EVOLUÇÃO DAS METODOLOGIAS DE *BENCHMARKING* NA REGULAÇÃO ECONÔMICA DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL

Lidia Angulo Meza
Dep. de Ciência dos Materiais – Universidade Federal Fluminense
Av. dos Trabalhadores 420, 27255-125, Volta Redonda, RJ
lidia@metal.eeimvr.uff.br

David Anderson Veiga Gonçalves
Universidade Federal Fluminense
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações
Rua Passo da Pátria, 156, 5º andar, Niterói – RJ
david.engel.uff@gmail.com

Resumo

O ambiente regulatório no qual as concessionárias de serviços distribuição de energia elétrica estão inseridas vem passando por diversos aprimoramentos através da inclusão de metodologias de benchmarking. Esses métodos são aplicados com o objetivo de proporcionar aos consumidores ganhos de eficiência, como num mercado em concorrência perfeita, num ambiente inerentemente monopolista da indústria de redes. O objetivo deste artigo é discutir as principais metodologias de avaliação da eficiência nas distribuidoras de energia elétrica que foram implantadas ao longo do tempo no Brasil, fazendo um paralelo baseado nas experiências internacionais. Assim como, abordar os métodos de benchmarking já amplamente utilizados por agências reguladoras do setor elétrico de outros países, intitulados *Data Envelopment Analysis* (DEA), a Análise da Fronteira Estocástica (SFA) e Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS).

PALAVRAS CHAVE. Benchmarking, DEA, Regulação Econômica.

ABSTRACT

The electricity distribution companies are under a regulatory environment that has been improved constantly. These enhancements come from the establishment of benchmarking methodologies in operating expenses in order to simulate competition in a monopolistic market. The purpose of this article is to discuss the main benchmarking methodologies for costs regulation in brazilian power distribution (and worldwide). Another aim is to describe the advantages arising from the methodologies applied in each period, as well as to show the methods of benchmarking that are widely used by Regulators of the electricity markets in other countries. Three of the most used methods, DEA/SFA/COLS, will be described citing theirs advantages and disadvantages.

Keywords: Benchmarking, Data envelopment analysis, Electricity Regulation.

1. Introdução

Durante a década de 90, diversos países passaram por reformas em seus setores elétricos. O objetivo dessas reformas era aumentar a eficiência dos serviços prestados e atrair novos investimentos na área. A atração de empreendedores foi feita através de privatizações das empresas existentes e, para os novos empreendimentos, foram realizadas parcerias público-privadas nas quais concessões de serviços de energia elétrica foram concedidos a investidores privados.

Para aumentar a eficiência do setor, foram propostos modelos de regulação econômica por incentivos que trouxessem benefícios para a sociedade com o aumento da eficiência das empresas concessionárias. De modo geral, podemos identificar três fontes de ganho de eficiência. A primeira fonte é a inovação tecnológica que pode ocorrer com a introdução de equipamentos mais eficientes ou de novos métodos de gestão. Uma segunda fonte se refere às economias de escala e/ ou escopo que são geradas com o aumento das vendas, no caso das distribuidoras, especificamente, esse ganho se daria através do aumento do consumo por unidade consumidora ou pelo aumento do número de consumidores para uma dada rede existente. E, por último, a terceira fonte está relacionada com a variação dos preços dos insumos que impactam diretamente na formação de preço da energia elétrica.

Uma metodologia de regulação econômica amplamente empregada no mundo é a regulação por incentivos [Pollit 2003]. No contexto tarifário seu mecanismo se dá da seguinte maneira: após definido um nível de tarifa (Preço-teto, *price cap*), ou de receitas (*revenue cap*), as empresas sob regulação são estimuladas a reduzir seus custos a patamares menores a fim de obter lucros maiores. Passado um intervalo de tempo pré-definido, os custos determinados pelo Agente Regulador são revistos e redefinidos em novos patamares levando em consideração os ganhos obtidos com eficiência do setor. Porém, as empresas de energia não embolsam esses ganhos totalmente, uma parte desses ganhos é repassada para os consumidores através da redução das tarifas.

Sendo assim, o estabelecimento de uma metodologia eficaz que defina os custos operacionais eficientes das empresas reguladas e que não somente se traduza em ganhos para os consumidores, mas também que não se torne um empecilho para a estabilidade econômico-financeira das empresas concessionárias é de fundamental importância para os envolvidos no setor.

Nesse contexto, acompanhando as mudanças introduzidas nos demais países, o Setor Elétrico Brasileiro também passou por reformas e estabeleceu concessões de serviços públicos de energia elétrica. No Brasil, o Agente Regulador é representado pela Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que tem como uma de suas funções implementar essas políticas de regulação econômica e acompanhar seus resultados.

No que concerne a regulação tarifaria, a ANEEL vem implementando e aprimorando metodologias de *benchmarking* para mensurar a eficiência do setor. Neste artigo iremos abordar algumas das técnicas mais utilizadas internacionalmente no contexto da regulação por incentivos, em especial no segmento da distribuição de energia elétrica. No item 2 será feita uma breve descrição das técnicas de *benchmarking*. Em seguida, no item 3, será feita uma descrição do sistema tarifário da distribuição no Brasil.

No quarto item serão discutidas as metodologias que antecederam o terceiro ciclo. Este ciclo será descrito no item de número cinco. Ao final será feita uma conclusão ressaltando a importância do tema e do trabalho.

2. Metodologias de *benchmarking*

Dentre as principais metodologias de *benchmarking* baseadas em fronteira, comumente utilizadas por Agentes Reguladores, podemos citar: [Pollit 2002]

a) Análise Envoltória de Dados (DEA);

b) Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS); e
c) Análise de Fronteira Estocástica (SFA).

A seguir são descritos brevemente cada um desses métodos.

2.1. Análise Envoltória de Dados (DEA)

O DEA é um método não paramétrico de fronteira, nessa metodologia comparamos os dados de entrada (*input*) e saída (*output*) sob o enfoque da eficiência das unidades analisadas [Banker et al. 1984]. Algumas premissas são adotadas no modelo, como a hipótese de função de produção crescente e côncava. O modelo usa programação matemática para obter a avaliação da eficiência das "unidades que tomam decisões" (*Decision Making Unit* - DMU).

Do ponto de vista regulatório, teríamos as seguintes vantagens deste método: [Pollit 2002]

a) É uma metodologia amplamente utilizada entre reguladores;
b) Diferentemente de outros modelos nos quais as firmas são comparadas com alguma medida estatística, a comparação entre as DMUs é feita através de firmas reais;
c) Possibilita a inclusão de fatores que não estão no controle da firma (variáveis ambientais); e
d) Pode ser implementado para uma amostra pequena de dados, mantendo em vista as considerações em [Cook et al. 2013].

Porém, o método também possui algumas desvantagens quando analisado sob a ótica da regulação econômica, dentre elas:

a) A sensibilidade do nível de eficiência à escolha dos *inputs* e *outputs*; e ao número dessas variáveis;
b) Os fatores estocásticos não são considerados; e
c) Possibilidade de "*gaming*" [Jamas et al. 2003].

Os modelos predominantemente empregados de DEA são o CCR e o BCC. O modelo BCC (1984) foi criado por Banker, Chanes e Cooper. No modelo BCC fazemos a distinção entre ineficiências técnicas e de escala e, para uma dada escala de operações, estimamos a eficiência técnica pura. Além disso, identificamos se estão presentes ganhos de escala: crescentes, decrescentes ou constantes.

Quanto ao CCR, desenvolvido por Chanes et al., é um modelo que constrói uma superfície não paramétrica linear por partes. Uma grande diferença entre este modelo e o anterior é que no CCR trabalhamos com retornos constantes de escala, ou seja, qualquer variação nos *inputs* produz uma variação proporcional nos *outputs*. Esse modelo também é conhecido como modelo CRS – *Constant Returns to Scale*.

2.2. Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (COLS)

O COLS, termo vindo do inglês - *Corrected Ordinary Least Squares*, é um método estatístico que guarda muitas semelhanças com o método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), porém, este método é usualmente utilizado para a estimação da eficiência média das DMUs em estudo. A aplicação deste método se dá da seguinte maneira: estimamos a equação

que corresponde ao melhor ajuste sobre uma amostra de dados, isto é, que minimiza a soma dos quadrados das diferenças entre os valores estimados e os observados.

De forma similar, no COLS, a aplicação do método é feita ajustando-se a função de custos estimada pelo método MQO até que todos os resíduos sejam maiores ou iguais a zero. Com isso, ocorre um deslocamento da curva de MQO, mantendo-se sua inclinação, até que nenhum dos pontos fique abaixo da mesma. Formando assim, uma fronteira de custos mínimos ou eficientes, sendo que todo ponto distante da curva retrata algum grau de ineficiência.

2.3. Análise de Fronteira Estocástica (SFA)

Como vimos no modelo anterior, há algumas fragilidades assumidas na estimação da fronteira de eficiência ao se corrigir apenas o intercepto da reta que representa a fronteira sem fazer alguma adaptação na sua inclinação. Uma metodologia que contorna essa fragilidade do modelo COLS é o SFA, sigla em inglês para *Stochastic Frontier Analysis,* conhecido em português como método de fronteira estocástica. Esta metodologia se caracteriza por sua modelagem paramétrica que se baseia na análise de regressão por máxima-verossimilhança para estimar efeitos estocásticos na estimação da fronteira eficiente. Para aplicar o modelo, faz-se primeiramente um ajuste dos custos individuais das empresas considerando os efeitos estocásticos, em seguida, calculam-se os *scores* de eficiência. Assim, os intervalos de confiança para a ineficiência são estimados e subsequentemente usados para a análise dos resultados.

2.4. Comparação entre DEA e SFA

Ambos os métodos, DEA e SFA, são os mais empregados na regulação econômica da indústria de eletricidade [Jamasb e Pollitt 2001]. Sendo assim, convém fazer uma comparação, do ponto de vista regulatório entre estas metodologias frequentemente empregadas: [Bauer 1990], [Coelli et al 2005], [Jamasb e Pollitt 2001]

- ✓ Ao utilizarmos um modelo DEA não precisamos assumir hipóteses sobre forma da função de produção, ou de custos, e nem sobre a distribuição de probabilidade para os erros estocásticos. No entanto, isso é necessário no modelo SFA;
- ✓ Do ponto de vista dos retornos de escala, o SFA não é necessário fazer nenhuma premissa quanto a isso, porém nos modelos que utilizam DEA isto é indispensável;
- ✓ Quanto ao número de variáveis, o DEA apresenta uma sensibilidade muito grande ao aumento do número de variáveis consideradas na análise, tanto para insumos como produtos;
- ✓ Se levarmos em conta a possibilidade de existência de erros de medição, temos que no DEA os resultados são sensíveis a esses erros ocasionando uma distorção na fronteira calculada, já o SFA é menos sensível a esse problema.

Após estas comparações, abordaremos a aplicação desses métodos no processo tarifário, em especial na regulação dos serviços de distribuição de energia sob o enfoque da eficiência.

3. Regime tarifário dos serviços de distribuição

A necessidade de se definir uma tarifa para um determinado ramo da indústria se dá, principalmente, quando na concessão de um serviço uma empresa tem o monopólio do fornecimento desse serviço, sendo necessário que se estabeleça uma tarifa (preço pelo serviço) a

fim de se evitar que o concessionário estabeleça preços para seus serviços, ou produtos, que sejam superiores aos preços que haveria num ambiente de competição entre várias empresas para prestar esse serviço aos consumidores. No âmbito do setor elétrico, o objetivo das tarifas de energia elétrica é assegurar às concessionárias receitas suficientes para cobrir seus custos operacionais, assim como, remunerar investimentos necessários para a expansão do sistema garantido a sua qualidade no fornecimento. No segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil, a ANEEL implantou o modelo chamado *price cap,* nesse modelo a ANEEL determina um preço teto para um determinado período regulatório.

A ideia por trás da regulação econômica de tarifas está ilustrada na figura 01, nela estão indicados dois patamares tarifários (T1 e T2), um para cada período, o valor estabelecido em T1 permanece até o final do primeiro período, onde ocorre um processo de revisão tarifária no qual a tarifa é reduzida ao valor de T2 que corresponde aos ganhos de eficiência repassados ao consumidor.

Para o período que se inicia, os ganhos de eficiência (região verde da figura 01) são estimados para o período correspondente e um fator redutor da tarifa T2, chamado Fator X, faz com que parte da eficiência obtida seja repassada ao consumidor. O processo se segue para os períodos subsequentes e o custo operacional definido por meio da análise de eficiência comparativa será interpretado como uma meta a ser atingida no final do ciclo seguinte.

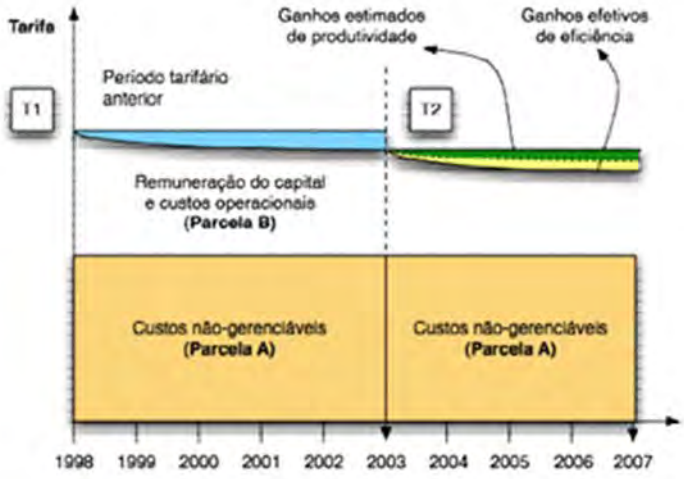

Figura 01 – Regulação por incentivo
Fonte: ANEEL Elaboração: ANEEL

Esse mecanismo gera dois motivadores para a busca por uma maior eficiência, o primeiro é a indução da distribuidora a buscar um incremento na eficiência de seus processos, pois o reajuste tarifário (correção devido à inflação) será diminuído anualmente do Fator X do modelo em vigência até o final do período, ou seja, caso a concessionária não atinja determinado nível de eficiência, a tarifa terá uma redução real em seu valor em termos econômicos.

Há uma segunda motivação, ilustrada pela área amarela do gráfico, que está relacionada à possibilidade da concessionária incorporar ao seu patrimônio tudo o que obtiver com eficiência que ultrapasse os descontos ocasionados pelo Fator X. No modelo implantado, as tarifas são calculadas pelo órgão regulador que estabeleceu um modelo de tarifa composto de duas parcelas. A figura a seguir ilustra a composição de cada uma das parcelas:

Figura 02 – Composição da Tarifa de Distribuição
Fonte: ANEEL Elaboração: ANEEL

A primeira delas, denominada Parcela A, é formada pelos custos ditos "não gerenciáveis", que por sua vez refletem os custos incorridos com a aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, se relacionando também aos custos pelo uso dos sistemas de transmissão e para cobrir os encargos setoriais previstos em lei. As componentes desta parcela, em geral, são repassadas de forma integral às tarifas de energia pelas concessionárias.

A outra parcela, denominada Parcela B, é composta dos valores necessários à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Os custos desta parcela estão diretamente relacionados às atividades de negócio da empresa de distribuição, sendo, portanto, identificados como custos gerenciáveis, pois, estão sujeitos ao às práticas de gestão adotadas pela concessionária.

Anualmente, a parcela passa por um processo chamado de reajuste tarifário que visa fazer a correção inflacionária da tarifa, IGP-M ou IPCA, diminuído do Fator X que reflete a eficiência do setor. E, a cada período de quatro anos, ocorre um processo chamado de Revisão Tarifária no qual as componentes da Parcela B são revisadas. O processo de revisão está intrinsecamente ligado à análise eficiência e será detalhado nos próximos itens.

4. Os modelos de revisão tarifária do primeiro e segundo ciclos

Baseando-se nos conceitos expostos no item anterior e inspirada nas experiências internacionais, a Agencia Reguladora, ao longo do tempo, tem aplicado diferentes modelos de revisão tarifária como forma de aprimorar as metodologias, assim como, se adequar às legislações em vigência e à realidade econômica do país. Veremos a seguir como foi a evolução dos modelos nos diferentes ciclos de revisão tarifária que ocorreram no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.

a) O modelo do primeiro ciclo

Inicialmente, durante o Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (1CRTP), foi adotado o modelo de Empresa de Referência, que consistia na representação das atividades de distribuição de energia elétrica através de modelos estatísticos que representassem uma empresa em condições de eficiência produtiva, levando em consideração as características do mercado da concessão analisada. Uma vantagem dessa metodologia é que ela fornecia uma referência de gestão para as empresas, permitindo a identificação das atividades e processos onde poderiam buscar melhorias em relação ao *benchmarking* estabelecido pelo regulador.

No primeiro ciclo, o Fator X era composto por uma componente Xe, que reflete os ganhos de produtividade, em função da mudança na escala do negócio devido ao aumento do consumo de energia elétrica na área servida; uma segunda componente era a Xc, que reflete a avaliação dos consumidores quanto à prestação do serviço de sua concessionária; e, por último, a terceira componente, Xa, que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA para a parcela mão-de-obra da Parcela B da concessionária. A equação que expressava a o Fator X no 1CRTP era assim representada:

$$X = (X_e + X_c) \times (IGPM - X_a) + X_a$$

Nesse modelo os custos médios eram definidos para cada atividade das empresas de forma parametrizada. Também eram feitas as projeções dos fluxos de receitas e despesas, como num fluxo de caixa projetado, mantendo o equilíbrio de taxa de remuneração da empresa ao longo de todo o ciclo tarifário, através do desconto dessas parcelas a valor presente por taxas pré-definidas. O Fator X funcionava como uma taxa redutora das receitas previstas, fazendo com que a taxa de remuneração da concessão fosse mantida constante, a introdução desse fator era necessária para deduzir das receitas da empresa os efeitos do crescimento do mercado gerados pelo aumento do consumo de energia e do número de consumidores. Assim, proporcionando aos consumidores a captura de parte desses ganhos com eficiência decorrentes da mudança de escala do negócio.

As melhorias de eficiência alcançadas na gestão são incorporadas pelo prestador do serviço no período entre revisões, exatamente como previsto na regulação por incentivos, induzindo os agentes em direção à eficiência produtiva.

b) O segundo ciclo

Para o 2CRTP, a metodologia praticamente se manteve inalterada, havendo ligeiras mudanças na metodologia de projeção do fluxo de caixa em relação ao crescimento da demanda e na fórmula de obtenção das componentes. A metodologia do Fluxo de Caixa Descontado foi mantida, havendo uma mudança no cálculo do Fator X. Com essa mudança, a componente X_C foi abolida da equação do primeiro ciclo, isso foi necessário devido às dificuldades de se modelar através deste fator a satisfação dos consumidores, e o Fator X passou a ser assim calculado:

$$X = X_E \times (IGPM - X_A) + X_A$$

Mais uma vez, termo X_e está associado aos ganhos de produtividade esperados derivados da mudança na escala do negócio. E assim como no modelo anterior, a componente Xa se refere à aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA).

Abordadas as metodologias anteriores ao terceiro ciclo, introduziremos no próximo item a sistemática do 3CRTP e 4CRTP, apontando as suas mudanças e enfatizando a análise de eficiência do setor.

5. O modelo atual de revisão tarifária

A partir do terceiro ciclo foi abandonado o conceito de empresa de referência que, de acordo com a ANEEL, foi motivada pela assimetria de informação na demonstração dos custos das atividades das empresas. O modelo que foi adotado consiste em duas etapas, na primeira é analisado o ganho de produtividade feito o reposicionamento dos custos operacionais considerando os ganhos médios de produtividade no período avaliado, que é feito através de uma comparação entre a evolução dos custos operacionais vis a vis às variáveis de produtos (número de consumidores, mercado e extensão de rede).

Na sequência, inspirado no modelo descrito em [Simar 2007] ocorre uma segunda etapa que por sua vez é dividida em dois estágios. No primeiro, as eficiências das distribuidoras são comparadas através de metodologias de *benchmarking* obtendo-se uma nota de eficiência e, no segundo estágio, são definidos valores esperados em função dessas notas, porém, esses intervalos são ajustados em função de variáveis ambientais. Tanto as etapas quanto os seus respectivos estágios serão detalhados nos próximos itens.

5.1. Primeiro Etapa

Conforme dito anteriormente, nesta etapa os custos são reposicionados em relação ao período anterior. Para tanto, é preciso observar a variação das grandezas em questão, fazendo uma comparação da evolução dos custos operacionais face às variáveis de produto. Para o cálculo da variação do produto, foi definida a formula abaixo:

$$\Delta P = \varphi_{BT} \times \Delta M_{BT} + \varphi_{MT} \times \Delta M_{MT} + \varphi_{AT} \times \Delta M_{AT} + \varphi_{cons} \times \Delta_{cons} + \varphi_{rede} \times \Delta_{rede}$$

ΔP : variação total do produto;
ΔM_{BT} : taxa de crescimento do consumo na baixa tensão;
ΔM_{MT}: taxa de crescimento do consumo na média tensão;
ΔM_{AT}: taxa de crescimento do consumo na alta tensão;
Δ_{cons}: taxa de crescimento de consumidores;
Δ_{rede} : taxa de crescimento da rede; e
φ_i: peso da variável i.

Sendo assim, a variação total do produto (ΔP) reflete o crescimento dos ganhos de escala da concessão segmentado pelo tipo de mercado: baixa, média e alta tensão, refletindo também, o crescimento do número de consumidores e da extensão de rede da concessão sob revisão tarifária. Em seguida, é feita a atualização dos custos operacionais, usando como exemplo a determinação desses custos para o 3CRTP teríamos a seguinte expressão:

$$CO_3 = CO_2 \times \frac{\Delta P}{(1 + 0{,}782\%)^n}$$

Onde:

CO_3: Custo operacional a ser reconhecido para fins de reposicionamento no 3CRTP;

CO_2: Custo operacional definido no 2CRTP; e

n: número de anos entre as datas-base do 2CRTP e 3CRTP.

O valor 0,782% corresponde ao índice de produtividade que foram estimados através dos índices de Tornqvist e Malmquist, metodologia detalhada em [Simar 1999]. Sendo que este valor é único para todas as empresas. Feita a atualização dos custos, a etapa seguinte é analisar a eficiência dos custos operacionais das distribuidoras que será descrita nos próximos itens.

5.2. Segunda Etapa

A chave para a determinação de um mecanismo que considere a regulação por incentivos para medir a eficiência de um setor é descobrir como variou o custo operacional face

a uma determinada variação no número de consumidores e da extensão de redes de distribuição de energia. Sendo assim, um desafio para o estabelecimento do modelo é a escolha apropriada das variáveis envolvidas no processo. Outra preocupação é levar em conta as peculiaridades das áreas de concessão de cada distribuidora, para isso, foi idealizado um modelo para a segunda etapa composto de dois estágios, no primeiro é feita a avaliação de eficiência e no segundo, é as variáveis ambientais são consideradas para ponderar o resultado do primeiro estágio, conforme descrito a seguir.

a) Primeiro Estágio

Em [Pollit 2002] e [Plagnet 2006], é descrita uma ampla experiência sobre regulação no setor, nos oferecendo um amplo *range* de variáveis utilizadas por reguladores em diferentes países. Sendo muito frequente a aplicação de modelos que utilizam DEA em sua modelagem. Podemos elencar como as variáveis de *output* mais utilizadas pelas Agências Reguladoras: mercado (energia distribuída), número de unidades consumidoras e a extensão de rede. Por sua vez, as variáveis de *input* normalmente utilizadas são OPEX (do inglês, *Operational Expenditures,* custos operacionais) ou TOTEX (do inglês, *Total Expenditures,* custos totais).

Na opção feita pela ANEEL, foi combinado um modelo DEA com retornos não decrescentes de escala tendo como *outputs* número de consumidores, mercado e extensão de rede; como a avaliação em estudo era sobre os custos operacionais, naturalmente, o OPEX foi escolhido como variável de *input*. A tabela abaixo ilustra a proposta das variáveis a serem utilizadas para o modelo atual:

MODELO PROPOSTO	INPUT	PMSO (Opex)
	OUTPUTS	Extensão rede [km]
		Nº de consumidores
		Mercado faturado [MWh]

Tabela 01 – Modelos Proposto
Fonte: ANEEL **Elaboração:** Própria/Adaptada

Outra modificação, ainda no primeiro estágio, foi a introdução do modelo COLS descrito anteriormente. Na aplicação deste modelo são utilizadas as mesmas variáveis a fim de se fazer uma comparação dos resultados entre ambas as ferramentas, DEA e COLS. A inserção desse modelo foi justificado pela ANEEL devido a sua possibilidade de testar as variáveis estatisticamente, além de sua robustez e difusão de uso por outras agências reguladoras. Com os escores obtidos por ambos os métodos é feita a média entre eles para ser utilizada no estágio seguinte.

b) Segundo estágio

Como forma de considerar variáveis que não foram incluídas no primeiro estágio, foi adotada uma metodologia neste segundo estágio que levasse em conta as varáveis ditas ambientais, quantificadas para cada concessão. Essa necessidade é justificada em função das especificidades que cada empresa possui em termos de variáveis exógenas ao negócio que possam impactar nos custos das atividades da empresa, como por exemplo: salários da região, densidade de consumidores, nível de precipitação, infraestrutura de transporte da concessão etc.

No entanto, a literatura sobre estudos de *benchmarking* que considerem esses tipos de variáveis em modelos de eficiência em serviços de distribuição de energia é escassa. Todavia, a mais usual é a DEA em dois estágios, onde os escores de eficiência obtidos anteriormente (sem

considerar as variáveis ambientais) são regredidos contra as variáveis ambientais para a correção dos escores. Porém, como mostra a figura 03, os impactos dessa correção seriam significativos causando grande distorção nos resultados.

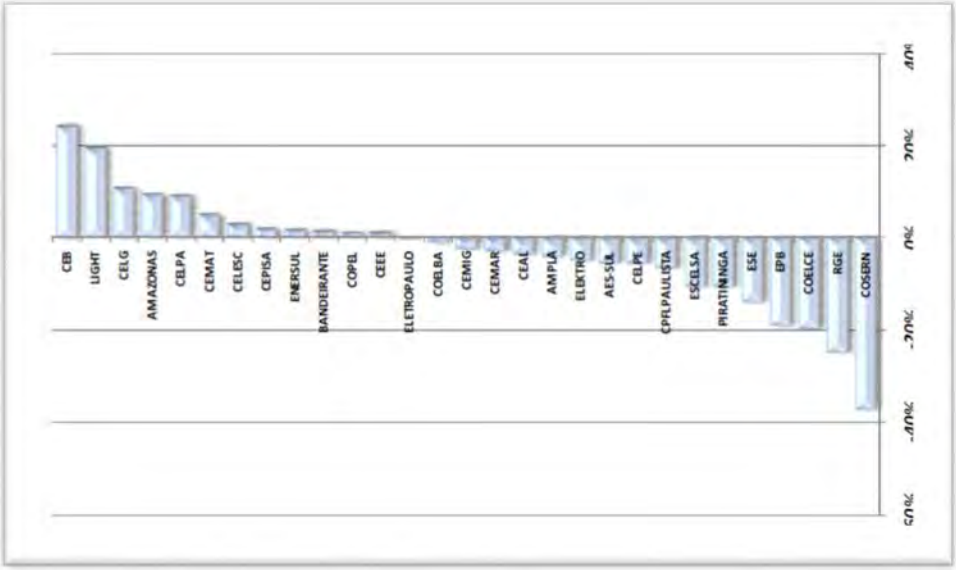

Figura 03 – Impacto das variáveis ambientais
Fonte: ANEEL **Elaboração**: ANEEL

Sendo assim, ficou determinado que as variáveis ambientais deverão compor, nesse processo, as estimativas das margens de erro nas quais o custo operacional de cada empresa deverá se enquadrar.

Para o quarto ciclo, 4CRTP, não houve mudanças significativas na metodologia empregada, havendo apenas mudanças pontuais, como por exemplo, a introdução de uma componente de qualidade no fator X. Um resultado importante foi o aumento da produtividade do setor impactando diretamente num aumento do fator X, que, por conseguinte, resultará num menor reajuste inflacionário, visto que este fator funciona como um redutor deste ajuste.

6. CONCLUSÕES

Conforme visto, a definição e a implantação de modelos de *benchmarking* são grandes desafios para o Agente Regulador, sendo necessário o estabelecimento de uma metodologia que proporcione benefícios à sociedade através da modicidade tarifária, respeitando os princípios econômicos nos serviços de distribuição de energia.

Vimos também que a evolução das metodologias se baseou num a necessidade crescente de aproximar o modelo das condições reais de uma empresa de distribuição, levando em conta a experiência internacional e a opinião dos envolvidos no processo, com isso, sendo necessário a inserção de um modelo cada vez mais complexo para a análise de eficiência e que levasse em conta cada vez mais variáveis de decisão, mas sem perder princípios básicos de boas práticas de regulação econômica como a adoção de uma metodologia o mais simples possível, assim como, a facilidade de sua reprodutibilidade por partes dos interessados em seus resultados.

Por fim, nesse contexto, ressalta-se o importante papel da Academia, fonte frequentemente citada em pareceres e notas técnicas. Sendo, portanto, fundamental para a sociedade que estudos de avaliação de eficiência sejam fomentados e encorajados, subsidiando as formulações das Agências Reguladoras para que essas atinjam seus objetivos de determinar uma tarifa justa que atenda aos anseios da sociedade e que cubra as atividades das distribuidoras.

7. Referências

ABRADEE Tarifas de Energia - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ANEEL. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição.

ANEEL Nota Técnica nº 262/2006 – SER/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL, 2006

ANEEL Nota Técnica no 125/2007 - SRE/ANEEL, 11 de maio de 2007.

ANEEL. Nota Técnica nº 452/2013-SRE/ANEEL

ANGULO MEZA, L. Um enfoque multiobjetivo para os modelos de determinação de alvos na Análise Envoltória de Dados. 2002. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

BAGDADIOGLU, N.; PRICE, C.M.W.; WEYMAN-JONES, T.G. Efficiency and ownership in electricity distribution: A non-parametric model of the Turkish experience. Energy Economics: 18, 1-23. 1996.

BANKER, R.D., NATARAJAN, R., 2008. Evaluating Contextual Variables Affecting Productivity using Data Envelopment Analysis. Operations Research, 56(1), 48- 58.

BERG, V.S.; JEONG, J. An evaluation of incentive regulation for electric utilities. Journal of Regulatory Economics 3, 45-55, 1991.

CHARNES, A., COOPER, W.W.; RHODES, E. Measuring the Efficiency of Decision-Making Units. European Journal of Operational Research: 2, 429-444. 1978.

JASMAB, T. and POLLITT, M. Benchmarking and Regulation of Electricity Distribution and Transmission Utilities: Lessons from International Experience, DAE Working Paper 01/01, Department of Applied Economics, University of Cambridge, 2001a.

JAMASB, T.; e POLLIT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. Utilities Policy: 9, 107-130. 2001b.

JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulations of electricity transmissions and distribution utilities: lessons from international experience. Universidade de Cambridge. Preliminar version. 2000.

Haney, A. B., Pollitt, M. G. Efficiency Analysis of Energy Networks: An International Survey of Regulators. EPRG Working Paper 0915, Cambridge Working Paper in Economics, nº 0926. Junho 2009

PLAGNET, M. A. 2006. Use of Benchmarking Methods in Europe in the Electricity Distribution Sector. Conference on Applied Infrastructure Research.

SEMOLINI, ROBINSON_D. Eficiência dos custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, Tese Doutorado - Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico UNICAMP, 2014

Simar, L. and Wilson, P.W. (1999), Estimating and bootstrapping Malmquist indices, European Journal of Operational Research 115. 459-471.

Simar, L., Wilson, P. W. Estimation and Inference in Two-Stage, semi-parametric models of production. Journal of Econometrics, 136, 31-64, Setembro, 2007.

ZHU, J. Quantitative Models for Performance Evaluation and Benchmarking: Data Envelopment Analysis with Spreadsheets and DEA Excel Solver. Springer, 2002.