de monopólio natural do processo de distribuição de energia, as concessionárias não estão sujeitas às forças do mercado.

Este artigo simulou um cenário competitivo virtual entre as distribuidoras brasileiras. A metodologia DEA e SFA foram empregados na análise de eficiência. Ambos calculam uma fronteira de eficiência a partir de insumos e produtos das empresas avaliadas, permitindo avaliar o impacto da adoção dos custos totais nos modelos.

A novidade do artigo está no uso dos custos totais (TOTEX) como insumo nos modelos de eficiência, aplicado especificamente ao caso brasileiro. Apesar do TOTEX já ter sido avaliado por outros artigos, principalmente em países europeus, a sua aplicação em um país com uma taxa de crescimento considerável do segmento de distribuição como do Brasil ainda carece de análise. Assim, pode-se avaliar o impacto dos métodos de *benchmarking* nos custos totais e aprofundar o debate sobre a aplicação da regulação por incentivos no segmento de distribuição.

Foram estudados quatro modelos diferentes: a comparação entre o Modelo 1 (OPEX) e o Modelo 2 (TOTEX) permitiu avaliar o impacto dos custos totais na eficiência das distribuidoras, enquanto a comparação entre o Modelo 3 (DEA) e o Modelo 4 (SFA) foi útil para analisar a robustez dos resultados. Na primeira comparação, 88% das distribuidoras tiveram um *score* de eficiência superior no Modelo 2, sendo a diferença média 0,14. Na segunda comparação, 39 empresas tiveram sua eficiência elevada com o método SFA, com uma correlação entre os resultados de 0.76.

Ao avaliar o impacto da utilização da regulação por incentivos no TOTEX, percebe-se que as distribuidoras de energia necessitam de uma redução média de R\$ 40 milhões/ano dos seus custos, algo em torno de 7% dos custos totais. Esse ganho de eficiência afetará os consumidores, que pagarão uma menor tarifa de energia elétrica.

Este artigo avaliou a eficiência das distribuidoras brasileiras com a adoção dos custos totais como insumo. Pesquisas futuras poderiam ser direcionadas para a análise mais detalhada das distribuidoras que se mostraram supereficientes.

REFERÊNCIAS

- Aigner, D., Lovell, C. A. K., Schmidt, P. "Formulation and estimation of stochastic frontier production function". *Journal of Econometrics*, v. 6, n. 1, p. 21-37, 1977.
- Altoé, A. V., Júnior, N. C., Lopes, A. L. M., Veloso, T. R. M., Saurin, V. "Technical efficiency and financial performance in the Brazilian distribution service operators". *Socio-Economic Planning Sciences*, 2017.
- ANEEL. Nota Técnica nº 407/2014-SRE/ANEEL. Folha 8. Brasília, 04 de dezembro de 2014
- ANEEL. Nota Técnica nº 66/2015-SRM/SGT/ANEEL Brasília, 24 de abril de 2015.
- Averch, H., Johnson, L. L. "Behavior of the firm under regulatory constraint". *American Economic Review*, vol. 52, no. 5, pp. 1052-1069, 1962.



- Banker, R. D., Charnes, R. F., Cooper, W. "Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis". *Management Science*, vol. 30, pp. 1078–1092, 1984.
- Bogetoft, P., Otto, L. "Benchmarking with DEA, SFA, and R". Springer Science & Business Media, 2011.
- Cambini, C., Croce, A., Fumagalli, E. "Output-based incentive regulation in electricity distribution: Evidence from Italy". *Energy Economics*, vol. 45, pp. 205-216, 2014.
- Cambini, C., Fumagalli, E., Rondi, L. "Incentives to quality and investment: evidence from electricity distribution in Italy". *Journal of Regulatory Economics*, vol.49, no. 1, pp.1-32, 2016.
- Charnes, A., Cooper, W., Rhodes, E. "Measuring the efficiency of decision-making units", *European Journal of Operational Research*, vol. 2, no. 6, pp. 429-444, 1978.
- Coelli, T. "An introduction to efficiency and productivity Analysis". Springer, 2005.
- Coelli, T., Creso, H., Paszukiewicz, A., Perelman, S., Plagnet, M., Romano, E. "Incorporating Quality of Service in Benchmarking Model: An Application to French Electricity Distribution Generators", 2008. Disponível em: <http://www.infraday.tu-berlin.de>
- Corton, M. L., Zimmermann, A., Phillips, M. "The low cost of quality improvements in the electricity distribution sector of Brazil". *Energy Policy*, vol. 97, pp. 485-493, 2016.
- Costa, M. A., Lopes, A. L. M., Matos, G. B. B. P. "Statistical evaluation of Data Envelopment Analysis versus COLS Cobb–Douglas benchmarking models for the 2011 Brazilian tariff revision". *Socio-Economic Planning Sciences*, vol. 49, pp. 47-60, 2015.
- Cullmann, A., Nieswand, M. "Regulation and investment incentives in electricity distribution: An empirical assessment". *Energy Economics*, vol.57, pp.192-203, 2016.
- Ergas, H., Small, J. "Price Caps and Rate of Return Regulation". Network Economics Consulting Group, 2001.
- Giannakis, D., Jamasb, T., Pollitt, M. "Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks". *Energy Policy*, vol. 33, no. 17, pp. 2256-2271, 2005.
- Gil, D. R., Costa, M. A., Lopes, A. L. M., Mayrink, V. D. "Spatial statistical methods applied to the 2015 Brazilian energy distribution benchmarking model: Accounting for unobserved determinants of inefficiencies". *Energy Economics*, vol.64, pp.373-38, 2017.
- Growitsch, C., Jamasb, T., Muller, C., Wissner, M. "Social cost-efficient service quality - Integrating customer valuation in incentive regulation: Evidence from the case of Norway". *Energy Policy*, vol. 38, pp. 2536–2544, 2010.
- Growitsch, C., Jamasb, T., Pollitt, M. "Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution". *Applied Economics*, vol. 41, n. 20, pp. 2256-2570, 2009.
- Haney, A. B., Pollitt, M. G. "Efficiency Analysis of Energy Networks: An International Survey of Regulators", *Energy Policy*, vol. 37, no. 12, pp. 5814-5830, 2009.
- Jamasb, T., Pollitt, M. "Benchmarking and regulation: international electricity experience", *Utilities Policy*, vol. 9, no. 3, pp. 107-130, 2001.



- Jamasb, T., Pollitt, M. "International benchmarking and regulation: An application to European electricity distribution utilities". *Energy Policy*, v. 31, no. 15, 2003.
- Kirschen, R. Allan, G. Strbac. "Contributions to Individual Generators to Loads and Flows". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 52-60, 1997.
- Lowry, M. N., Getachew, L. "Statistical benchmarking in utility regulation: Role, standards and methods". *Energy Policy*, vol. 37, no. 4, pp. 1323-1330, 2009.
- Martirosyan, A.T., Kwoka, J. "Incentive regulation, service quality, and standards in U.S. electricity distribution". *Journal of Regulatory Economics*, vol. 38, no. 3, pp 258–273, 2010.
- Meeusen, W., Broeck, J. V. D. "Efficiency estimation from cobb-douglas production functions with composed error". *International Economic Review*, v. 18, n. 2, p. 435-444, 1977.
- Mesquita, R. B. "Regulação de Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica: uma análise comparativa entre reguladores europeus e latino-americanos". Tese de Doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2017.
- Pollitt, M. "The role of efficiency estimates in regulatory price reviews: Ofgem's approach to benchmarking electricity networks". *Utilities Policy*, vol. 13, no. 4, pp. 279-288, 2005.
- Poudineh, R., Jamasb, T. "A New Perspective: Investment and Efficiency under Incentive Regulation". *The Energy Journal*, vol. 36, no. 4, pp. 241-263, 2015.
- Poudineh, R., Jamasb, T. "Determinants of investment under incentive regulation: The case of the Norwegian electricity distribution networks". *Energy Economics*, vol.53, p.193-202, 2016.
- Semolini, R. "Eficiência dos Custos Operacionais das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil". Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, 2014.
- Xavier, S. S., Lima, J. W. M., Lima, L. M., Lopes, A. L. M. "How efficient are the Brazilian Electricity Distribution companies?" *Journal of Control, Automation and Electrical System*, vol. 26, pp. 283–296, 2015.
- Yu, W., Jamasb, T., Pollitt, M. "Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies". *Energy Policy*, vol. 37, no. 11, pp. 4177-4188, 2009.